

2016 Årsrapport



Statoil

2016 Årsrapport



INTRODUKSJON

Melding fra styreleder	05
Konsernsjefens forord	07
Kort om Statoil	08
Om rapporten	10

STRATEGISK RAPPORT

2.1 Strategi og markedsoversikt	13
2.2 Vår virksomhet	17
2.3 Utvikling og produksjon Norge (UPN)	21
2.4 Utvikling og produksjon Internasjonalt (DPI)	26
2.5 Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP)	32
2.6 Andre	34
2.7 Konsern	37
2.8 Resultater - drift og økonomi	41
2.9 Likviditet og kapitalressurser	60
2.10 Risikoanalyse	65
2.11 Sikkerhet, sikring og bærekraft	74
2.12 Våre medarbeidere	78

EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

3.1 Implementering og rapportering	81
3.2 Virksomhet	86
3.3 Egenkapital og utbytte	86
3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående	87
3.5 Fri omsettelighet	88
3.6 Generalforsamling	88
3.7 Valgkomiteen	89
3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen	90
3.9 Styrets arbeid	100
3.10 Risikostyring og internkontroll	102
3.11 Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen	104
3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen	106
3.13 Informasjon og kommunikasjon	114
3.14 Overtakelse	114
3.15 Ekstern revisor	115

REGNSKAP OG NOTER

4.1 Konsernregnskap	119
4.2 Selskapsregnskap Statoil ASA	184

TILLEGGSINFORMASJON

5.1 Aksjonærinformasjon	227
5.2 Regnskapsstandarder (IFRS) og non GAAP måltall	238
5.3 Rettsaker	243
5.4 Betaling til myndigheter	243
5.5 Erklæringer	259
5.6 Uttrykk og forkortelser	262
5.7 Fremtidsrettede utsagn	264
5.8 Signatur	265



Introduksjon

Melding fra styreleder	5
Konsernsjefens forord	7
Kort om Statoil	8
Nøkkeltall	9
Om rapporten	10

MELDING FRA STYRELEDER



Øystein Løseth
Styreleder

Til aksjonærene,

2016 var et utfordrende år for olje- og gassindustrien. I hele bransjen var de finansielle resultatene påvirket av fortsatt lave priser, og Statoil leverte et negativt årsresultat på 2,9 milliarder USD. I lys av dette er det oppmuntrende å se hvor godt selskapet har levert på forbedringsprogrammet og at driften fortsatt er solid. Statoil er nå godt posisjonert for fremtiden.

Styret har lagt vekt på både kortsiktige tiltak for å sikre selskapets posisjon i et utfordrende marked, og på arbeidet med å spisse strategien for fremtiden. Ønsket om å beskytte og styrke verdien for aksjonærene legger føringer for styrets arbeid og prioriteringer – på kort og lang sikt.

God sikkerhet er grunnleggende for all virksomhet selskapet bedriver. I fjor opplevde vi det verst tenkelige, en dødsulykke ved ett av verftene i Sør-Korea, og en helikopterulykke utenfor Bergen som tok 13 liv.

Videre økte frekvensen for alvorlige hendelser, målt som hendelser per million arbeidstimer, medregnet både Statoil-ansatte og leverandøransatte, fra 0,6 i 2015 til 0,8 i 2016. Sammen med administrasjonen har styret fokusert på nye tiltak for å styrke sikkerheten og snu trenden for sikkerhetsresultater til positiv.

Statoils svar på markedsutfordringen gjennom forbedringsprogrammet leverte årlige effektiviseringsgevinster på 3,2 milliarder USD målt mot basisåret 2013. Dette var 700 millioner USD over målet på 2,5 milliarder USD. Når selskapet nå går fra et forbedringsprogram til en forbedringskultur, settes nye mål.

Styret har gjennom året samarbeidet tett med administrasjonen og gjennomgått og bekreftet selskapets spissede og langsiktige strategi. Statoil har fastsatt klare prinsipper for utvikling av en distinkt og konkurransedyktig portefølje. Statoil skal utvikle langsiktig verdi på

norsk sokkel, styrke sin posisjon i kjerneområder og utvikle nye vekstmuligheter internasjonalt, samt styrke verdiskapningen innen markedsførings- og midtstrømsvirksomheten. Selskapet er også i gang med å etablere en betydelig industriell posisjon innen nye energiløsninger, med hovedfokus på havvind.

Å svare på klimautfordringen og forberede Statoil for en lavutslippsframtid er en integrert del av strategien vår. Konkrete tiltak for å redusere klimagassutslipp i selskapets virksomhet er iverksatt, og det er tatt steg for å bygge en mer robust portefølje. Det oppdaterte klimaveikartet beskriver de nye tiltakene som skal iverksettes.

Statoil satser videre på å skape verdi for aksjonærene og opprettholdt sitt utbytte gjennom året. Styret vil forslå for generalforsamlingen at det vedtas å opprettholde et utbytte på 0,2201 USD per aksje i fjerde kvartal, og å videreføre utbytteaksjeordningen til og med tredje kvartal 2017.

Styret mener at selskapet er godt rustet til å takle dagens markedssituasjon og har den nødvendige kompetanse, kapasitet og lederskap for å skape nye muligheter og langsiktig verdi for aksjonærene.

Jeg vil takke aksjonærene for deres fortsatte investering, og de mange ansatte i Statoil for innsatsviljen og engasjementet de viser hver dag.

Øystein Løseth
Styreleder

KONSERNSJEFENS FORORD



Eldar Sætre
Konsernsjef

TIL VÅRE AKSJONEÆRER,

Sikkerhet og sikring har høyeste prioritet i Statoil. Samtidig som 2016 var et år med mange gode prestasjoner, opplevde vi også det verst tenkelige. En leverandøransatt omkom under byggearbeid i Sør-Korea, og 29. april mistet vi 13 kolleger da et helikopter styrtet på vei fra Gullfaks B til Bergen.

For året som helhet var frekvensen for alvorlige hendelser 0,8, en økning fra de to foregående årene. Vi er ikke fornøyd med denne utviklingen, og har gjort flere tiltak for å styrke sikkerheten i hele selskapet.

I 2016 var oljeprisene på under 30 dollar per fat, og selv om prisene økte mot slutten av året, var vår realiserte gjennomsnittlige væskepris likevel på under 40 dollar per fat for året som helhet.

Vi leverte bedre enn målet for kostnadsforbedringsprogrammet vårt. Neste steg er å gå fra prosjektmodus til en kultur med kontinuerlig forbedring, og vi har satt et mål om å oppnå 1 milliard USD i ytterligere kostnadsforbedringer i 2017.

Vi har styrket våre prosjekter ved å omarbeide løsningene – fra reservoar til marked. Balanseprisen for neste generasjons prosjektportefølje (prosjekter som enten er godkjent siden 2015, eller planlagt for godkjenning med oppstart innen 2022), er nå 27 dollar per fat oljeekvivalent (fat oe).

Organiske investeringer for 2016 var 10,1 milliarder USD, en reduksjon på 3 milliarder USD fra opprinnelig prognose. Produksjonen for året som helhet var 1,978 millioner fat oe per dag, en liten økning fra 2015 på grunn av fortsatt høy produksjonseffektivitet og til tross for høy vedlikeholdsaktivitet. Reserveerstatningsraten (RRR) var 93 %.

"Høy verdiskapning og lave karbonutslipp" er et grunnleggende element av vår spissede strategi. Vi tror at vinnerne i energiomleggingen vil være produsenter som kan levere lave kostnader og lave karbonutslipp.

Statoil følger en distinkt, verdibasert strategi:

- På norsk sokkel har vi en unik posisjon som vi vil utnytte videre for å bygge vår framtidige virksomhet og maksimere verdi
- I vår internasjonale oppstrømsvirksomhet vil vi styrke vår posisjon i kjerneområder og lete videre. Brasil er et kjerneområde for oss, sammen med vår posisjon i den meget fleksible landbaserte virksomheten i USA
- For forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) er jobben å sikre flyten av olje og gass til markedene ved å få tilgang til gode markeder og styrke verdiskapning fra markedsføring og trading basert på en 'capex light'-modell
- I forretningsområdet Nye energiløsninger (NES) bygger vi en lønnsom virksomhet som på lang sikt kan utgjøre 15-20 % av investeringene våre i 2030, forutsatt at vi kan få tilgang til og kan modne frem attraktive muligheter.

Vår satsing på langsiktig verdiskapning er i tråd med prinsippene i the UN Global Compact.

Vi mener at et lavt karbonavtrykk vil gjøre oss mer konkurransedyktige i framtiden. Vi mener også at det finnes attraktive forretningsmuligheter i overgangen til et lavkarbonsamfunn. Statoil ønsker å delta i denne omleggingen for å oppnå formålet vårt om å omdanne naturressurser til energi for mennesker og framgang for samfunnet. Vårt klimaveikart forklarer hvordan vi planlegger å oppnå dette og hvordan vi vil utvikle virksomheten vår og støtte ambisjonene i Paris-avtalen.

Jeg ser fram mot ytterligere styrking av Statoil i 2017 i samsvar med prioriteringene fastsatt under kapitalmarkedsoppdateringen vår: forbedre kostnadsbasen, styrke våre prosjekter, og fortsette jakten på nye forbedringer. Vi har spisset strategien vår som energiselskap mot 2030, og er godt posisjonert for økt verdiskapning fra en attraktiv prosjektportefølje.

Eldar Sætre
Konsernsjef
Statoil ASA

KORT OM STATOIL

VÅR HISTORIE

Selskapet ble opprettet under navnet Den norske stats oljeselskap (Statoil) i 1972, og ble notert ved børsen i Oslo (Norge) og New York (USA) i juni 2001. Statoil fusjonerte med Hydros olje- og gassdivisjon i oktober 2007.

Statoil er et internasjonalt energiselskap med virksomhet i over 30 land. Vi har hovedkontor i Stavanger, Norge med omkring 20.500 ansatte over hele verden. Vi skaper verdi gjennom sikker og effektiv virksomhet, innovative løsninger og teknologi. Statoils konkurransekraft bygger på vår verdibaserte prestasjonskultur, med hovedvekt på åpenhet, samarbeid og kontinuerlige driftsforbedringer.

VÅRE AKSJONÆRER

Den norske stat er den største aksjonær i Statoil, med en direkte eierandel på 67 %. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet. Amerikanske investorer eier 9,6 %, norske private investorer eier 8,9 %, andre europeiske investorer eier 7,1 %, britiske investorer eier 5,1 % og andre eier 1,5 %.

VÅRE FORRETNINGSOMRÅDER

Vi har åtte forretningsområder:

- Utvikling og produksjon Norge
- Utvikling og produksjon internasjonalt
- Utvikling og produksjon USA
- Markedsføring, midtstrøm og prosessering
- Teknologi, prosjekter og boring
- Leting
- Global strategi og forretningsutvikling
- Nye energiløsninger

STRATEGI

Statoil er et energiselskap som satser på langsiktig verdiskapning i framtidens lavutslippssamfunn. Statoil skal utvikle og maksimere verdien av sin unike posisjon på norsk sokkel, sin internasjonale olje- og gassvirksomhet, og sin voksende nye energivirksomhet, med fokus på sikkerhet, kostnads- og karboneffektivitet. Statoil er et verdibasert selskap der ansatte delegeres myndighet og ansvar og samarbeider for å forme energiframtiden.

VÅRE VERDIER

Åpen, Samarbeid, Modig og Omtenssom.

VÅR UTBYTTEPOLITIKK

Det er Statoils ambisjon å øke årlig utbyttebetaling, målt i USD per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Statoil annonserer utbytte kvartalsvis. I mai 2016 godkjente generalforsamlingen innføring av et toårig program for utbytteaksjer med oppstart fra fjerde kvartal 2015.



NØKKELTALL

(i millioner USD med mindre annet er opplyst)	For regnskapsåret				
	2016	2015	2014	2013	2012
Finansiell informasjon⁴⁾					
Sum inntekter ³⁾	45.873	59.642	99.264	108.318	123.660
Resultat før finansposter og skattekostnad	80	1.366	17.878	26.572	35.808
Driftskostnader	(9.025)	(10.512)	(11.657)	(12.669)	(10.467)
Årets resultat	(2.902)	(5.169)	3.887	6.713	12.234
Langsiktig finansiell gjeld	27.999	29.965	27.593	27.197	18.137
Netto rentebærende gjeld før justeringer	18.372	13.852	12.004	9.542	7.057
Sum eiendeler	104.530	109.742	132.702	145.572	140.921
Aksjekapital	1.156	1.139	1.139	1.139	961
Ikke-kontrollerende eierinteresser	27	36	57	81	121
Sum egenkapital	35.099	40.307	51.282	58.513	57.468
Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer	34,4%	25,6%	19,0%	14,0%	10,9%
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert	35,6%	26,8%	20,0%	15,2%	12,4%
Beregnet ROACE basert på gjennomsnittlig sysselsatt kapital før justeringer	(4,7%)	(8,9%)	3,4%	11,3%	18,7%
Operasjonell informasjon					
Egenproduksjon olje og gass (tusen foe/dag)	1.978	1.971	1.927	1.940	2.004
Sikre olje- og gassreserver (millioner foe)	5.013	5.060	5.359	5.600	5.422
Reserveerstatningsrate (årlig)	0,93	0,55	0,62	1,28	0,99
Reserveerstatningsrate (gjennomsnittlig over tre år)	0,70	0,81	0,97	1,15	1,01
Produksjonskostnader egenproduksjonsvolumer (USD/foe)	5,0	5,9	7,6	7,5	7,2
Aksjeinformasjon¹⁾					
Utvannet resultat per aksje i dollar	(0,91)	(1,63)	1,21	2,14	3,80
Aksjekurs på Oslo Børs (Norge) 31. desember i NOK	158,40	123,70	131,20	147,00	139,00
Utbytte per aksje i USD ²⁾	0,88	1,07	0,97	1,15	1,21
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i tusen)	3.194.880	3.179.443	3.179.959	3.180.684	3.181.546

1) Se seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon for en beskrivelse av hvordan utbytte fastsettes og informasjon om tilbakekjøp av egne aksjer.

2) Foreslått utbytte for 2016. Fra og med tredje kvartal 2015 ble utbytte erklært i USD. Utbytte i tidligere perioder ble erklært i NOK. Tall for 2015 og tidligere år er presentert ved hjelp av sluttkurs for norske kroner fra Norges Bank ved årsskifte.

3) Sum inntekter for 2013 og 2012 er omarbeidet.

4) Den 1. januar 2016 endret Statoil sin presentasjonsvaluta fra norske kroner (NOK) til amerikanske dollar (USD), hovedsakelig for bedre å gjenspeile den underliggende USD-eksponeringen i Statoils forretningsvirksomhet, og for å følge vanlig praksis i bransjen. Sammenligningstall har blitt presentert i USD for å reflektere endringene. For ytterligere informasjon, se note 26 Endring av presentasjonsvaluta i konsernregnskapet.



OM RAPPORTEN

Dette dokumentet utgjør Statoil ASAs årsrapport i henhold til norske opplysningskrav i relevante lover, forskrifter og standarder for regnskapsåret 2016. Årsrapporten sendes og registreres ved Regnskapsregisteret i Brønnøysund.

Denne rapporten presenterer styrets årsberetning (sidene 3-116 og 225-260), konsernregnskapet for Statoil (side 117-183) og selskapsregnskapet for Statoil ASA (side 184-223) i henhold til Lov om årsregnskap av 1998. Rapporten inneholder også Styrets erklæring om eierstyring og selskapsledelse i samsvar med Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse utgitt av NUES (side 81-116), samt rapportene Erklæring om lederlønn for Statoils konsernledelse (side 106-114) og Rapport om betalinger til myndigheter i samsvar med norske lover og forskrifter (side 243-259).

Den finansielle rapporteringsterminologien som brukes i denne rapporten er i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS) utgitt av The International Accounting Standards Board (IASB), effektiv per 31. desember 2016, og som er vedtatt av EU.

Dette dokumentet bør leses i sammenheng med Utsagnene om fremtiden på side 264.

Statoils årsrapport kan lastes ned fra Statoils nettsted på [Statoil.com/annualreport2016].

Annet materiell på Statoils nettsted utgjør ikke noen del av dette dokumentet. Referanser til dette dokumentet, eller andre dokumenter på Statoils nettsted, er tatt med som støtte der og inngår ikke i dette dokumentet.



Strategisk rapport

Strategi og markedsoversikt	13
Vår virksomhet	17
Resultater – drift og økonomi	41
Likviditet og kapitalressurser	60
Risikoanalyse	65
Sikkerhet, sikring og bærekraft	74
Våre medarbeidere	78

2.1 STRATEGI OG MARKEDSOVERSIKT

STATOILS FORRETNINGSMILJØ

Markedsoversikt

2016 var enda et år da veksten var lavere enn forventet, med en global BNP-vekst som gikk ned fra 2,6 % til 2,3 %. Dette skyldtes i stor grad nedgangen i økonomien i OECD-landene, samtidig som landene utenfor OECD opplevde en økonomisk vekst i løpet av året. I USA lå forbruket fortsatt på et sunt nivå, men investeringene gikk ned, og førte til at BNP-veksten sank fra 2,6 % i 2015 til 1,6 % i 2016. Oppgangskonjunktoren fortsatte i moderat tempo i eurosonen med 1,7 %, og var støttet av privat forbruk og høyere sysselsetting. Økonomien i Storbritannia holdt seg bra, til tross for valgresultatet som viste at flertallet ønsket å gå ut av EU, mens Japan kunne notere seg en relativt moderat vekst. Framvoksende markeder opprettholdt sin vekstrate fra 2015, delvis på grunn av at Russland opplevde en økonomisk vekst gjennom året. Kinas vekst stabiliserte seg i 2016 på grunn av sterkere stimulerings tiltak midt i nedgangen som hadde vart siden 2012, og skyldtes en økonomisk justering. Indias BNP-vekstrate gikk ned til 6,6 % da store pengesedler plutselig ble gjort ugyldige og bremsset forbruket. Flere store krefter er i sving i den globale økonomien, og vil fortsatt påvirke etterspørselen, inkludert relativt lave råvarepriser, lave rentesatser, økt politisk ustabilitet og svak verdenshandel.

Den globale etterspørselen etter olje økte med 1,5 millioner fat per dag i 2016. Produksjonen fra land utenfor Opec reagerte på lavere priser og gikk ned med 0,9 millioner fat, hvorav mesteparten av nedgangen skjedde i Nord-Amerika og Kina. Opec bidro imidlertid med 1,1 millioner fat per dag til produksjonen. Dette førte til et overforsynt marked gjennom hele 2016, og en svak økning i lagernivåene.

I første halvår 2016 var det en nedadgående trend i gassprisene, som gjenspeilte både markedsbalansen og andre konkurransedyktige energikilder. I andre halvdel av 2016 var imidlertid markedene styrket, på grunn av at råvaremarkedet tok seg opp igjen og etterspørselen svarte på svake gasspriser i første halvår 2016.

Oljepriser og raffineringsmarginer

Kraftigere svingninger enn vanlig preget oljemarkedet i 2016, i likhet med året før, med en pris på Brent Blend som svingte mellom 26 USD per fat og 55 USD per fat.

Oljeprisen

Oljemarkedet er generelt stabilt og har vært svært stabilt siden juni 2014. Gjennomsnittsprisen på datert Brent råolje i 2016 var 43,7 USD per fat, en nedgang på 10 USD per fat fra 2015. Prisen på datert Brent olje gikk nedover i begynnelsen av året, og nådde bunnivået på 26 USD per fat i andre halvdel av januar. Positive markedssignaler, som skyldtes en sunn økning i etterspørselen og betydelige forsyningsforstyrrelser, skjøv prisen på datert Brent oppover til rundt 50 USD per fat ved utgangen av andre kvartal. Nye volumforstyrrelser i løpet av sommeren, og tegn på svakere økning i etterspørselen, sendte prisene ned igjen mot 40 USD per fat tidlig i

august. Prisen på datert Brent gikk noe opp igjen i tredje kvartal etter at Opec og Russland ble enige om å lage en plan for å fryse eller kutte i sin produksjon. Opec-møtet sent i november førte til en avtale mellom medlemmene om å kutte den samlede produksjonen med 1,2 millioner fat per dag, med virkning fra 1. januar 2017, i tillegg til et kutt blant landene utenfor Opec med om lag 0,6 millioner fat per dag. Den umiddelbare effekten av denne kunngjøringen var en økning i prisen på datert Brent opp mot 53 USD per fat. Terminmarkedet for Brent på børsen Intercontinental Exchange (ICE) var i kontango gjennom hele 2016.

I løpet av 2016 har olje fra tette formasjoner i Nord-Amerika vært hovedårsaken til nedgangen hos landene utenfor Opec, som førte til fortsatt vekst i Opec-produksjonen. Mens skiferproduksjonen i USA har gått ned i store deler av de siste to årene, har produktivetsgevinster og kostnadsreduksjoner økt og dannet grunnlaget for framtidig vekst. Mer komplettering av brønner og boring av lengre sidegrensbrønner har spesielt gitt produsentene muligheten til å gjøre mer med mindre. Ingen steder er dette mer synlig enn i Permian-bassenget vest i Texas. Mens oljeprisene har steget i løpet av året, har Permian notert det største oppsvinget i borerigger. På dagens nivå befinner nærmere 50 % av alle oljeriggene i USA seg i Permian-bassenget, noe som er en økning fra 30 % tidlig i 2013. Fra et prisperspektiv har lavere produksjon, overflod av infrastruktur og oppheving av forbudet mot eksport av råolje, ført til at de fleste oljesortene i Nord-Amerika har hatt en pris som er nær deres tekniske raffineringverdi, og gjenspeiler den vedvarende flaskehalsen i rørledningsinfrastrukturen for transport av råolje på land i USA. Små marginer i forhold til global vannbåren råolje har ført til at jernbanetransport har falt brått, og alle tegn tyder på at denne trenden vil fortsette i årene framover.

Raffineringsmarginer

Europeiske raffineringsmarginer opplevde et solid år i 2016. Gjennom 2015 hadde et overskudd av råolje blitt snudd til overskudd av produkter, drevet av sterke marginer. Allerede tidlig i 2016 hadde diesellagrene økt raskt, og dieselmarginen var lave. Raffineriene gikk da over til å maksimere bensinproduksjonen med forventninger om et godt bensinmarked til sommeren. Etterspørselen etter bensin den sommeren var imidlertid skuffende, og førte til at lagrene økte og bensinmarginene falt sterkt. Svake produktpriser gjennom sommeren førte til begrenset produksjon fra raffineringene og styrket etterspørselen. Innen fjerde kvartal var bensinmarkedet på ny i balanse, og diesellagrene falt igjen. Dette førte til at raffineringsmarginene økte igjen i fjerde kvartal. Gjennomsnittsmarginen for et oppgradert raffineri i Nordvest-Europa var solid, og i tråd med 2014, men godt under 2015-marginen.

Gassprisene

Gassprisene gikk ned gjennom hele 2015, men stabiliserte seg i andre kvartal 2016. I fjerde kvartal 2016 gikk prisene kraftig opp igjen på grunn av økt forbruk i Asia og Europa. Henry Hub opplevde i 2016 sitt laveste årsgjennomsnitt på over ti år.

Gasspriser – Europa

Prisene på NBP (National Balancing Point) falt fra et gjennomsnitt på 7,5 USD per mmbtu i første kvartal 2015 til 5,4 USD per mmbtu i fjerde kvartal 2015. Nedgangen fortsatte i første kvartal 2016, med en gjennomsnittspris på 4,3 USD per mmbtu, før den falt til 3 USD per mmbtu i august 2016, som var den laveste prisen på ti år. Etter det lave nivået i august har gjennomsnittsprisen per måned steget,

og var på 6,2 USD per mmbtu ved utgangen av 2016, noe som gav et årsgjennomsnitt i 2016 på 5 USD per mmbtu.

Gassforbruket i EU fortsatte å stige i 2016, etter som kraftproduksjonen svarte på en høyere pris på kull og stans av atomkraftreaktorer i Frankrike. Etterspørselen etter oppvarmingsprodukter har i tillegg svart på et mer normalt værmønster i Europa. Gassproduksjonen i EU-landene var på et rekordlavt nivå med 125 milliarder kubikkmeter (bcm), siden den nederlandske regjeringen nedjusterte produksjonsgrensen på Groningen-feltet til 24 bcm. Den europeiske importen fra Russland var rekordhøy med 179 bcm, og importen fra Norge var på samme rekordhøye nivå som i 2015 med 108 bcm. De rekordhøye nivåene på rørledningsimport er tilskyndet av en liten nedgang i leveransene av flytende naturgass (LNG) til Europa. LNG-forsyningene til nordvest-Europa har gått ned, mens importen til Sør-Europa forblir konstant.

Gasspriser – Nord-Amerika

Gassprisene svingte i 2016, og de falt til under 2 USD per mmbtu tidlig på året, før de steg til over 3 USD per mmbtu ved utgangen av året. Gjennomsnittsprisen på Henry Hub i 2016 på 2,4 USD per mmbtu var den laveste på over ti år, og falt fra 2,6 USD per mmbtu i 2015, hovedsakelig som følge av overforsyning. Gassprodusentene i USA svarte på de fallende prisene med å redusere riggbruken til det laveste nivået på flere tiår. Som et resultat av dette falt gassproduksjonen gjennom hele året. Etterspørselen etter gass var høy i 2016, da gass erstattet kull i kraftsektoren og eksporten av flytende naturgass startet fra Golfkysten.

Globale priser på flytende naturgass (LNG)

LNG-prisene falt gjennom hele 2015, fra et gjennomsnitt på 7,3 USD per mmbtu i første kvartal 2015 til 4,5 USD per mmbtu i første kvartal 2016, men stabiliserte seg i andre kvartal 2016 på en gjennomsnittspris på 4,9 USD per mmbtu. I andre halvdel av 2016 gikk prisene kraftig opp igjen til et gjennomsnitt på 8 USD per mmbtu i fjerde kvartal 2016, hovedsakelig på grunn av økt forbruk i Asia og Midtøsten, som ble ytterligere forsterket av lavere-enn-forventet opptrapping av produksjonen fra nye LNG-anlegg, i tillegg til ikke-planlagte driftsstanser.

Statoils konsernstrategi

Statoil er et energiselskap som satser på langsiktig verdiskapning i framtidens lavutslippssamfunn. Statoil skaper verdi ved å omgjøre naturressurser til energi for mennesker og framskritt for samfunnet. Statoil skal utvikle og maksimere verdien av sin unike posisjon på norsk sokkel, sin internasjonale olje- og gassvirksomhet og sin voksende nye energivirksomhet, med fokus på sikkerhet, kostnads- og karboneffektivitet. Statoil er et verdibasert selskap der ansatte delegeres myndighet og ansvar, og samarbeider for å forme energiframtiden.

For å lykkes med å gjøre Statoils visjon til virkelighet, skal Statoil følge en strategi for å:

- styrke og forlenge vår posisjon på norsk sokkel
- utvikle betydelige og lønnsomme internasjonale posisjoner
- levere energi for en lavkarbonframtid gjennom vekst i Nye energiløsninger (NES)
- målrettet og verdiskapende midtstrøms- og nedstrømsvirksomhet

I tillegg skal Statoil utforske, utvikle og anvende teknologi for å skape muligheter og øke verdien av Statoils nåværende og framtidige eiendeler.

Styrke og forlenge vår posisjon på norsk sokkel

I over 40 år har Statoil lett etter, bygget ut og produsert olje og gass på norsk sokkel. Statoil har som mål å styrke og forlenge sin posisjon ved å gripe og utvikle muligheter til verdifull produksjon. Samtidig planlegger Statoil å øke påliteligheten, effektiviteten og levetiden til felt som allerede er i produksjon. Norsk sokkel utgjør om lag to tredeler av Statoils egenproduksjon på 1,235 millioner foe per dag i 2016.

- **Leting:** Statoil fortsetter å være en engasjert utforsker av norsk sokkel i modne områder, vekstområder og uutforskede områder. I 2016 deltok Statoil i 14 utforskningsbrønner på norsk sokkel, som førte til elleve funn. Statoil ble tildelt 29 utvinningstillatelser i modne områder i TFO-runden i 2016 (Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder) (resultatet ble kunngjort i januar 2017), 16 som operatør og 13 som partner, og fem tillatelser i uutforskede områder i den 23. konsesjonsrunden, fire som operatør og en som partner.
- **Utbygging:** Johan Sverdrup Fase 1-prosjektet er i rute. Produksjonsboring begynte i første kvartal 2016. Godkjenning av Fase 2 skal etter planen skje i første kvartal 2017. Statoil økte sin eierandel på britisk side av Utgard-lisensen, og leverte plan for utbygging og drift (PUD) av Utgard-feltet i andre kvartal 2016. PUD for Byrding og Trestakk ble levert, og PUD for Oseberg Vestflanken 2 ble godkjent i 2016.
- **Produksjon:** Gullfaks Rimfaksdalen kom i produksjon. Produksjonen startet fra Fram C, som er koblet til eksisterende infrastruktur i Fram- og Troll-området.

Statoil har fullført to aksjetransaksjoner som gav en eierandel på 20,1 % i Lundin Petroleum AB. Lundin er vår partner i flere felt, og har blant annet en eierandel på 22,6 % i den samordnede utbyggingen av hele Johan Sverdrup-feltet. Statoil kjøpte også en andel på 25 % i Byrding.

Ved utgangen av 2016 hadde Statoil oppnådd en reduksjon i utslipp av CO₂ på vel 1 million tonn per år, sammenlignet med et 2008-grunnlag på norsk sokkel, hovedsakelig gjennom bedre energistyring og høyere energieffektivitet. Vårt mål for 2020 er å levere utslippsreduksjoner på 1,2 millioner tonn CO₂, sammenlignet med 2008. I august 2016 kunngjorde den norske petroleumsindustrien sin ambisjon om å innføre tiltak for å redusere CO₂-utslipp som tilsvarer 2,5 millioner tonn på norsk sokkel innen 2030, sammenlignet med 2020. Statoil har forpliktet seg til å levere 2,0 millioner tonn av dette reduksjonsmålet.

Utvikle betydelige og lønnsomme internasjonale posisjoner

Internasjonal olje- og gassproduksjon utgjorde om lag en tredel av Statoils egenproduksjon på 744 tusen foe per dag i 2016. Statoil skal fortsatt lete etter, bygge ut og produsere olje- og gassmuligheter utenfor Norge for å øke Statoils oppstrømsportefølje.

- **Leting:** Statoil fortsetter å lete etter olje og gass utenfor Norge. Statoil deltok i ni letebrønner internasjonalt, som førte til tre funn, inkludert Baccalieu-funnet i Canada. Statoil tilførte leteareal i Brasil, Canada, New Zealand, Russland, Storbritannia og i amerikansk del av Mexicogolfen, gikk inn i leteareal i Irland og Tyrkia og i to nye land, Mexico og Uruguay. Statoil har som operatør for et partnerskap med BP og Total blitt tildelt blokk 1 og 3 i Salinabassenget i Mexico.
- **Utbygging:** Statoil styrket sitt strategiske samarbeid med Petrobras i Brasil. Byggingen går framover som planlagt for Peregrino Fase II.
- **Produksjon:** Heidelberg og Julia startet produksjonen i Mexicogolfen. Sammen med operatøren BP og andre partnere er det gjort betydelige framskritt i tildeling av en lisensforlengelse for Azeri-Chirag Guneshli (ACG) i Aserbajdsjan. Det var store opptrappinger i produksjonen både fra de sørlige In Salah-feltene i Algerie og Corrib-feltet i Irland i 2016.

I Brasil kjøpte Statoil en eierandel på 66 % og ble operatør for BM-S-8-lisensen, som omfatter en betydelig del av Carará-feltet. Statoil overtok operatøransvaret for og startet prøveboring på BM-C-33. I USA økte Statoil sin eierandel i Eagle Ford-feltet, og overtok hele operatøransvaret. Statoil fortsatte å konsentrere sin portefølje med delvis salg av Marcellus-areal, som er utenfor selskapets kjerneområde, og vedtok salg av sin oljesandvirksomhet i Canada.

Levere energi for en lavkarbonframtid

Statoil erkjenner at det finnes stadig flere muligheter i produksjon av lavkarbonenergi.

Statoil lanserte i 2016 Statoil Energy Ventures, et venturefond som skal investere 200 millioner USD i attraktive og ambisiøse vekstselskaper innen fornybar energi. Dette fondet gjorde sine første investeringer i United Wind Inc., og senere i ChargePoint Inc., Convergent Energy and Power Inc. og Oxford Photovoltaics Ltd., og fortsetter å vurdere markedsmuligheter. Statoil har også fortsatt å undersøke nye forretningsmuligheter innen karbonfangst og -lagring, i tillegg til andre mulige markeder for ny energi.

- **Utbygging:** Utbyggingen av havvindparken Dudgeon, som vil ha en kapasitet på 402 MW, begynte installeringen i første kvartal 2016, og ventes å være i full drift innen fjerde kvartal 2017.
- **Produksjon:** I 2016 undertegnet Statoil en intensjonsavtale for å bli operatør for havvindparken Sheringham Shoal fra januar 2017. Den produserer i dag fra en installert effekt på 317 MW. Statoil har en andel på 40 % i Scira-konsortiet, som produserer strøm fra havvindparken Sheringham Shoal.

Statoil inngikk et samarbeid med E.ON om utbygging av havvindparken Arkona utenfor kysten av Tyskland. Havvindparken får en kapasitet på 385 MW, og skal etter planen starte produksjonen i 2019. I USA ble Statoil erklært den foreløpige vinneren av en budrunde som amerikanske myndigheter holdt om en vindparklisens utenfor kysten av New York, med en mulig produksjonskapasitet på over 1,8 GW.

Statoil skal også starte produksjonen fra verdens første flytende havvindpark, Hywind Scotland, i fjerde kvartal 2017. Statoils partner i 30 MW-prosjektet er Masdar, som kjøpte en andel på 25 % i prosjektet i januar 2017. Prosjektet omfatter også en nyskapende løsning for batterilagring, Batwind, som representerer selskapets første vindkraftutbygging med integrert energilagring.

Statoil har levert en forundersøkelse til norske myndigheter for deler av den norske verdikjeden for karbonfangst og -lagring. Formålet har vært å finne kommersielle metoder for å injisere skipsfrakter med CO₂-volumer ned i et reservoar under havbunnen på norsk sokkel. Statoils lange erfaring med lagring av CO₂ fra Sleipner og Snøhvit har vært verdifull i arbeidet med å finne kommersielle og tekniske metoder for å lagre store CO₂-volumer fra tredjepart, for å møte verdens behov for slike løsninger for karbonfangst og -lagring.

Målrettet og verdiskapende midtstrøms- og nedstrømsvirksomhet

Hovedformålet med Statoils midtstrøms- og nedstrømsvirksomhet er å prosessere og transportere sin olje- og gassproduksjon (inkludert Den norske statens petroleum) på en konkurransedyktig måte til hovedmarkedene, og sikre maksimal verdirealisering. Hovedfokuset er på:

- Sikker og effektiv drift
- Kontinuerlig forbedring i forbindelse med driftsregularitet, HMS og kostnader
- Sikre at produksjonen når markedet og markedsføring av Statoils egenproduksjon (råolje, naturgass, relaterte produkter) og volumer fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) for maksimal verdiskapning
- Bruk av modellen for «asset backed trading» på tvers av råvarer for å utnytte marginmuligheter
- Opprettholde Statoils posisjon som en ledende gassleverandør i Europa
- Sammensetning av eiendeler med lav kapitalinvestering

Strategien er rettet mot verdioptimalisering av Statoils fleksible gassproduserende eiendeler i Norge som forsyner Europa, og mot Statoils midtstrømsaktiviteter i Nord-Amerika, der Statoils landbaserte portefølje utvikler seg. Statoil oppnådde sterke markedsførings- og handelsresultater på tvers av alle råvarer.

Forskning, utvikling og anvendelse av teknologi for å utnytte muligheter og styrke verdiskapningen

Statoil mener at teknologi er en avgjørende suksessfaktor for verdiskapning. Målet med Statoils teknologiutvikling er å øke tilgangen til nye olje- og gassressurser med konkurransedyktige kostnader, og å redusere feltutbyggings-, bore- og driftskostnader samt utslipp av CO₂ og andre klimagasser. Statoils teknologiarbeid er rettet mot følgende prioriterte områder:

- **Forretningskritiske teknologier:** Oppstrømsteknologi er prioritert, fortrinnsvis innenfor områdene leting, reservoar, boring og brønn, og havbunnsbaserte produksjonssystemer. Statoils hovedfokus har vært på kostnadsreduksjoner, for eksempel Statoils forenklede havbunnsbaserte produksjonskonsept, Cap-X™, som er utviklet for å muliggjøre eventuelle framtidige utbyggingsprosjekter i Barentshavet.
- **Styrke Statoils rett til å drive virksomhet:** Statoil har styrket sin satsing på bærekraft. Når det gjelder verdikjedene innen olje og gass og ny energi, er teknologiutviklingen rettet mot økt energieffektivitet for kraftproduksjon og lavere CO₂-utslipp. Når det gjelder fornybare energikilder, prioriteres teknologiske forbedringer for å redusere kostnader på områdene for bygging og vedlikehold av både faste og flytende havvindanlegg
- **Øke Statoils kompetanse:** Statoil fortsetter sin brede forskningsinnsats både for olje- og gassverdikjedene og nye verdikjeder. Det pågår arbeid både internt og i samarbeid med akademia, forskningsinstitusjoner og leverandører gjennom venture-virksomhet.

- **Utnytte verdien av digitalisering:** Statoil undersøker muligheter for digitalisering i energibransjen. I 2016 har det vært arbeidet med å finne den optimale framgangsmåten for å øke farten på digitaliseringen for å utnytte et større verdipotensial

På kapitalmarkedsoppdateringen 7. februar 2017 delte Statoil sin spissede strategi for å svare på endringene i markedet. Geopolitiske endringer, utfordringer med tilgang til nye olje- og gassressurser, endret markedsdynamikk, digitalisering og en global overgang til en lavutslippsøkonomi, øker usikkerheten og svingningene. Disse endringene utløser et behov for å bygge opp en sterkere portefølje med tydelig retning, som leveres av en dynamisk organisasjon som er åpen for endringer og gir ansvar og myndighet til sine ansatte. For å levere i henhold til den spissede strategien, og møte den strategiske intensjonen «høy verdiskapning, lave karbonutslipp», skal Statoil optimalisere sin portefølje rundt følgende grunnpilarer:

- **Norsk sokkel** - Fortsette utviklingen av vår unike posisjon for å maksimere og utvikle langsiktige verdier
- **Internasjonal olje og gass** - Utvikle kjerneområder og modne fremvekstområder
- **Nye energiløsninger** - Skape en betydelig industriell posisjon
- **Midtstrøm og markedsføring** - Sikre tilgang til attraktive markeder og skape verdi gjennom sykluser

Følgende strategiske prinsipper viser Statoil vei i utformingen av en robust, balansert og tydelig portefølje:

1. **Sikre kapasitet for positiv kontantstrøm til enhver tid**
Generere positive kontantstrømmer fra driften, selv ved lave olje- og gasspriser, for å opprettholde utbytte og investeringskapasitet gjennom svingningene
2. **Fleksibilitet i investeringsprogrammet**
Ha tilstrekkelig fleksibilitet i organiske investeringer for å kunne svare på nedgang i markedet og unngå beslutninger som ikke er verdiskapende
3. **Skape verdi fra konjunktursvingninger**
Sørge for mulighet og kapasitet til å iverksette motkonjunkturtiltak for å skape verdi gjennom svingningene
4. **Lavkarbonfortrinn**
Opprettholde vår konkurransefordel som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, samtidig som vi bygger opp en lavutslippsvirksomhet for å utnytte nye muligheter i energiovergangen

FRAMTIDSUTSIKTER

Statoils planer tar hensyn til den nåværende markedssituasjonen, samtidig som selskapet fortsetter å investere i høykvalitetsprosjekter. Statoil fortsetter å styrke innsatsen og forplikter seg til å levere i henhold til sine prioriteringer som er høy verdiskapning, økt effektivitet og konkurransedyktig aksjonærutbytte.

- Organiske investeringer for 2017 (eksklusive oppkjøp, finansielle leieavtaler og andre investeringer med vesentlig forskjellig kontantstrømmønster) anslås til om lag 11 milliarder USD
- Statoil har til hensikt å fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler, og anslår at samlet aktivitetsnivå for letevirksomheten vil ligge på rundt 1,5 milliarder USD i 2017, eksklusive signaturbonuser
- Statoil forventer å levere effektivitetsforbedringer på ytterligere 1 milliard USD i 2017, totalt 4,2 milliarder USD
- Statoils ambisjon er at produksjonsenhetskostnaden fortsatt skal ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper
- Det ventes at den organiske produksjonsveksten i perioden fra 2016 til 2020 vil komme fra nye prosjekter, og gi en vekstrate (compound annual growth rate) på rundt 3 %
- Egenproduksjonen i 2017 forventes å ligge på rundt 4-5 % over nivået for 2016
- Planlagt vedlikeholdsaktivitet forventes å redusere den kvartalsvise produksjonen med rundt 10 tusen foe per dag i første kvartal 2017. Til sammen er det ventet at vedlikeholdet vil redusere egenproduksjonen med rundt 30 tusen foe per dag for året 2017, noe som er lavere enn effekten i 2016.
- Indikativ PSA-effekt (produksjonsdelingsavtaler) og produksjonsavgifter (royalties) i USA anslås til rundt 150 tusen foe per dag i 2017 basert på en oljepris på 40 USD per fat, og 165 tusen foe per dag basert på en oljepris på 70 USD per fat
- Utsatt produksjon som følge av verdioptimalisering, gassuttak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i drift samt driftsregularitet, utgjør de viktigste risikoelementene knyttet til produksjonsprognosen.

Ovennevnte informasjon om framtidige forhold er basert på nåværende oppfatninger om framtidige hendelser, og er i sin natur gjenstand for betydelig risiko og usikkerhet, ettersom den gjelder begivenheter og avhenger av forhold som ligger fram i tid. For mer informasjon, se kapitlet Framtidige forhold.

2.2 VÅR VIRKSOMHET

HISTORIE

Statoil ble opprettet 18. september 1972 ved et enstemmig stortingsvedtak og ble stiftet som aksjeselskap under navnet Den norske stats oljeselskap AS. Som et heleid statlig selskap var Statoils rolle i utgangspunktet å fungere som regjeringens kommersielle instrument i utviklingen av norsk olje- og gassindustri. Statoils virksomhet, som har vokst parallelt med norsk olje- og gassindustri, har i hovedsak vært konsentrert om leting, utvikling og produksjon av olje og gass på norsk sokkel.

Under 1980-årene vokste Statoil betydelig gjennom utvikling av norsk sokkel. Statoil ble også en viktig aktør i det europeiske gassmarkedet ved å inngå store salgskontrakter for utvikling og drift av gasstransportsystemer og terminaler. I samme tiår var Statoil involvert i raffinering og markedsføring i Skandinavia og etablerte et omfattende nett av bensinstasjoner. Selskapet solgte seg helt ut av denne bransjen i 2012.

I 2001 ble Statoil notert ved børsene i Oslo og New York og ble et allmennaksjeselskap under navnet Statoil ASA, der 67 % av aksjemajoriteten var eid av den norske stat. Siden da har virksomheten vår vokst gjennom betydelige investeringer både på norsk sokkel og internasjonalt. Fusjonen med Hydros olje- og gassdivisjon 1. oktober 2007 bidro til ytterligere styrking av Statoils evne til å realisere det fulle potensialet på norsk sokkel. Økt bruk av ekspertise for å utforme og drive virksomheten i de ulike miljøene har styrket oppstrømsvirksomheten vår utenfor vårt tradisjonelle område, som er offshoreproduksjon. Dette omfatter utvikling av tungolje- og skifer-gassprosjekter, og prosjekter som fokuserer på andre typer energi, som havvind og karbonfangst og -lagring.

VIRKSOMHET

Statoil er et internasjonalt energiselskap som hovedsakelig er involvert i leting etter og produksjon av olje og gass. Selskapet er organisert i henhold til norsk lov og underlagt Lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). I tillegg til å være ledende operatør på norsk sokkel, har Statoil betydelig internasjonal virksomhet og er til stede i flere av de viktigste olje- og gassprovinsene i verden. Vi har virksomhet i mer enn 30 land og har omlag 20.500 ansatte over hele verden.

Vår tilgang til råolje i form av egenvolumer og myndighets- og tredjepartsvolumer gjør Statoil til betydelig leverandør av råolje. Statoil er også den nest største leverandøren av naturgass til det europeiske markedet. I tillegg er prosessering og raffinering en del av virksomheten vår.

Statoils hovedkontor har adresse Forusbeen 35, 4035 Stavanger, Norge og telefonnummeret er +47 51 99 00 00.

VÅR KONKURRANSEPOSISJON

De viktigste konkurransefaktorene i olje- og gassindustrien er tilbud og etterspørsel etter olje og gass, lete- og produksjonskostnader, globale produksjonsnivåer, alternative drivstoffer, og miljø- og myndighetsreguleringer. Når Statoil erverver eiendeler og lisenser for

leting, utvikling og produksjon, og under raffinering, markedsføring og handel med råolje, gass og avledede produkter, konkurrerer Statoil med andre integrerte olje- og gasselskaper.

Statoils evne til å forbli konkurransedyktig vil blant annet være avhengig av kontinuerlig fokus på kostnadsreduksjon og effektivisering. Dette vil også forutsette teknologisk innovasjon for å opprettholde langsiktig vekst av reserver og produksjon, og evne til å utnytte muligheter innen nye områder.

Informasjonen om Statoils konkurranseposisjon i strategisk rapport er basert på en rekke kilder, bl.a. investeringsanalytiker-rapporter, uavhengige markedsundersøkelser, og interne vurderinger av markedsandelen vår basert på offentlig tilgjengelig informasjon om markedsaktørers finansielle resultater og prestasjoner.

Forbedringsprogrammer

Forbedringsprogrammer er Statoils svar på senere års industrielle utfordring kjennetegnet ved reduserte produktpriser og redusert inntjening. Mer spesifikt er ambisjonen å oppnå positive produksjonseffekter og redusere investeringer og driftskostnader for å forbedre de finansielle resultatene og kontantstrømmen. Statoils ambisjon om ytterligere kostnadsreduksjon og effektivisering ble presentert under kapitalmarkedsoppdateringen (CMU) 7. februar 2017. For 2017 er Statoils målsetting å oppnå en årlig kostnadsforbedring på 1 milliard USD som kommer i tillegg til de allerede oppnådde besparelsene på 3,2 milliarder USD.

KONSERNSTRUKTUR

Forretningsområder

Statoils virksomhet styres gjennom følgende forretningsområder:

Utvikling og produksjon Norge (UPN)

UPN styrer Statoils oppstrømsvirksomhet på norsk sokkel og leter etter og utvinner råolje, naturgass og NGL. Forretningsområdets ambisjon er å opprettholde Statoils ledende posisjon på norsk sokkel og sikre maksimum verdiskapning gjennom kontinuerlig forbedring av resultatene innen HMS og drift.

Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)

DPI styrer Statoils oppstrømsvirksomhet over hele verden som ikke omfattes av forretningsområdene UPN og Utvikling og produksjon USA (DPUSA). DPI leter etter og utvinner råolje, naturgass og NGL. DPIs ambisjon er å bygge en stor og lønnsom internasjonal produksjonsportefølje av aktiviteter som spenner fra å sikre tilgang til nye muligheter, til levering av lønnsomme prosjekter i en rekke komplekse miljøer.

Utvikling og produksjon USA (DPUSA)

DPUSA styrer Statoils oppstrømsvirksomhet i USA og Mexico. DPUSAs ambisjon er å utvikle en betydelig og lønnsom posisjon i USA og Mexico, blant annet i dybvannsområdene i Mexicogolfen og innen ukonvensjonell olje- og gassvirksomhet i USA.

Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP)

MMP styrer Statoils markedsførings- og handelsvirksomhet knyttet til oljeprodukter og gass, transport, prosessering og foredling, og utvinning av olje og gass. MMP arbeider for å maksimere verdiskapningen i Statoils midtstrøms- og markedsføringsvirksomhet.

Teknologi, prosjekter og boring (TPD)

TPD er ansvarlig for den globale prosjektporteføljen, brønnleveranser, nye teknologier og anskaffelse på tvers av Statoil. TPD arbeider for å oppnå sikre, effektive og kostnadseffektive globale brønn- og prosjektleveranser, høy teknologisk kompetanse, og forskning og utvikling. Innkjøp til konkurransedyktige priser er et viktig bidrag for å maksimere verdi for Statoil.

Leting (EXP)

EXP styrer Statoils letevirksomhet over hele verden med sikte på å posisjonere Statoil som et ledende leteselskap. Dette oppnås gjennom å få tilgang til nye områder med høyt potensial i prioriterte bassenger, global prioritering og boring av flere betydelige brønner i vekstområder og uutforskede bassenger, utføre felt nær leting på norsk sokkel, og i andre utvalgte områder, samt oppnå betydelige prestasjonsforbedringer generelt.

Nye energiløsninger (NES)

NES gjenspeiler Statoils langsiktige ambisjoner om gradvis å supplere sin olje- og gassportefølje med lønnsom fornybar energi og andre lavkarbonløsninger. NES er ansvarlig for vindparker, karbonfangst og -lagring og andre fornybar energi- og lavkarbonløsninger.

Global strategi og forretningsutvikling (GSB)

GSB fastsetter den strategiske kursen og identifiser forretningsutviklings- og fusjons- og oppkjøpsmuligheter for Statoil. Ambisjonen til forretningsområdet GSB er å sikre nær forbindelse mellom konsernstrategi, forretningsutvikling og fusjons- og oppkjøpsaktiviteter for å aktivt fremme videreutviklingen av Statoil som selskap.

Rapporteringssegmenter

Statoil rapporterer sin virksomhet gjennom følgende rapporteringssegmenter:

- UPN – Utvikling og produksjon Norge
- DPI – Utvikling og produksjon internasjonalt, der forretningsområdene DPI og DPUSA er slått sammen
- MMP – Markedsføring, midtstrøm og prosessering
- Andre – omfatter aktiviteter i NES, TPD, GSB og konsernstaber og -tjenester.

Aktiviteter knyttet til forretningsområdet EXP allokeres fullt ut til - og presenteres i - de respektive utviklings- og produksjonssegmentene. Aktiviteter som relaterer seg til forretningsområdene TPD og GSB allokeres delvis til - og presenteres i - de respektive utviklings- og produksjonssegmentene.

Presentasjon

I de etterfølgende kapitlene av rapporten er virksomhet rapportert i henhold til respektive rapporteringssegment. Underliggende aktiviteter, eller resultatområder, er presentert i henhold til hvordan rapporteringssegmentet organiserer virksomheten sin.

I samsvar med SECs krav utarbeider Statoil sin informasjon om olje- og gassreserver og annen tilleggsinformasjon om olje og gass basert på geografiske områder. Statoils geografiske områder er definert etter land og kontinent og består av Norge, Eurasia utenom Norge, Afrika, og Amerika.

Se note 3 Segmenter til konsernregnskapet for ytterligere informasjon.

SEGMENTRAPPORTERING

Interne transaksjoner i olje- og gassvolumer skjer mellom våre rapporteringssegmenter før salg i markedet. Retningslinjene for prissetting i konserninterne transaksjoner bygger på anslåtte markedspriser. Ytterligere informasjon finnes i punkt 2.8 Resultater – drift og økonomi, samt delen Produksjonsvolumer og priser.

Vi eliminerer internsalg ved fastsetting av de samlede resultatene for rapporteringssegmentene. Internsalg omfatter transaksjoner registrert i forbindelse med olje- og gassproduksjonen vår i forretningsområdene UPN eller DPI, og også i forbindelse med salg, transport eller raffinering av olje- og gassproduksjonen vår i forretningsområdet MMP. Visse typer transportkostnader rapporteres både i forretningsområdet MMP og DPUSA.

Forretningsområdet UPN produserer olje og gass som selges internt til forretningsområdet MMP. En stor del av oljen som produseres av forretningsområdene DPI og DPUSA selges også gjennom forretningsområdet MMP. Resterende olje og gass fra forretningsområdene DPI og DPUSA selges direkte i markedet. For konserninterne transaksjoner har Statoil etablert en markedsbasert metode for prissetting i samsvar med kravene i gjeldende lover og forskrifter.

I 2016 var gjennomsnittlig internprisen for naturgass 3,42 USD per mmbtu. Gjennomsnittlig internpris var 5,17 USD per mmbtu i 2015 og 6,55 USD i 2014. For olje solgt fra UPN til MMP er internprisen gjeldende markedsbaserte pris minus en kostnadsdekningsrate.

Følgende tabell viser finansiell informasjon for de fire rapporteringssegmentene, inkludert konserninterne elimineringer for hvert av årene i treårsperioden fram til 31. desember 2016. Ytterligere informasjon finnes i note 3, Segmentinformasjon til konsernregnskapet.

Segmentresultater (i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Utvikling og produksjon Norge			
Sum inntekter	13.077	17.339	28.926
Resultat før finansposter og skattekostnad	4.451	7.161	17.753
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	27.816	27.706	35.243
Utvikling og produksjon internasjonalt			
Sum inntekter	6.657	8.200	13.661
Resultat før finansposter og skattekostnad	(4.352)	(8.729)	(2.703)
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	36.181	37.475	44.912
Markedsføring, midtstrøm og prosessering			
Sum inntekter	44.979	58.106	95.171
Resultat før finansposter og skattekostnad	623	2.931	2.608
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	4.450	5.588	6.234
Andre			
Sum inntekter	39	354	118
Resultat før finansposter og skattekostnad	(423)	(129)	(199)
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	352	690	688
Elimineringer²⁾			
Sum inntekter	(18.880)	(24.357)	(38.612)
Resultat før finansposter og skattekostnad	(219)	133	420
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	-	-	-
Statoil konsern			
Sum inntekter	45.873	59.642	99.264
Resultat før finansposter og skattekostnad	80	1.366	17.878
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	68.799	71.458	87.077

1) Utsatte skattefordeler, pensjonsmidler, egenkapitalkonsoliderte investeringer og langsiktige finansielle poster er ikke allokert til segmentene.

2) Inkluderer eliminering av salg på tvers av segmentene og tilhørende urealisert profitt, hovedsakelig fra salg av råolje og produkter. Inntekten på tvers av segmentene er basert på estimerte markedspriser.

Den følgende tabellen viser totale salgsinntekter fordelt per land:

2016 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD)	Olje	Gass	Flytende naturgass	Raffinerte produkter	Annet	Totalt salg
Norge	20.544	7.973	3.580	4.135	(497)	35.735
USA	3.073	957	455	1.110	867	6.463
Sverige	0	0	0	1.379	(53)	1.326
Danmark	0	0	0	1.518	14	1.532
Andre områder	690	272	1	0	(27)	936

Sum inntekter eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	24.307	9.202	4.036	8.142	305	45.993
--	--------	-------	-------	-------	-----	--------

2015 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD)	Olje	Gass	Flytende naturgass	Raffinerte produkter	Annet	Totalt salg
Norge	22.741	10.811	4.932	5.644	1.454	45.582
USA	3.718	1.133	532	1.605	933	7.922
Sverige	0	0	0	1.762	115	1.877
Danmark	0	0	0	1.750	8	1.759
Andre områder	1.347	446	17	0	722	2.532

Sum inntekter eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	27.806	12.390	5.482	10.761	3.232	59.671
--	--------	--------	-------	--------	-------	--------

2014 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD)	Olje	Gass	Flytende naturgass	Raffinerte produkter	Annet	Totalt salg
Norge	40.899	12.817	8.799	8.718	2.864	74.096
USA	7.933	2.212	643	2.379	1.351	14.518
Sverige	0	0	0	2.636	260	2.896
Danmark	0	0	0	3.050	37	3.087
Andre områder	2.970	704	65	0	963	4.702

Sum inntekter eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	51.803	15.732	9.506	16.782	5.475	99.299
--	--------	--------	-------	--------	-------	--------

FORSKNING OG UTVIKLING

Statoil er et teknologiintensivt selskap og forskning og utvikling er en integrert del av strategien vår. Teknologistrategien vår dreier seg om å prioritere teknologi til verdiskapning som gjør at vi kan oppnå vekst og tilgang, og angir retningen for teknologiutvikling og -gjennomføring for framtiden. Vi vektlegger løsninger som medfører lave kostnader og lave karbonutslipp, og gjenbruk av standardiserte teknologier.

Vi forsker, utvikler og benytter kontinuerlig innovative teknologier for å skape muligheter og styrke verdien til Statoils eksisterende og fremtidige eiendeler. Statoils teknologiutvikling har som mål å redusere kostnader knyttet til feltutvikling, boring og drift, samt utslipp av CO₂ og andre klimagasser. Vi benytter en rekke verktøy for utvikling av nye teknologier:

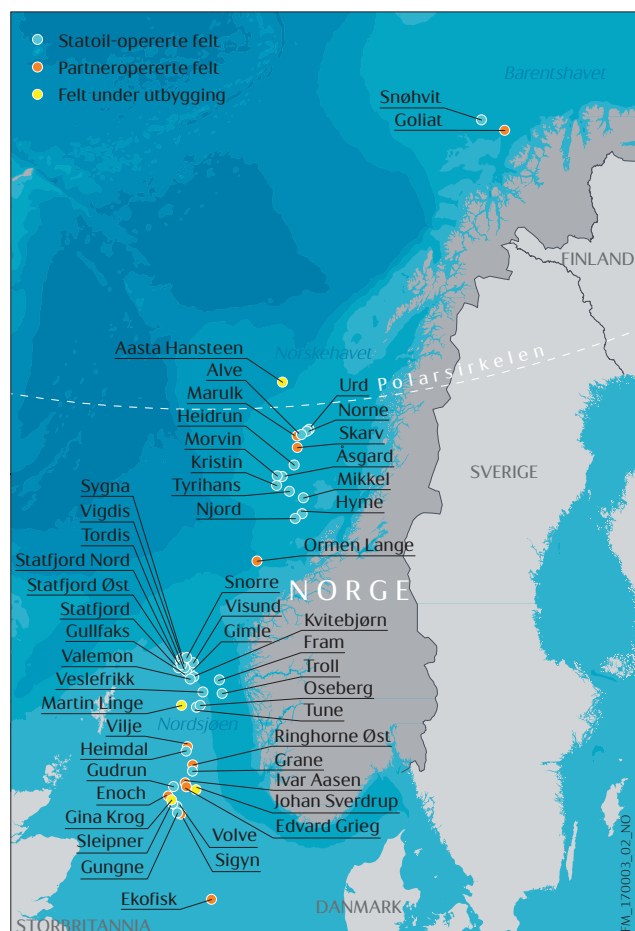
- Intern forskning og utvikling (F&U)
- Samarbeid med akademiske institusjoner og forskningsinstitusjoner
- Utviklingsprosjekter i samarbeid med våre viktigste leverandører
- Prosjektrelatert utvikling som en del av feltutviklingsaktivitetene våre
- Direkte investering i teknologiske oppstartselskaper gjennom Statoil Technology Invests venture-virksomhet
- Invitasjon til åpne innovasjonskonkurranser som en del av Statoil Innovate

Forsknings- og utviklingsutgiftene var på henholdsvis 298 millioner USD, 344 millioner USD og 476 millioner USD i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

2.3 UPN – UTVIKLING OG PRODUKSJON NORGE

OVERSIKT

Utvikling og produksjon Norge (UPN) er ansvarlig for feltutvikling og drift på norsk sokkel, som omfatter Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. UPN skal sørge for sikker og effektiv drift og maksimal utnyttelse av verdipotensialet på norsk sokkel. For informasjon om utviklingen i sikre reserver se punkt 2.8 Resultater – drift og økonomi.



Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2016:

- I januar kunngjorde Statoil overtakelsen av 11,93 % av aksjene og stemmerettighetene i **Lundin Petroleum AB (Lundin)** mot et kontantvederlag på totalt 4,6 milliarder SEK (0,5 milliarder USD), og i mai kunngjorde Statoil at selskapet solgte hele andelen på 15 % i Edvard Grieg mot en større aksjepost i Lundin. Transaksjonen omfattet også salg av 9 % eierandel i Edvard Grieg oljerørledning, og 6 % eierandel i Utsirahøyden gassrørledning, samt betaling av et kontantvederlag på 64 millioner USD til Lundin. Statoil eier nå 20,1 % av aksjene i Lundin.
- 1. mars startet boringen av den første brønnen på **Johan Sverdrup-feltet**.
- 12. mars startet produksjonen på **Goliat-feltet**, der Eni Norge er operatør.
- I juni ble plan for utbygging og drift av **Oseberg Vestflanken 2** godkjent av Olje- og energidepartementet.
- I juni ble prosjektet **Njord Future** etablert for å sikre langsiktig produksjon fra Njord- og Hyme-feltene. Njord-feltet ble midlertidig stengt, og både Njord A-plattformen og Njord B-plattformen ble tauet til land.
- 9. august leverte Statoil og partnerne plan for utbygging og drift av gass- og kondensatfunnet **Utgard** til norske og britiske myndigheter. Planen ble godkjent 17. januar 2017.
- 19. august leverte Statoil og partnerne plan for utbygging og drift av olje- og gassfunnet **Byrding**. Den 30. desember fullførte Statoil overtakelsen av Wintershalls andel på 25 % i Byrding, slik at Statoils andel økte til 70 %. Plan for utbygging og drift av Byrding-funnet ble godkjent 17. januar 2017.
- Gullfaks Rinfaksdalen** startet produksjonen tidligere enn planlagt, den 24. august.
- Volve** avsluttet produksjonen 17. september.
- Plan for utbygging og drift av **Trestakk-funnet** ble levert 1. november.
- 24. desember startet produksjonen på Ivar Aasen feltet, der Aker BP er operatør.

Felt i produksjon på norsk sokkel

Tabellen nedenfor viser UPNs gjennomsnittlige, bokførte produksjon per dag fram til 31. desember for årene 2016, 2015 and 2014. Produksjonsnivået ble opprettholdt av nye felt og nye brønner på eksisterende felt. Se kapittel «Felt under utbygging på norsk sokkel» for framtidig produksjonserstatning.

Produksjonsområde	For regnskapsåret								
	2016			2015			2014		
	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen toe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen toe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen toe/dag
Statoil-opererte felt	511	86	1.049	545	88	1.100	533	78	1.027
Partneropererte felt	70	17	177	50	13	132	55	16	157
Egenkapitalkonsolidert produksjon	8	-	8	-	-	-	-	-	-
Totalt	589	103	1.235	595	101	1.232	588	95	1.184

Tabellen nedenfor viser produksjonen på norsk sokkel per felt der Statoil deltok i løpet av året som ble avsluttet 31. desember 2016.

Felt	Geografisk område	Statoils eierinteresse i %	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2016 tusen foe/dag
Statoil-opererte felt					
Troll Fase 1 (Gass)	Nordsjøen	30,58	1996	2030	159,4
Åsgard	Norskehavet	34,57	1999	2027	93,1
Gullfaks	Nordsjøen	51,00	1986	2036	83,8
Oseberg	Nordsjøen	49,30	1988	2031	76,2
Kvitebjørn	Nordsjøen	39,55	2004	2031	63,3
Visund	Nordsjøen	53,20	1999	2034	59,8
Snøhvit	Barentshavet	36,79	2007	2035	47,4
Statfjord Unit	Nordsjøen	44,34	1979	2026	44,8
Tyrihans	Norskehavet	58,84	2009	2029	44,6
Sleipner Vest	Nordsjøen	58,35	1996	2028	42,5
Grane	Nordsjøen	36,61	2003	2030	41,5
Troll Fase 2 (Olje)	Nordsjøen	30,58	1995	2030	39,8
Gudrun	Nordsjøen	36,00	2014	2028	35,0
Snorre	Nordsjøen	33,28	1992	2018 ¹⁾	32,8
Valemon	Nordsjøen	53,78	2015	2031	29,0
Kristin	Norskehavet	55,30	2005	2033 ²⁾	19,1
Mikkell	Norskehavet	43,97	2003	2020 ³⁾	17,4
Fram	Nordsjøen	45,00	2003	2024	16,8
Vigdis area	Nordsjøen	41,50	1997	2024	13,8
Morvin	Norskehavet	64,00	2010	2027	11,6
Alve	Norskehavet	85,00	2009	2029	10,5
Tordis area	Nordsjøen	41,50	1994	2024	10,3
Urd	Norskehavet	63,95	2005	2026	10,1
Heidrun	Norskehavet	13,04	1995	2024 ⁴⁾	9,5
Sleipner Øst	Nordsjøen	59,60	1993	2028	9,4
Gungne	Nordsjøen	62,00	1996	2028	5,2
Norne	Norskehavet	39,10	1997	2026	4,0
Volve	Nordsjøen	59,60	2008	2028	3,5
Veslefrikk	Nordsjøen	18,00	1989	2020 ⁵⁾	2,7
Statfjord Nord	Nordsjøen	21,88	1995	2026	2,4
Hyme	Norskehavet	35,00	2013	2014 ⁶⁾	2,0
Njord	Norskehavet	20,00	1997	2021 ⁷⁾	1,4
Fram H Nord	Nordsjøen	49,20	2014	2024	1,4
Statfjord Øst	Nordsjøen	31,69	1994	2026 ⁸⁾	1,3
Gimle	Nordsjøen	65,13	2006	2034 ⁹⁾	1,2
Tune	Nordsjøen	50,00	2002	2032 ¹⁰⁾	1,1
Sygna	Nordsjøen	30,71	2000	2026 ¹¹⁾	0,9
Heimdal	Nordsjøen	29,44	1985	2021	0,7
Totalt for Statoil-opererte felt					1.049,4

Felt	Geografisk område	Statoils eierinteresse i %	Operator	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2016 tusen foe/dag
Partneropererte felt						
Ormen Lange	Norskehavet	25,35	Shell	2007	2041 ¹²⁾	73,9
Skarv	Norskehavet	36,16	Aker BP ASA	2013	2033 ¹³⁾	43,9
Goliat	Barentshavet	35,00	Eni Norge AS	2016	2042	17,9
Ekofisk area	Nordsjøen	7,60	ConocoPhillips	1971	2028	13,6
Marulk	Nordsjøen	50,00	Eni Norge AS	2012	2025	11,6
Sigyn	Nordsjøen	60,00	ExxonMobil	2002	2022	5,9
Edvard Grieg	Nordsjøen	0,00	Lundin Norway AS	2015	2035 ¹⁴⁾	4,8
Vilje	Nordsjøen	28,85	Aker BP ASA	2008	2021	4,1
Ringhorne Øst	Nordsjøen	14,82	ExxonMobil	2006	2030	1,4
Ivar Aasen	Nordsjøen	41,47	Aker BP ASA	2016	2029 ¹⁵⁾	0,2
Enoch	Nordsjøen	11,78	Repsol Sinopec	2007	2018	0,1
Totalt for partneropererte felt						177,3
Egenkapitalkonsolidert produksjon						
Lundin Petroleum AB		20,10	Lundin Petroleum AB			8,1
Totalt Utvikling og produksjon Norge (DPN) inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon						1.234,8

1) PL089 utløper i 2024 og PL057 utløper i 2018 (forlenget fra 2016 til 2018).

2) PL134D utløper i 2027 og PL199 utløper i 2033.

3) PL092 utløper i 2020 og PL121 utløper i 2022.

4) PL095 utløper i 2024 og PL124 utløper i 2025.

5) PL052 utløper i 2020 og PL053 i 2031.

6) PL348 utløper i 2029.

7) PL107 utløper i 2021 og PL132 utløper i 2023.

8) PL037 utløper i 2026 og PL089 utløper i 2024.

9) PL120B utløper i 2034 og PL050DS utløper i 2023.

10) PL034 utløper i 2020. PL053 utløper i 2031 og PL190 i 2032.

11) PL037 utløper i 2026 og PL089 utløper i 2024.

12) PL209/250 utløper i 2041 og PL208 utløper i 2040.

13) PL212/262 utløper i 2033 og PL159 utløper i 2029.

14) Fra 1. januar til 30. juni 2016 eide Statoil 15% andel i Edvard Grieg feltet. Den 30. juni 2016 ble andelen solgt til Lundin. Edvard Grieg bytteavtalen var en del av Statoils økte andel i Lundin.

15) PL001B, PL452BS og PL242 utløper i 2036. PL 338BS utløper i 2029.

STØRSTE FELT I PRODUKSJON PÅ NORSK SOKKEL

Statoil-opererte felt

Troll er både det største gassfeltet på norsk sokkel og et stort oljefelt. Feltet er koplet til plattformene Troll A, B og C. Gassen fra Troll blir hovedsakelig produsert på Troll A og eksportert derfra, mens oljen hovedsakelig blir produsert på Troll B og C. Fram og Fram H Nord er tilknyttet Troll C.

Åsgard-feltet omfatter Åsgard A produksjons- og lagerskip for olje, Åsgard B halvt nedsenkbare flytende produksjonsplattform for gass, og Åsgard C lagerskip for kondensat. I 2015 startet Statoil verdens første gasskompressor-tog på havbunnen på Åsgard-feltet, og det andre toget kom i drift i februar 2016. Mikkell- og Morvin-feltene er tilknyttet Åsgard. Trestakk-feltet vil bli bygd ut med tilkøpling til Åsgard A, og skal etter planen starte produksjonen i 2019.

Gullfaks er bygd ut med tre store produksjonsplattformer med betongunderstell. Siden produksjonen startet på Gullfaks i 1986, er

det bygd ut flere satellittfelt med havbunnsbrønner som blir fjernstyrt fra Gullfaks A- og C-plattformene.

Oseberg-området omfatter Oseberg Feltsenter og produksjonsplattformene Oseberg C, Oseberg Øst og Oseberg Sør. Olje og gass fra satellittfeltene blir transportert til Oseberg Feltsenter for prosessering og transport.

Kviteseid er et gass- og kondensatfelt som er bygd ut med en integrert bolig-, bore- og prosessplattform med stålunderstell.

Visund er et olje- og gassfelt som omfatter en flytende bore-, produksjons- og boligplattform og to havbunnsrammer.

Partner-opererte felt

Ormen Lange er et Shell-operert gassfelt på dypt vann i Norskehavet. Brønnstrømmen går til et landanlegg på Nyhamna for prosessering og eksport.

Skarv er et olje- og gassfelt som ligger i Norskehavet, med BP som operatør. Feltutbyggingen omfatter et produksjons- og lagerskip og fem havbunnsrammer med flere brønnsliiser i hver ramme.

Goliath er det første oljefeltet som er utbygd i Barentshavet. Utbyggingen omfatter 22 havbunnsbrønner som er koblet til en sirkulær, flytende installasjon med produksjons- og lagersystemer. Oljen blir lastet over til skytteltankskip. Eni er operatør på Goliath-feltet, som startet produksjonen 12. mars 2016.

Ekofisk, der ConocoPhillips er operatør, består av feltene Ekofisk, Tor, Eldfisk og Embla. Eldfisk II-prosjektet leverte en ny produksjons-, bore- og boligplattform tidlig i 2015, som skal være feltsenter for Eldfisk.

På Marul er Eni operatør. Det er et gass- og kondensatfelt som er koblet til Norne-skipet.

Ivar Aasen er et olje- og gassfelt som ligger i Nordsjøen. Utbyggingen omfatter en plattform med stålunderstell, boligkvarter og prosessanlegg. Feltet er koblet til Edvard Grieg-feltet, som tar imot delvis prosessert olje og gass fra Ivar Aasen for videre prosessering og eksport. Aker BP ASA er operatør for Ivar Aasen-utbyggingen, der produksjonen startet 24. desember 2016.

Leting på norsk sokkel

Statoil har leteareal, og leter aktivt etter nye ressurser i alle tre havområder på norsk sokkel: Norskehavet, Nordsjøen og Barentshavet.

I 2016 ble Statoil tildelt fem lisenser (fire som operatør) i den 23. **konsesjonsrunden** for nye områder, 29 lisenser (16 som operatør) i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2016** for modne områder, og fullførte flere oppkjøpstransaksjoner med andre selskaper, spesielt i Barentshavet.

Som en del av industrisamarbeidet **Barents Sea Exploration Collaboration** (BaSEC), har Statoil gjennom 2016 planlagt en kampanje med boring av fem til sju brønner i Barentshavet, som skal begynne i 2017.

I 2016 fullførte Statoil en kampanje med prøveboring av seks brønner i Krafla-funnet i Nordsjøen, og gjorde fem nye funn. Kampanjen satte rekord i boreeffektivitet, da det bare tok ni dager fra borestart på Beerenberg-brønnen til den nådde total dybde på 2.694 meter under havbunnen.

I 2016 fullførte Statoil og partnerne 14 letebrønner og gjorde 11 funn i Norge. I 2017 skal Statoil etter planen fullføre 16 til 18 letebrønner på norsk sokkel, med kampanjen i Barentshavet som kjernen i aktivitetsplanen.

	Letebrønner boret ¹⁾		
	2016	2015	2014
Nordsjøen			
Statoil-operert	9	11	11
Partneroperert	2	3	7
Norskehavet			
Statoil-operert	2	5	0
Partneroperert	0	1	1
Barentshavet			
Statoil-operert	0	0	9
Partneroperert	1	1	1
Totalt (brutto)	14	21	29

1) Ferdigstilte brønner gjennom året, inkludert avgrensning av tidligere funn.

Felt under utbygging på norsk sokkel

Statoils største utbyggingsprosjekter på norsk sokkel per 31. desember 2016 er:

Johan Sverdrup (Statoil 40,0267 %, pluss en effektiv andel på 4,5426 % gjennom aksjeposten i Lundin, operatør) er et oljefunn i Nordsjøen. Plan for utbygging og drift ble levert i februar 2015, og godkjent av norske myndigheter i august 2015. Fase 1 av utbyggingen skal bestå av 35 produksjons- og vanninjeksjonsbrønner, og et feltsenter med fire plattformer: en boligplattform, en brønnhodeplattform med fast boreanlegg, en prosessplattform og en stigerørsplattform. Råoljen skal sendes til Mongstad gjennom en egen 274 kilometer lang eksportørledning, og gassen skal sendes til gassprosessanlegget på Kårstø gjennom en 156 kilometer lang eksportørledning som skal kobles på Statpipe-rørledningen på havbunnen. Den 1. mars 2016 begynte boringen av den første brønnen på Johan Sverdrup-feltet. Produksjonen forventes å starte i 2019.

Aasta Hansteen (Statoil 51,0 %, operatør) er et gassfunn på dypt vann i Norskehavet. Feltutbyggingskonseptet omfatter tre havbunnsrammer som kobles til en flytende prosessplattform, med gasseksport gjennom en ny rørledning, Polarled, til Nyhamna, og videre gjennom rørledningen Langeled. Aasta Hansteen prosessplattform kan også tjene som et knutepunkt for andre mulige funn i området. Den 9. januar 2016 ble boligkvarteret løftet på plass på topside, som er under bygging i Sør-Korea. Den 27. juli 2016 ble den siste megablokken løftet opp på understykket i Sør-Korea. Produksjonen forventes å starte i 2018.

Gina Krog (Statoil 58,7 %, operatør) er et olje- og gassfunn i Nordsjøen. Feltutbyggingskonseptet omfatter en plattform med stålunderstell og i alt 15 brønner. Oljen skal eksporteres via lastning fra en flytende lagerenhet. På grunn av det høye innholdet av kondensat, skal våtgassen eksporteres via Sleipner, der den blir videre prosessert. Utbyggingskonseptet omfatter også gassinjeksjon for maksimal utvinning fra feltet. Den 20. juli 2015 begynte boringen av den første brønnen på Gina Krog-feltet, og boreoperasjonene fortsatte i 2016. Den 23. august 2016 var alle topside-modulene løftet på plass, og Gina Krog-plattformen var komplett på feltet. Produksjonen forventes å starte i 2017.

Utgard (Statoil 38,44 % i norsk og 38 % i britisk sektor, operatør) skal bygges ut med to brønner i en standard havbunnsløsning, og med ett boremaal på hver side av delelinjen mellom Storbritannia og Norge. Gass og kondensat skal sendes i en ny rørledning til Sleipner-feltet for prosessering og videre transport til markedet. Den 17. januar 2017 ble plan for utbygging og drift og feltutbyggingsplanen godkjent av norske og britiske myndigheter. Produksjonen forventes å starte i 2019.

Trestakk-funnet (Statoil 59,1 %, operatør) skal bygges ut med tre produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner, som skal kobles til Åsgard A-plattformen for prosessering, måling og gassinjeksjon. Den 1. november 2016 leverte Statoil, på vegne av lisenspartnerne, plan for utbygging og drift. Produksjonen forventes å starte i 2019.

Oseberg Vestflanken 2 (Statoil 49,3 %, operatør) er en utbygging av olje- og gass-strukturene Alfa, Gamma og Kappa. Brønnstrømmen skal sendes til Oseberg Feltsenter gjennom en ny rørledning. Plan for utbygging og drift ble godkjent av Olje- og energidepartementet i juni 2016. Funnene skal bygges ut med en ubemannet brønnhodeplattform. Produksjonen forventes å starte i 2018.

Gullfaks C havbunnskompressjon (Statoil 51 %, operatør), er et prosjekt for å øke gassutvinningen fra Brent-reservoaret på Gullfaks Sør-feltet, og omfatter installasjon av en havbunnskompressor i nærheten av L/M-rammen for å forlenge gassproduksjonsnivået på Gullfaks C, og øke utvinnbare reserver fra Brent-reservoaret på Gullfaks Sør. Kompressoren forventes å komme i drift i 2017.

Byrding (Statoil 70 %, operatør) skal bygges ut med et havbunnsanlegg, der én brønn skal bores fra dagens havbunnsramme på Fram H-Nord. Den 17. januar 2017 ble plan for utbygging og drift godkjent av Olje- og energidepartementet. Produksjonen forventes å starte i 2017.

Troll B gassmodul (Statoil 30,58 %, operatør), en ny gassmodul som installeres for å øke prosesskapasiteten på Troll B, ble godkjent i september 2016. Den forventes å komme i drift i 2018.

Martin Linge (Statoil 19 %) er et olje- og gassfelt med Total som operatør, som ligger nær den britiske sektoren av Nordsjøen. Feltet har et komplekst gassreservoar med høyt trykk og høye temperaturer. Utbyggingen omfatter en plattform med stålunderstell, prosess- og eksportanlegg og strømforsyning fra Kollsnes. Operatøren planlegger produksjonsstart i 2018.

Fjerning av installasjoner fra norsk sokkel

I henhold til Petroleumsloven har norske myndigheter innført strenge prosedyrer for fjerning og destruksjon av havbaserte olje- og gassinstallasjoner. Konvensjonen om beskyttelse av det maritime miljø i det nordøstlige Atlanterhav (Ospar-konvensjonen) fastsetter lignende prosedyrer.

Huldra avsluttet produksjonen i september 2014, etter 13 års drift. Arbeidet med permanent plugging av brønner har pågått siden 2016. Plattformdekket skal etter planen fjernes i 2019.

Volve avsluttet produksjonen i september 2016, etter over 8 års drift. Arbeidet med permanent plugging av brønner ble fullført i 2016, og havbunnsrammene forventes fjernet i løpet av 2017.

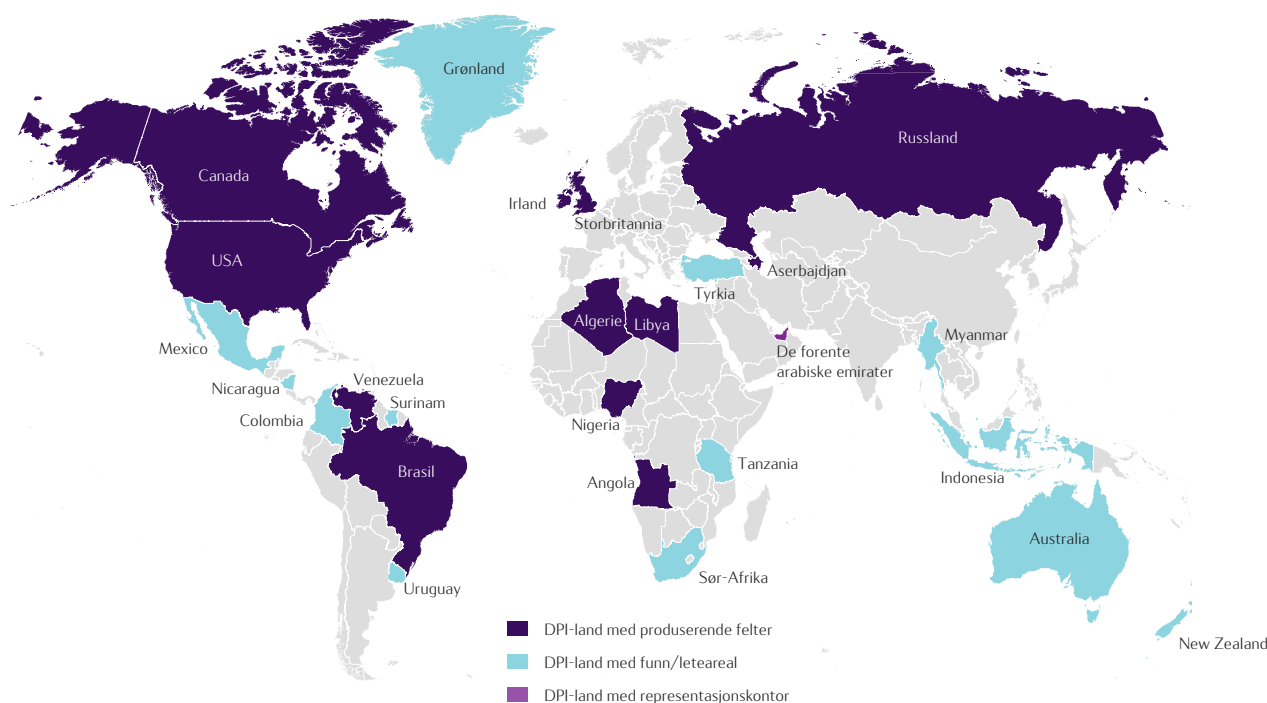
I løpet av 2016 ble brønner permanent plugget og forlatt på **Statfjord, Visund, Tune, Kristin og Heimdal**. På det partneropererte feltet **Ekofisk** ble det også gjennomført fjernings- og plugge-aktiviteter.

Mer informasjon om fjerningsaktiviteter finnes under note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper til konsernregnskapet.

2.4 DPI – UTVIKLING OG PRODUKSJON INTERNASJONALT

DPI OVERSIKT

Statoil er til stede i flere av de viktigste olje- og gassprovinserne i verden. Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)



rapporteringssegment dekker all utvikling og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel.

DPI er til stede i over 20 land, og hadde produksjon i 11 land i 2016. DPI stod for 38 % av Statoils samlede egenproduksjon av væsker og gass i 2016. For informasjon om utviklingen innen påviste reserver, se avsnittet om Sikre olje- og gass reserver [under punkt 2.8](#) Resultater – drift og økonomi.

Kartet viser landene hvor DPI har virksomhet:

Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2016 og tidlig i 2017:

- I januar 2016 startet oljeproduksjonen fra **Heidelberg-feltet**. Feltet ligger i Green Canyon-området av Mexicogolfen, og har Anadarko som operatør. Funnet ble gjort i 2009 og godkjent i 2013
- Prosjektet **In Salah Southern Fields** i Algerie kom i drift i mars 2016
- I april startet oljeproduksjonen på **Julia-feltet**, til rett tid og under budsjett. Julia ligger i Walker Ridge-området i Mexicogolfen, nær Jack og St Malo. ExxonMobil er operatør
- I mai solgte Statoil sin egenopererte virksomhet i **Marcellus i Vest-Virginia** til EQT Corporation for et kontantvederlag på 407 millioner USD. Transaksjonen ble fullført i juli
- I juli kunngjorde Statoil overtakelsen av operatøren Petrobras sin andel på 66% i offshore-lisensen **BM-S-8** i Santos-bassenget i Brasil. Denne lisensen inneholder en betydelig del av oljefunnet Carcará som ligger i en pre-salt-struktur. Transaksjonen ble fullført i november
- Prosesstog 3 på **In Amenas-feltet** i Algerie, som ble skadet i terrorangrepet i januar 2013, startet opp igjen i juli, og **In**

Amenas Gasskompresjonsprosjekt kom i drift i februar 2017. Kompresjonsprosjektet har ført til økt produksjon, og med det kapasitet til å utnytte alle tre togene

- Den 1. desember begynte boringen av den første brønnen på **Mariner-feltet**
- I desember økte Statoil sin eierandel i dypvannsfunnet **Vito** fra 30,0% til 36,89%, etter å ha utøvd sine forkjøpsrettigheter ved salget av Freeport-McMoran til Anadarko. Feltet ligger i Mississippi Canyon-området. Det forventes at en endelig investeringsbeslutning blir tatt i 2018, med produksjonsstart i 2021
- I desember 2016 ble Statoil instruert av amerikanske myndigheter til å overta som operatør av blokkene **MC941** og **MC942** i Mexicogolfen etter at nåværende eier og operatør Benu Oil & Gas LLC ble tatt under konkursbehandling. Ettersom konkursbehandlingen fremdeles pågår er det pr. i dag uklart hvilke konsekvenser dette vil få for Statoil.
- I 2016 fullførte Statoil transaksjoner for å øke sin andel til 100% i lisens 312 på britisk side av **Utgard-feltet**, som strekker seg over den britisk-norske delelinjen. I mars ble Statoils kjøp av en andel på 31% fra Talisman Sinopec North Sea Limited fullført, og i juni ble kjøpet av en andel på 45% fra

operatøren JX Nippon slutført. I januar 2017 ble plan for utbygging og drift av Utgard-feltet godkjent av norske og britiske myndigheter. For mer informasjon, se Felt under utbygging på norsk sokkel i kapittel 2.3 UPN Utvikling og produksjon Norge

- I desember undertegnet Statoil en avtale om salg av sin andel på 100% i **oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh (KKD)** i den kanadiske provinsen Alberta til Athabasca Oil Corporation. Transaksjonen dekker det produserende demonstrasjonsanlegget Leismer og det ikke utbygde Corner-prosjektet, i tillegg til en rekke midtstrømkontrakter knyttet til Leismer-produksjonen. Etter denne transaksjonen vil Statoil ikke lenger ha andel i eller være operatør for noen oljesandvirksomhet. Som en del av denne transaksjonen vil Statoil eie rett under 20% av Athabascas aksjer, og disse vil bli forvaltet som en finansiell investering. Transaksjonen ble fullført

den 31. januar 2017. For mer informasjon om transaksjonen, se note 4 Oppkjøp og nedsalg til konsernregnskapet.

INTERNASJONAL PRODUKSJON

Statoils bokførte produksjon utenfor Norge var på rundt 32% av selskapets samlede bokførte produksjon i 2016.

Tabellen nedenfor viser den gjennomsnittlige daglige bokførte produksjonen av væske og gass i DPI fram til 31. desember i 2016, 2015 og 2014. Bokført produksjon er Statoils andel av volumer distribuert til partene ifølge produksjonsdelingsavtalen (se kapittel 5.6 Begrep og forkortelser). Bokført produksjon fra eiendeler i USA er angitt uten produksjonsavgift (royalty). For alle andre land er royalty som er betalt i kontanter medregnet i den bokførte produksjonen og royalty som betales i form av volum ikke medregnet.

Produksjonsområde	For regnskapsåret								
	2016			2015			2014		
	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag
Amerika	189	18	299	177	17	283	155	19	272
Afrika	203	5	232	211	5	241	179	3	198
Eurasia	32	3	50	36	1	44	37	4	64
Egenkapitalkonsolidert produksjon	10	-	10	12	-	12	12	-	12
Totalt	435	25	592	436	23	580	383	26	546

Tabellen nedenfor gir informasjon om feltene som bidro med produksjon i 2016.

Felt	Geografisk område	Statoils eierinteresse i %	Operator	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon i 2016 mfoe/dag
Amerika						341,5
Marcellus ¹⁾	USA	Varierende	Statoil/others	2008	HBP ²⁾	119,7
Bakken ¹⁾	USA	Varierende	Statoil/others	2011	HBP ²⁾	51,1
Eagle Ford ¹⁾	USA	Varierende	Statoil/others	2010	HBP ²⁾	40,8
Peregrino	Brasil	60,00	Statoil	2011	2034	37,5
Leismer Demo	Canada	100,00	Statoil	2010	HBP ²⁾	20,4
Tahiti	USA	25,00	Chevron	2009	HBP ²⁾	17,3
Caesar Tonga	USA	23,55	Anadarko	2012	HBP ²⁾	12,6
St. Malo	USA	21,50	Chevron	2014	HBP ²⁾	12,2
Jack	USA	25,00	Chevron	2014	HBP ²⁾	9,3
Hibernia/Hibernia Southern Extension ³⁾	Canada	Varierende	HMDC	1997	2027	8,9
Julia	USA	50,00	ExxonMobil	2016	HBP ²⁾	5,1
Terra Nova	Canada	15,00	Suncor	2002	2022	4,9
Heidelberg	USA	12,00	Anadarko	2016	HBP ²⁾	1,6
Afrika						308,0
Block 17	Angola	23,33	Total	2001	2022-34 ⁴⁾	146,1
Agbami	Nigeria	20,21	Chevron	2008	2024	46,3
Block 15	Angola	13,33	ExxonMobil	2004	2026-32 ⁴⁾	42,1
In Salah	Algeria	31,85	Sonatrach/BP/Statoil	2004	2027	38,4
Block 31	Angola	13,33	BP	2012	2031	21,7
In Amenas	Algeria	45,90	Sonatrach/BP/Statoil	2006	2022	13,4
Eurasia						83,6
ACG	Aserbajdsjan	8,56	BP	1997	2024	53,9
Corrib	Irland	36,50	Shell	2015	2031	17,6
Kharyaga	Russland	30,00	Zarubezhneft	1999	2032	9,4
Alba	Storbritannia	17,00	Chevron	1994	HBP ²⁾	2,6
Jupiter	Storbritannia	30,00	ConocoPhillips	1995	HBP ²⁾	0,2
Totalt Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)						733,0
Egenkapitalkonsolidert produksjon						
Petrocedeño ⁵⁾	Venezuela	9,68	Petrocedeño	2008	2033	10,3
Totalt Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon						743,4

1) Statoils eierandel kan variere avhengig av brønner og område.

2) Held by Production (HBP): Et selskaps rett til å eie og være operatør for en olje- og gasslisens fortsetter utover opprinnelig periode, så lenge olje og gass produseres i lønnsomme mengder. I Canada må lisensen, i tillegg til å være i produksjon, møte andre myndighetskrav.

3) Statoils eierinteresse er 5,0% i Hibernia og 9,0% i Hibernia Southern Extension.

4) Varierer fra felt til felt.

5) Petrocedeño er et ikke-konsolidert selskap og regnskapsført i henhold til egenkapitalkonsolidert metode. Det produserer ekstra tung olje fra Junin området i Orinoco beltet.

Amerika

Statoil har hatt en sterk produksjonsvekst og fortsetter å optimalisere sin skiferportefølje i USA etter at selskapet startet sin skifervirksomhet i 2008.

Statoil gikk inn på skiferområdet **Marcellus**, som ligger i Appalachian-området nordøst i USA, i 2008 gjennom et partnersamarbeid med Chesapeake Energy Corporation. Statoil har fortsatt sin optimalisering av den landbaserte porteføljen i Nord-Amerika gjennom kjøp og salg av areal siden 2008. I 2012 ble Statoil operatør i Marcellus gjennom kjøp av ytterligere areal i delstatene Vest-Virginia og Ohio. Det siste salget skjedde i 2016 til EQT og Antero Resources Corporation da Statoil solgte arealer i Vest-Virginia. Ved utgangen av 2016 er Statoil fortsatt operatør for området i Ohio.

Statoil gikk inn i **Bakken-området**, der oljen ligger i tette formasjoner, gjennom overtakelse av Brigham Exploration Company i desember 2011. Ved utgangen av 2016 eide Statoil et nettoareal i Bakken og skiferformasjonen Three Forks på 241.000 acre.

Statoil gikk inn i skiferformasjonen **Eagle Ford** som ligger sørvest i Texas i 2010. I 2013 ble Statoil operatør for 50 % av Eagle Ford-området. I desember 2015, som en del av en global transaksjon med Repsol, som kjøpte opp Talisman i mai 2015, økte Statoil sin eierandel og overtok operatøransvaret for alle eiendelene i Eagle Ford Shale. Følgelig har Statoil en samlet eierandel på 63 %. Vår samarbeidspartner Repsol har fortsatt en andel på 37 %.

Midtstrøm transportsystem i USA

Statoil er medeier i transportsystem og anlegg for prosessering av olje og gass på feltene **Bakken**, **Eagle Ford** og **Marcellus** i USA. Dette omfatter transportsystemer for råolje og naturgass, systemer for ferskvannforsyning, deponeringsbrønner for saltvann samt anlegg for behandling og prosessering av olje og gass for å sikre leveranse fra Statoils oppstrømprroduksjon til markedet. Statoil eier og er operatør for 100 % av operatørselskapene for midtstrøm i Bakken. I Eagle Ford er Statoil operatør for 100 % operatørselskapene for midtstrøm utenom områdene Oak, Karnes, DeWitt og Bee (KDB), der selskapet har en eierandel på 63 %. I KDB-området av Eagle Ford har Statoil en eierandel på 25,2 % i Edwards Lime Gathering LLC, der Energy Transfer Partners L.P. er operatør. Når det gjelder Marcellus har Statoil operatøransvar for og andeler i Marcellus South i Monroe Country, Ohio, mens i de partneropererte områdene av Marcellus, både i nord og sør, har Statoil en eierandel som går fra 16,25 % til 32,5 %, avhengig av transportsystemet og antall interentskaps partnere, som inkluderer Williams Energy og Anadarko.

Per 1. januar 2016 er ansvaret for midtstrøm transportsystem i USA overført fra Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) til DPI Nord-Amerika.

Statoil deltar i følgende utbygginger i Mexicogolfen:

Oljefeltet **Tahiti** ligger i Green Canyon-området og produseres gjennom en flytende spar-plattform. Per 31. desember 2016 var det 12 brønner i produksjon, og etter hvert vil flere brønner bli satt i produksjon slik at hele feltet blir utbygd.

Oljefeltet **Caesar Tonga** ligger i Green Canyon-området. Per 31. desember 2016 var det syv brønner i produksjon som var koblet til

den Anadarko-opererte spar-plattformen Constitution, og flere produksjonsbrønner vil bli satt i produksjon over tid.

Oljefeltene **Jack** og **St. Malo** ligger i Walker Ridge-området. Dette er havbunnsutbygginger som er koblet til den Chevron-opererte vertsplattformen Walker Ridge Regional. Produksjonen startet i desember 2014. Per 31. desember 2016 var det tre brønner i produksjon på Jack-feltet og seks på St. Malo-feltet. Etter hvert vil flere brønner fases inn.

Oljefeltet **Julia** ligger i Walker Ridge-området i Mexicogolfen nær Jack og St Malo. Oljeproduksjonen startet i april 2016, og i dag er det to brønner i produksjon. Ytterligere brønner blir nå boret og komplettert, og vil komme i produksjon i 2017.

Oljefeltet **Heidelberg** ligger i Green Canyon-området. Oljeproduksjonen startet i januar 2016, og i dag produseres det fra fire brønner.

Canada

Statoil har andeler i Jeanne d'Arc-bassenget utenfor kysten av provinsen Newfoundland and Labrador i de partner-opererte produserende oljefeltene **Terra Nova**, **Hibernia** og **Hibernia Southern Extension**. I januar 2017 fullførte Statoil salg av hele sitt område på 123.200 acre i oljesandlisenser i Alberta, som utgjør **Kai Kos Dehseh-prosjektet**, til Athabasca Oil Corporation.

Brasil

Peregrino-feltet er et tungoljefelt som ligger i Campos-bassenget, om lag 85 kilometer utenfor kysten av Rio de Janeiro. Produksjonen fra feltet startet i 2011. Oljen produseres fra to brønnhodeplattformer med boreanlegg og transporteres til produksjons- og lagerskipet på Peregrino for prosessering og lossing på skytteltankskip. Statoil har en eierandel på 60% i feltet og er operatør.

Afrika

Angola

Dypvannsblokkene 17, 15 og 31 bidro med 38% av Statoils egenproduksjon av væske utenfor Norge i 2016. Hver enkelt blokk styres gjennom en produksjonsdelingsavtale, som angir rettigheter og forpliktelser for deltakerne, deriblant mekanismer for deling av produksjonen med det statseide oljeselskapet i Angola, Sonangol.

Blokk 17 har produksjon fra 4 produksjons- og lagerskip: CLOV, Dalia, Girassol og Pazflor.

Blokk 15 har produksjon fra 4 produksjons- og lagerskip: Kizomba A, Kizomba B, Kizomba C-Mondo og Kizomba C-Saxi Batuque.

Blokk 31 har produksjon fra produksjons- og lagerskipet PSVM.

Skipene fungerer som produksjonsknutepunkt og hvert av dem mottar olje fra mer enn ett felt og et stort antall brønner. I 2016 ble det boret nye brønner som ble satt i produksjon på alle tre blokkene.

Nigeria

Statoil har en eierandel på 20,2 % i dypvannsfeltet **Agbami**, som ligger 110 km utenfor kysten av det sentrale Nigerdeltaet. Feltet er bygget ut med havbunnsbrønner som er koblet til et produksjons- og lagerskip. Agbami-feltet strekker seg over to lisenser: OML 127 og OML 128, der Chevron er operatør under en samordningsavtale. Statoil har en eierandel på 53,85 % i OML 128.

For informasjon om Agbami redetermineringsprosess, og tvisten mellom det nasjonale oljeselskapet i Nigeria (Nigerian National Petroleum Corporation, NNPC) og partnerne i OML 128 om visse vilkår i produksjonsdelingsavtalen for OML 128, se note 23 *Andre forpliktelser* til konsernregnskapet.

Algerie

In Salah er en gassutbygging på land der operatøransvaret er delt mellom Sonatrach, BP og Statoil. De nordlige feltene har vært i drift siden 2004, og prosjektet for utbygging av de **sørlige feltene** startet produksjonen fra to felt (Garet el Befinat og Hassi Moumene) i mars 2016. De gjenværende to feltene (Gour Mahmoud og In Salah) vil starte produksjonen i 2017. De sørlige feltene er koblet til anleggene som allerede finnes på de nordlige feltene.

In Amenas-utbyggingen er en gassutbygging på land som inneholder betydelige væskevolumer. Infrastrukturen på In Amenas omfatter et gassbehandlingsanlegg som består av 3 prosessstog. Produksjonsanlegget er koblet til Sonatrach sitt distribusjonssystem. Anleggene drives gjennom et felles operatørskap mellom Sonatrach, BP og Statoil. Det tredje prosessstøget, som ble skadet under terrorangrepet i januar 2013, kom i drift igjen i juli 2016. **In Amenas Gasskompresjonsprosjekt**, som ble ledet av BP, kom i drift i februar 2017. Kompressorene vil gjøre det mulig å redusere brønnehodetrykket og dermed øke produksjonen.

Separate produksjonsdelingsavtaler inneholder mekanismer for inntektsfordeling, styring av rettigheter og forpliktelser mellom partene, og fastsetter felles operatøransvar mellom Sonatrach, BP og Statoil for In Salah og In Amenas.

Eurasia

Produksjonen består i stor grad av uttak fra oljefeltet **Azeri-Chirag-Gunashli** i Det kaspiske hav og fra gassfeltet **Corrib** utenfor nordvestkysten av Irland, som har lyktes med å trappe opp produksjonen siden oppstarten i desember 2015. Det er meddelt at produksjonen er stanset for godt fra **Jupiter-feltet** på britisk side av Nordsjøen, og stenging av brønnene begynte i fjerde kvartal 2016.

INTERNASJONAL LETING

Statoil har redusert sin leteboringsvirksomhet utenfor Norge i 2016, og prioritert nye områder og modning av prospekter for å støtte økt boreaktivitet i 2017 og videre framover.

Brasil er et av kjerneområdene for Statoils letevirkosmhet. I 2016 fullførte Statoil en vellykket avgrensingskampanje i BM-C-33, som omfatter funnene Pao de Acucar, Seat og Gavea.

I **Canada** har Statoil og partnerne fullført en 19-måneders borekampanje i Bay du Nord-området, og gjort to nye oljefunn, Baccalieu og Bay de Verde.

I 2016 sikret Statoil seg en posisjon i **Tyrkia** gjennom et samarbeid med Valeura Energy Inc. i Thrace-regionen i den europeiske delen nordvest i Tyrkia.

I **Mexico City** ble det i desember 2016 gjennomført en budrunde for dypvannslisenser, Runde 1.4. Et samarbeid bestående av Statoil, BP og Total ble tildelt 2 lisenser i Blokk 1 og Blokk 3 i Salinabasenget, med Statoil som operatør.

I 2016 fullførte Statoil og partnerne ni letebrønner og gjorde tre funn internasjonalt. I 2017 vil Statoils internasjonale leteboringsvirksomhet omfatte vekstmuligheter i områder der Statoil allerede er etablert med funn og felt i produksjon som Canada, Brasil og Storbritannia, i tillegg til nye utforskede områder som Surinam og Indonesia. Statoil planlegger å fullføre 12 til 14 letebrønner internasjonalt i 2017.

	Letebrønner boret ¹⁾		
	2016	2015	2014
Amerika			
Statoil-opererte	5	8	4
Partneropererte	2	2	5
Afrika			
Statoil-opererte	0	3	7
Partneropererte	0	3	4
Andre regioner			
Statoil-opererte	0	2	2
Partneropererte	2	0	1
Totalt (brutto)	9	18	23

1) Ferdigstilte brønner gjennom året, inkludert avgrensing av tidligere funn.

FELT UNDER UTBYGGING INTERNASJONALT

Dette kapitlet dekker alle godkjente prosjekter og utvalgte prosjekter som er i en tidlig fase.

Amerika

USA

Oljefeltet **Stampede** ligger i Green Canyon-området. Utbyggingen omfatter en strekkstagplattform med gassløft nede i brønnen og vanninjeksjon fra produksjonsstart. Hess er operatør, og Statoil har en eierandel på 25 %. Planlagt produksjonsstart er 2018.

TVEX, lokalisert i Green Canyon området av Mexicogulften, er en utvidelse av Tahiti-feltet. Utbyggingen har til hensikt å drenere de grunnere reservoarene over det eksisterende Tahiti reservoaret. Chevron er operatør, og Statoil har en eierandel på 25 %. Produksjonsstart er ventet i fjerde kvartal 2018.

Oljefeltet **Big Foot** ligger i Walker Ridge-området. Utbyggingen omfatter havbunnsbrønner som er koblet til en strekkstagplattform med egen borerigg. Chevron er operatør for utbyggingen og Statoil har en eierandel på 27,5 %. Produksjonsstart ventes i 2018. Ifølge de opprinnelige planene skulle produksjonen starte sent i 2015, men

installeringen ble utsatt og strekkstagplattformen måtte flyttes til roligere farvann for reparasjon av skader på strekkstag sent i mai 2015.

Den landbaserte virksomheten i USA bruker hydraulisk frakturering for å utvinne ressurser. Til tross for lavere investeringer og aktivitetsnivå de siste årene i skiferområdene **Bakken**, **Eagle Ford** og **Marcellus**, fortsetter produksjonen å øke. Økningen i den landbaserte produksjonen, til tross for lavere investeringer, skyldes høyere utvinning per brønn på grunn av forbedret komplettering og økt driftseffektivitet.

Canada

Hebron-feltet, der ExxonMobil er operatør, ligger i Jeanne d'Arc-bassenget utenfor kysten av Newfoundland nær de partner-opererte produserende feltene Terra Nova, Hibernia og Hibernia Southern Extension. Hebron-feltet vil bli bygget ut med en bunnfast plattform med betongunderstell, og oljeproduksjonen skal etter planen starte sent i 2017. Plattformdekket ble bygget i Korea og transportert til Newfoundland i 2016, mens betongunderstellet ble bygget i Newfoundland. Plattformdekket og understellet ble testet og koblet sammen på en vellykket måte i desember 2016. Statoils eierandel ble redusert fra 9,7 % til 9,01%, med virkning fra 1. januar 2016 etter en redetermineringsprosess.

Statoil har gjort oljefunn i Flemish Pass-bassenget utenfor kysten av Newfoundland, som omfatter **Bay du Nord**-prosjektet, og det arbeides med å vurdere alternativer for utbygging av Bay du Nord. Statoil er operatør for Bay du Nord, og har en eierandel på 65%.

Brasil

Peregrino fase II (Statoil 60 %, operatør) omfatter funnene Peregrino South og Southwest. Utbyggingen består av en brønnhodeplattform som er koblet til produksjons- og lagerskipet på feltet. I desember 2014 godkjente Statoil investeringsbeslutningen for utbyggingen av andre fase av oljefeltet Peregrino. Etter at det ble gjennomført et program for å bedre økonomien i prosjektet, begynte gjennomføringen av prosjektet i april 2016. I september 2016 ble utbyggingsplanen formelt godkjent av det nasjonale byrået for petroleum, naturgass og biologisk brennstoff i Brasil (ANP). Planlagt produksjonsstart er sent i 2020.

I november 2016 fullførte Statoil kjøpet av en andel på 66 % fra operatøren Petrobras i lisens **BM-S-8** i Santos-bassenget, og Statoil overtok operatørskapet på lisensen. Denne lisensen inneholder en betydelig del av pre-salt-funnet Carcará. Carcará strekker seg over både BM-S-8 og åpent areal mot nord. Definisjonen av utbyggingskonseptet og den påfølgende utbyggingen av lisensen er avhengig av eierskap av det åpne arealet, som ventes å bli inkludert i lisensrunde i 2017.

I august 2016 overtok Statoil operatøransvaret for lisens **BM-C-33** fra Repsol Sinopec Brasil. Statoil har en eierandel på 35% i denne lisensen, som ligger i Campos-bassenget. Det arbeides med å vurdere alternativer for utbygging av funnene i lisensen. For informasjon om letevirsomheten i BM-C.33, se Internasjonal leting tidligere i denne delen.

Afrika

Tanzania

Statoil har gjort flere store gassfunn i **Blokk 2** utenfor kysten av Tanzania. Statoil er operatør for Blokk 2, og har en eierandel på 65 %. Lisensen ligger i Det indiske hav 100 km utenfor den sørlige kysten av Tanzania. Det arbeides med å vurdere alternativer for utbygging av funnene, deriblant bygging av et landanlegg for flytende naturgass i samarbeid med partnerne i Blokk 1 og 4, der BG Tanzania er operatør (Shell eier 100 %).

Eurasia

Storbritannia

Mariner (Statoil 65,11 %, operatør) er et tungoljefelt som bygges ut i Storbritannia, med Statoil som operatør. Feltutbyggingskonseptet omfatter en produksjons-, bore- og boligplattform med stålunderstell. Oljen skal eksporteres ved lasting på feltet fra en flytende lagerenhet. Utbyggingskonseptet omfatter en mulig framtidig havbunnsløsning med oppkobling til Mariner East, som er et lite tungoljefunn. Mariner B lagerskip ankom Skottland den 26. august 2016, etter en to måneders ferd fra Sør-Korea. Den 1. desember 2016 begynte boringen av den første brønnen på Mariner-feltet. Produksjonen fra Mariner skal etter planen starte i 2018.

Bressay (Statoil 81,6 %, operatør) er også et tungoljefunn. I februar 2016 besluttet Statoil å stanse arbeidet med konseptvalg for Bressay inntil videre. Lisenspartnerne er blitt enige med de britiske olje- og gassmyndighetene om en forlengelse av lisensperioden fram til utgangen av 2019.

2.5 MMP - MARKEDSFØRING, MIDTSTRØM OG PROSESSERING

MMP OVERSIKT

Forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) er ansvarlig for markedsføring, handel, prosessering og transport av råolje og kondensat, naturgass, våtgass (NGL) og raffinerte produkter, i tillegg til drift av Statoil-opererte raffinerier, terminaler og prosessanlegg. MMP er også ansvarlig for å utvikle løsninger for transport av naturgass og væsker (våtgass, oljeprodukter, kondensat og råolje) fra Statoils olje- og gassfelt som omfatter rørledninger, skip, tankbiler og tog. Forretningsområdet er inndelt i følgende resultatområder: marketing & trading, asset management og processing & manufacturing.

Viktige hendelser i 2016:

- Statoil hadde en sterk økning i salg av råolje med leveranse til Asia i løpet av 2016, basert på egenproduksjon i Vest-Afrika og skipstransport
- Terminalen South Riding Point på Grand Bahamas Island ble skadet under orkanen Matthew i oktober, og ble stengt for trafikk i en periode
- Store planlagte revisjonsstanser ble gjennomført på raffineriene i Kalundborg og på Mongstad, på metanolanlegget på Tjeldbergodden og på anlegg tilknyttet Gassled

Marketing & trading

Resultatområdet marketing and trading (MT) er ansvarlig for markedsføring, handel og transport av alle produkter fra Statoils oppstrøms-, prosess- og raffineringsevne og for handel med strøm og utslippskvoter.

MMP håndterer Statoils egne volumer, egenproduksjonen av råolje og flytende naturgass fra eierandelene til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), og volumer fra tredjepart, som til sammen utgjør om lag 50 % av all norsk eksport av væsker. MMP er også ansvarlig for markedsføring av SDØEs gass, i tillegg til Statoils egne volumer og gass fra tredjepart, som utgjør om lag 70 % av all norsk gasseksport. Se Den norske statens deltakelse og SDØEs markedsføring og salg av olje og gass i Gjeldende lovverk, punkt 2.7 Konsern.

Markedsføring og handel av naturgass og flytende naturgass (LNG)

Statoils virksomhet for markedsføring og handel av naturgass utføres fra Norge og fra kontorer i Belgia, Storbritannia, Tyskland, USA og Singapore.

Europa

De største eksportmarkedene for gass fra norsk sokkel er Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia og Spania. Basert på flytende naturgass fra Snøhvit-feltet og flytende naturgass fra

tredjeparter, kan Statoil nå de globale gassmarkedene. Mesteparten av gassen selges til motparter gjennom bilaterale avtaler, og de gjenværende volumene selges fortløpende på alle de største markedsplassene for gasshandel i Europa. Det bilaterale salget foregår hovedsakelig med store industrikunder, kraftprodusenter og lokale distribusjonsselskaper. Enkelte av Statoils langsiktige gassavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler som kan utløses av kjøperen eller selgeren med jevne mellomrom, eller under visse gitte forhold.

Statoil er aktiv i både de fysiske markedene og på råvarebørser, som for eksempel Intercontinental Exchange (ICE). Statoil forventer å fortsette optimaliseringen av markedsverdien av gass gjennom en blanding av bilaterale avtaler og handel via selskapets produksjon, og infrastruktur for transport og foredling.

USA

Statoil Natural Gas LLC (SNG) er et heleid datterselskap lokalisert i Stamford, Connecticut, som står for markedsføring og handel med gass, og markedsfører gass til lokale distribusjonsselskaper, industrikunder og kraftprodusenter. SNG markedsfører også egenproduserte volumer fra Mexicogolfen, Eagle Ford og Marcellus, og transporterer en del av produksjonen fra det nordlige Marcellus til New York City og til Niagara, som gir tilgang til Toronto med omegn.

I tillegg har SNG inngått kontrakter for langsiktig kapasitet med Dominion Resources Inc., som eier regassifiseringsanlegget på Cove Point-terminalen i Maryland. Flytende naturgass transporteres fra Snøhvit-anlegget i Hammerfest. På grunn av fortsatt lave gasspriser i USA er nesten alle Statoils laster med flytende naturgass omdirigert fra USA til markeder med høyere priser i Europa, Sør-Amerika og Asia.

Markedsføring og handel av væsker

MMP er ansvarlig for salg av selskapets og SDØEs råolje og våtgass, i tillegg til kommersiell optimalisering av raffineriene og terminalene. Markedsføring og handel av væsker foretas fra Norge, Storbritannia, Singapore, USA og Canada. Hovedmarkedet for Statoils råolje er Nordvest-Europa.

MMP markedsfører også egne volumer fra DPLs produserende felt i Canada, USA, Brasil, Angola, Nigeria, Algerie, Aserbajdsjan og Storbritannia, i tillegg til volumer fra tredjepart. Verdiene maksimeres gjennom markedsføring, og handel i det fysiske markedet og finansiell handel, og gjennom optimalisering av egen og leid kapasitet, som for eksempel raffinerier, prosessanlegg, terminaler, lagre, rørledninger, togvogner og skip.

Produksjonsanlegg

Statoil eier og er operatør for raffineriet på Mongstad, inkludert Mongstad kraftvarmeverk. Det er et mellomstort raffineri, som ble bygget i 1975, med kapasitet til å destillere 226.000 fat råolje og kondensat per dag. Raffineriet er direkte knyttet til felt på sokkelen gjennom to oljerørledninger, til råoljeterminalen på Sture og gassprosessanlegget på Kollsnes gjennom en rørledning som transporterer våtgass og kondensat, og til Kollsnes gjennom en gassrørledning. Mongstad kraftvarmeverk produserer varme og strøm av gass fra Kollsnes og fra raffineriet. Det har kapasitet til å levere rundt 280 megawatt strøm og om lag 350 megawatt varme.

Statoil har en eierandel på 34 % i Vestprosess, som transporterer og behandler våtgass og kondensat. Rørledningen knytter anleggene på Kollsnes og Sture til Mongstad.

Statoil eier og er operatør for Kalundborg-raffineriet i Danmark, som har kapasitet til å foredle 108.000 fat råolje og kondensat per dag. Raffineriet er koblet til terminalen på Hedehusene ved København med en rørledning for bensin og en for diesel, og de fleste produktene selges lokalt.

Statoil har en eierandel på 82 % i metanolanlegget på Tjeldbergodden, som mottar naturgass fra Norskehavet gjennom rørledningen Haltenpipe. I tillegg har Statoil en eierandel på 50,9 % i Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA.

Tabellen nedenfor viser driftsstatistikken for anleggene på Mongstad, Kalundborg og Tjeldbergodden.

Raffineri	Gjennomstrømming ¹⁾			Destilleringskapasitet ²⁾			Regularitetsfaktor % ³⁾			Utnyttelsesgrad % ⁴⁾		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Mongstad	9,8	11,9	9,2	9,3	9,3	9,3	94,4	97,6	93,4	93,9	93,4	90,0
Kalundborg	5,0	5,2	4,5	5,4	5,4	5,4	98,0	98,5	91,8	91,0	91,0	82,0
Tjeldbergodden	0,76	0,92	0,83	0,95	0,95	0,95	94,8	98,5	88,4	94,8	98,5	97,1

1) Faktisk gjennomstrømming av olje, kondensat, våtgass, føde og blandingsråstoffer målt i millioner tonn.

Høyere enn destilleringskapasiteten ved Mongstad på grunn av høye volumer av fyringsolje og våtgass som ikke går gjennom råoljdestilleringsenheten.

Høyere enn destilleringskapasiteten for Kalundborg på grunn av parfin, nafta, diesel og biodiesel-tilsetningsstoffer som ikke går gjennom råolje/kondensatenhetene.

2) Nominell destilleringskapasitet for olje og kondensat, og produksjonskapasitet for metanol, målt i millioner tonn

3) Samlet regularitetsfaktor for alle prosesseringsenheter, med unntak for vedlikeholdstanser

4) Samlet utnyttelsesgrad for alle prosesseringsenheter, strømningsdagsutnyttelse.

Terminaler og lagre

Statoil eier en andel på 65 % i Mongstad råoljeterminal. Råolje transporteres til Mongstad gjennom rørledninger fra norsk sokkel og med tankskip fra markedet. Mongstad-terminalen har en lagerkapasitet på 9,4 millioner fat råolje.

Sture råoljeterminal mottar råolje gjennom rørledninger fra Nordsjøen. Terminalen er en del av Oseberg Transportsystem (Statoils andel er på 36,2 %). Prosessanlegget på Sture stabiliserer råolje fra Oseberg, og skiller ut våtgasskomponenter (LPG-mix - propan og butan) og nafta.

Statoil er operatør for South Riding Point-terminalen, som ligger på Grand Bahamas Island og består av to kaier for utskipping og ti lagertanker med en lagerkapasitet på 6,75 millioner fat råolje. Terminalen har anlegg for blanding av råoljer, inkludert tungoljer. Lasteutstyret på Sea Island ble skadet under orkanen Matthew i oktober, og kai 2 er fremdeles ute av drift. Statoil er i ferd med å få en oversikt over gjenoppbyggingen.

Statoil UK har en tredjedel eierskap i Aldbrough Gas Storage i Storbritannia, der SSE Hornsea Ltd er operatør.

Statoil Deutschland Storage GmbH har en eierandel på 23,7 % i Etzel Gas Lager i den nordlige delen av Tyskland. Det har i alt 19 kaverner og sikrer regularitet i gassleveransene fra norsk sokkel.

Statoil UK har en eierandel på 27,3 % i Teesside-terminalen. Den stabiliserer ustabil olje fra Ekofisk-området og flere andre felt på norsk og britisk sokkel, og skiller ut våtgass.

Rørledninger

Statoil er en betydelig skiper i gasstransportsystemet på norsk sokkel. De fleste gassrørledningene på norsk sokkel der tredjepartskunder har adgang eies av ett interessentskap, Gassled, med regulert tredjepartsadgang. Operatør i Gassled er Gassco AS, som er heleid av den norske staten. Statoils eierandel i Gassled er i dag på 5 %. Se Gassalg og -transport fra norsk sokkel, punkt 2.7 Konsern for mer informasjon.

MMP er teknisk driftsansvarlig (TSP) for gassprosessanleggene på Kårstø og Kollsnes, i henhold til avtalen om teknisk driftsansvar mellom Statoil og Gassco AS. MMP har også teknisk driftsansvar for store deler av det Gassco-opererte gasstransportsystemet.

I tillegg har MMP ansvar for Statoils andeler i følgende rørledninger i det norske gasstransportsystemet: Oseberg oljetransportsystem, Grane oljerørledning, Kvitebjørn oljerørledning, Troll oljerørledning I og II, Edvard Grieg oljerørledning, Utsirahøyden gassrørledning, Valemon rikgassrørledning, Haltenpipe, Norpipe og Mongstad gassrørledning.

Statoil Deutschland GmbH hadde en eierandel på 30,8 % i Norddeutsche Erdgas Transversale (NETRA) gassrørledning via Jordgas Transport GmbH, som ble solgt i løpet av 2016 til Open Grid Europe GmbH og Gasuni Deutschland Transport Services GmbH.

Rørledningen **Polarled** (Statoil 37,1 %, operatør) skal sikre gasseskport fra felt i Norskehavet. Prosjektet henger sammen med Aasta Hansteen feltutbygging.

Johan Sverdrup-rørledningene (Statoil 40,0 %, operatør) skal eksportere olje og gass fra Johan Sverdrup-feltet.

2.6 ANDRE

Rapporteringssegmentet Andre omfatter aktiviteter i Nye energiløsninger (NES), Global strategi og forretningsutvikling (GSB), Teknologi, prosjekter og boring (TPD) og konsernstaber og støttefunksjoner.

Nye energiløsninger (NES)

Forretningsområdet NES gjenspeiler Statoils ambisjoner om å gradvis supplere olje- og gassporteføljen med lønnsom fornybar energi og andre karboneffektive energiløsninger. Havvind og karbonfangst og -lagring har vært viktige satsingsområder i 2016.

Viktige hendelser i 2016:

- Kjøp av 50 % eierandel i Arkona-prosjektet i den tyske delen av Østersjøen
- Lansering av Statoil Energy Venture Fund og 4 påfølgende investeringer
- Avtale for å øke satsingen i Storbritannia gjennom økt eierandel i Doggerbank-prosjektene
- Intensjonsavtale om å overta som operatør for havvindparken Sheringham Shoal i 2017
- Statoil slutfører 25 % nedsalg i Hywind Scotland-prosjektet
- Vinner av amerikanske myndigheters salg av havvindlisens for et område på 321 kvadratkilometer utenfor kysten av New York

Havvindparken **Sheringham Shoal** (Statoil 40 %, operatør fra 2017) som ligger utenfor kysten av Norfolk, Storbritannia, ble formelt åpnet i september 2012. Vindparken er i full drift med 88 turbiner og en installert kapasitet på 317 megawatt (MW). Etter nedsalg i 2014, eies den nå 40 % av Statkraft, 40 % av Statoil og 20 % av britiske Green Investment Bank (GIB). Vindparkens årlige produksjon er omkring 1,1 terawatt-timer (TWh) og den har kapasitet til å levere elektrisk kraft til omkring 220.000 husstander. Statkraft og Statoil har inngått intensjonsavtale om at Statoil skal overta operatørskapet for Sheringham Shoal i 2017.

Havvindparken Dudgeon (Statoil 35 %, operatør) ligger i the Greater Wash Area utenfor den britiske østkysten, ikke langt fra Sheringham Shoal. Endelig investeringsbeslutning for prosjektet på 402 MW ble tatt i juli 2014. Havvindparken forventes å produsere 1,7 TWh årlig fra 67 turbiner med kapasitet til å levere elektrisk kraft til om lag 410.000 husstander. 7. januar 2017 ble den første turbinen strømsatt. 7. februar 2017 ble den første turbinen satt i produksjon og leverer elektrisk kraft til det britiske kraftnettet. Vindparken forventes å komme i full drift i fjerde kvartal 2017.

Doggerbank-området har konsesjon til å produsere til sammen 4,8 GW og kan bli verdens største havvindpark. Statoil og Statkraft, sammen med RWE og SSE, er partnere i Forewind-konsortiet, hver med en eierandel på 25 %. I februar og august 2015 fikk konsortiet tillatelse fra britiske myndigheter til fire prosjekter, hver med en kapasitet på 1200 MW. Statoil inngikk nylig en avtale om kjøp av Statkrafts andel i Doggerbank. Endelig andel avhenger blant annet av partnergodkjenning.

Havvindparken **Arkona** (Statoil 50%) bygges ut i tysk del av Østersjøen, og drifts- og vedlikeholdsbasen skal ligge i Sassnitz på øya Rügen. I april 2016 kjøpte Statoil 50 % andel i AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH fra E.ON Climate & Renewables. En endelig investeringsbeslutning for prosjektet på opptil 385 MW ble

tatt i april 2016. Alle de viktigste byggekontraktene er tildelt, og byggingen har startet. Vindparken forventes å forsyne 400.000 tyske husstander med elektrisk kraft fra 60 turbiner, og skal være i full drift i 2019.

Hywind Scotland Pilot Park (Statoil 75%, operatør) er en flytende vindpark som bruker Hywind-konseptet, utviklet og eid av Statoil. Prosjektet ligger i Buchan Deep-området, omkring 25 km utenfor Peterhead på østkysten av Skottland. Statoil skal installere fem Siemens-turbiner på 6MW hver, med en samlet kapasitet på 30 MW. Produksjonen forventes å være 0,14 TWh/år, og vil levere elektrisk kraft til rundt 20.000 husstander. Prosjektet ble godkjent i oktober 2015. Første leveranser til kraftnettet planlegges i fjerde kvartal 2017. Dette er neste steg i Statoils strategi for installering av de første flytende vindparkene i stor skala.

Statoil er vinner av BOEMs lisenssalg til vindkraft utenfor kysten av New York i desember 2016 med et bud på 42,5 millioner USD. Lisensen dekker et område på 321 km², stort nok til å gi grunnlag for en eller flere vindkraftutbygginger med en samlet kapasitet på mer enn 1 GW. Området ligger ca. 20 km rett sør for Long Island. Prosjektet vil bli ytterligere modnet fram i løpet av 2017.

Statoil har arbeidet med **karbonfangst og -lagring (CCS)** siden 1996 og har fortsatt å utvikle kompetanse gjennom forskningsengasjement i Teknologisenter Mongstad (TCM) og på Sleipner og Snøhvit. Statoil ønsker å benytte sin kompetanse og erfaring i andre CCS-prosjekter, fortsette å vurdere muligheter for å redusere karbonutslipp, og undersøke mulighetene for å benytte karbondioksid til økt utvinning (EOR). Statoil har, på vegne av Olje- og Energidepartementet, utført en mulighetsstudie for etablering av et CO²-lager på norsk sokkel. OED ønsker å utlyse en anbudsprøve ved utgangen av året for planlegging, bygging og drift av et slikt CO²-lager som en del av en full CCS-verdikjede fra tre industrielle kilder i Norge.

Statoil lanserte i februar 2016 Statoil Energy Ventures Fund, et nytt energifond for investering i attraktive og ambisiøse vekstselskaper innen lavkarbonenergi. Dette støtter opp under Statoils strategi for vekst innen nye energiløsninger. Statoil Energy Ventures Fund skal investere opp mot 200 millioner USD i en periode på fire til syv år. I løpet av 2016 gjorde fondet fire investeringer i fire ulike segmenter. United Wind er leverandør av distribuerte vindkraftløsninger med base i New York. Selskapet tilbyr å installere vindturbiner på små landeiendommer i bytte mot en 20 års leasingavtale. ChargePoint er det største selskapet i USA på ladestasjoner til elbiler. Selskapet har planer om å ekspandere globalt i lys av veksten i salget av elbiler. Convergent Energy & Power er en USA-basert utvikler av energilagingsprosjekter som bygger, finansierer, eier og driver lagringsprosjekter på vegne av store elektrisitetsleverandører og kommersielle og industrielle kunder. Oxford PV er et tredjegerasjons teknologiselskap i solcellemarkedet basert i Oxford, Storbritannia. De utvikler et perovskitt-materiale som har potensiale til å øke effekten i solcellepaneler betydelig.

Global strategi og forretningsutvikling (GSB)

Forretningsområdet Global strategi og forretningsutvikling (GSB) er Statoils senter for strategi og forretningsutvikling. GSB er ansvarlig for Statoils globale strategiprosesser og identifiserer og leverer uorganiske forretningsutviklingsmuligheter, blant annet fusjoner og

oppkjøp. Dette oppnås gjennom nært samarbeid på tvers av geografiske lokasjoner og forretningsområder. Statoils strategi spiller en viktig rolle som rettleiding for forretningsutvikling i konsernet.

GSB omfatter også en rekke konsernfunksjoner, blant annet Statoils bærekraftsfunksjon, som utarbeider selskapets strategiske svar på bærekraftsspørsmål og rapporterer Statoils bærekraftresultater.

Konsernstaber og støttefunksjoner

Konsernstaber og støttefunksjoner består av ikke driftsrelaterte aktiviteter som støtter opp under Statoils virksomhet. Dette omfatter hovedkontor og sentrale funksjoner som leverer forretningsstøtte, blant annet finans og kontroll, konsernkommunikasjon, sikkerhet, revisjon, juridiske tjenester, og mennesker og organisasjon (personal).

Teknologi, prosjekter og boring (TPD)

Forretningsområdet **Teknologi, prosjekter og boring (TPD)** er ansvarlig for utvikling og gjennomføring av prosjekter, brønnleveranser, anskaffelse, forskning og teknologi i Statoil.

TPDs organisasjon ble omstrukturert 1. januar 2016 for å redusere kostnader, øke effektiviteten og sikre høy kvalitet i gjennomføringen. All prosjektekspertise ble samlet i én prosjektutviklingsorganisasjon (PRD), og all ekspertise innen teknologi, forskning og innovasjon ble samlet i én forsknings- og teknologiorganisasjon (R&T).

Forskning og teknologi (R&T) leverer teknisk ekspertise til prosjekter, forretningsutvikling og eiendeler. I tillegg er R&T en pådriver for forskning, innovasjon og implementering av ny teknologi på tvers av Statoil, for å sikre forretningsmessige behov på kort og lang sikt.

Prosjektutvikling (PRD) utvikler og gjennomfører alle store anleggsutbygginger, modifikasjoner og feltavvikling.

Boring og brønn (D&W) leverer kostnadseffektive brønner og riggstyring, inkludert ekspertise og støtte til boring- og brønnoperasjoner globalt i Statoil

Anskaffelse og leverandørrelasjoner (PSR) styrer forsyningskjeden, foretar alle anskaffelser og administrerer kontrakter i samsvar med forretningsmessige behov.

Prosjekter med oppstart og ferdigstillelse i 2016	Statoils eierandel	Operatør	Område	Type
Heidelberg	12,00%	Anadarko	Mexicogolfen	Olje
Snorre A oppgradering av boreanlegg	33,28%	Statoil	Nordsjøen	Forbedret oljeutvinning
Goliat	35,00%	Eni	Barentshavet	Olje og gass
In Salah Sørlike felt	31,85%	Sonatrach/BP/Statoil	Algerie	Gass
Julia	50,00%	ExxonMobil	Mexicogolfen	Olje
Gullfaks Rimfaksdalen	51,00%	Statoil	Nordsjøen	Olje
B11 fjerning	5,00%	Gassco ¹⁾	Nordsjøen	Feltavvikling
Ivar Aasen	41,47%	Aker BP	Nordsjøen	Olje og gass
- eid gjennom Lundin	0,28%			

1) Statoil er teknisk operatør

Pågående prosjekter med forventet oppstart og ferdigstillelse 2017-2020	Statoils eierandel	Operatør	Område	Type
Gina Krog	58,70%	Statoil	Nordsjøen	Olje og gass
Gullfaks C undervannskompresjon	51,00%	Statoil	Nordsjøen	Forbedret gassutvinning
Dudgeon havvindpark	35,00%	Statoil	Nordsjøen, utenfor England	Vind
Hywind Scotland pilot vindpark	75,00%	Statoil	Nordsjøen, utenfor Skottland	Vind
Volve avvikling	59,60%	Statoil	Nordsjøen	Feltavvikling
Byrding	70,00%	Statoil	Nordsjøen	Olje og assosiert gass
Hebron	9,01%	ExxonMobil	Newfoundland, Canada	Olje
Tahiti vertikal utvidelse	25,00%	Chevron	Mexicogolfen	Olje
Aasta Hansteen	51,00%	Statoil	Norskehavet	Gass
Polarled	37,10%	Statoil	Norskehavet	Eksportørledning for gass
Oseberg Vestflanken 2	49,30%	Statoil	Nordsjøen	Olje og gass
Mariner	65,11%	Statoil	Nordsjøen	Olje
Troll B gassmodul	30,58%	Statoil	Nordsjøen	Økt prosesseringskapasitet
Big Foot	27,50%	Chevron	Mexicogolfen	Olje
Martin Linge	19,00%	Total	Nordsjøen	Olje og gass
Stampede	25,00%	Hess	Mexicogolfen	Olje
Arkona havvindpark	50,00%	E.ON	Østersjøen, utenfor Tyskland	Vind
Johan Sverdrup	40,03%	Statoil	Nordsjøen	Olje og assosiert gass
- eid gjennom Lundin	4,54%			
Johan Sverdrup eksportørledninger, JoSEPP	40,03%	Statoil	Nordsjøen	Eksportørledninger, olje og gass
- eid gjennom Lundin	4,54%			
Utgard norsk sektor	38,44%	Statoil	Nordsjøen	Gass og kondensat
britisk sektor	38,00%			
Trestakk	59,10%	Statoil	Nordsjøen	Olje og assosiert gass
Huldra avvikling	19,87%	Statoil	Nordsjøen	Feltavvikling
Peregrino fase II	60,00%	Statoil	Brasil	Olje

Oppstarter etter 2020

I vår portefølje, som er i verdensklasse, er 35-40 prosjekter i tidligfase.

2.7 KONSERNFORHOLD

GJELDENE LOVER OG FORSKRIFTER

Statoil driver virksomhet i over 30 land og er underlagt og forpliktet til å overholde en rekke lover og forskrifter rundt om i verden.

Denne artikkelen tar hovedsakelig for seg norsk lovgivning spesifikk for Statoil's kjernevirksomhet på bakgrunn av at mesteparten av Statoils produksjon kommer fra norsk sokkel, eierstrukturen i selskapet, og fordi Statoil er registrert og har hovedkontor i Norge.

Norsk petroleumslvgivning og konsesjonsordning

De viktigste lovene som regulerer Statoils petroleumsvirksomhet i Norge, er petroleumsløven og petroleumsskatteløven.

Norge er ikke medlem av Den europeiske union (EU), men er med i Det europeiske frihandelsforbund (EFTA). EU og medlemsstatene i EFTA har inngått en avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområdet, kalt EØS-avtalen, som tillater at EU-lovgivning inntas i nasjonal lovgivning i EFTA-landene (unntatt Sveits). Statoils forretningsvirksomhet er underlagt både EFTA-konvensjonen og EUs lover og forskrifter som er vedtatt i henhold til EØS-avtalen.

For nærmere informasjon om hvilke jurisdiksjoner Statoil driver virksomhet i, se punkt 2.2 Vår virksomhet og 2.10 Risikoanalyse.

I henhold til petroleumsløven er Olje- og energidepartementet (OED) ansvarlig for ressursforvaltning og forvaltning av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Departementets hovedoppgave er å sikre at petroleumsvirksomheten foregår i henhold til gjeldende lov, politiske vedtak fattet av Stortinget og aktuelle statlige vedtak.

Stortingets rolle i forhold til viktige politiske spørsmål innen petroleumssektoren kan påvirke Statoil på to måter: for det første når staten opptre som majoritetseier av Statoil-aksjer, og for det andre når staten opptre som reguleringsmyndighet:

- Statens eierskap i Statoil forvaltes av Olje- og energidepartementet. OED beslutter vanligvis hvordan staten skal stemme på forslag fremlagt for generalforsamlingen. Unntaksvis kan det imidlertid være påkrevd at staten ber Stortinget om godkjenning før det stemmes over et forslag. Dette vil vanligvis være tilfelle dersom Statoil utsteder nye aksjer og dette innebærer en betydelig utvinning av statens aksjepost, eller dersom aksjeutvidelsen krever et kapitalbidrag fra staten utover dens mandat. Dersom staten skulle stemme mot et forslag fra Statoil om aksjeutvidelse, vil dette hindre Statoil i å reise ny kapital på denne måten, noe som kan ha en vesentlig innvirkning på Statoils evne til å utnytte forretningsmuligheter. For nærmere informasjon om statens eierskap, se 2.10 Risikoanalyse og Største aksjonærer i 5.1 Aksjonærinformasjon Største aksjonærer
- Staten utøver viktig reguleringsmyndighet over Statoil og andre selskaper og foretak på norsk sokkel. Som del av virksomheten må Statoil, eller selskapets partnere, ofte søke staten om tillatelser og ulike andre former for godkjenning. For visse

viktige søknader, for eksempel godkjenning av planer for utbygging og drift av felt, må Olje- og energidepartementet innhente Stortingets samtykke før den aktuelle partnerskapsøknaden kan godkjennes.

De viktigste lovene som regulerer Statoils petroleumsvirksomhet i Norge og på norsk sokkel, er lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 ("petroleumsløven") med forskrifter, og lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster mv. av 13. juni 1975 ("petroleumsskatteløven"). Petroleumsløven knesetter prinsippet om at staten eier alle forekomster av undersjøisk petroleum på norsk sokkel, at staten har enerett til ressursforvaltning og at staten alene har myndighet til å gi tillatelse til petroleumsvirksomhet og fastsette vilkårene for dette. Rettighetshavere er pålagt å fremlegge en plan for utbygging og drift (PUD) til Olje- og energidepartementet for godkjenning. For felt av en viss størrelse må Stortinget akseptere PUD før den blir formelt godkjent av departementet. Statoil er avhengig av at staten godkjenner selskapets lete- og utbyggingsprosjekter på norsk sokkel og søknader om produksjonsrater for de enkelte felt.

Utvinningstillatelser er den viktigste typen tillatelse som gis etter petroleumsløven og tildeles vanligvis for en innledende leteperiode, som typisk er seks år, men som kan være kortere. Maksimumsperioden er ti år. I leteperioden må rettighetshavere oppfylle en fastsatt arbeidsforpliktelse som er beskrevet i tillatelsen. Dersom rettighetshaverne oppfyller forpliktelsene som er fastsatt for den innledende lisensperioden, kan de kreve at tillatelsen forlenges for den periode som ble fastsatt ved tildeling av tillatelsen, typisk 30 år.

Vilkårene for utvinningstillatelsene fastsettes av departementet. En utvinningstillatelse gir rettighetshaver enerett til å lete etter og utvinne petroleum innenfor et nærmere angitt geografisk område. Rettighetshaverne blir eiere av petroleum som utvinnes fra feltet som omfattes av tillatelsen. Utvinningstillatelser tildeles grupper av selskaper som danner et interessentskap (joint venture) etter departementets skjønn. Deltakerne i interessentskapet er solidarisk ansvarlig overfor staten for forpliktelser som oppstår på grunnlag av petroleumsvirksomhet som drives i henhold til tillatelsen. Olje- og energidepartementet fastsetter formen på samarbeidsavtaler og regnskapsavtaler.

Det styrende organ i interessentskapet er styringskomiteen. For tillatelser tildelt etter 1996 der Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) har en eierandel, kan staten gjennom Petoro AS nedlegge veto mot vedtak fattet av interessentskapets styringskomite som etter statens oppfatning ikke er i overensstemmelse med forpliktelsene i tillatelsen hva angår statens utnyttelsespolitikk eller økonomiske interesser. Denne veto retten har aldri vært benyttet.

Andeler i utvinningstillatelser kan overføres direkte eller indirekte dersom Olje- og energidepartementet gir tillatelse til det og dersom Finansdepartementet gir tillatelse til en tilsvarende skatteposisjon. I de fleste tillatelser foreligger det ingen forkjøpsrett for andre rettighetshavere. Imidlertid har SDØE, eller eventuelt staten, likevel forkjøpsrett i alle tillatelser.

Ansvaret for den daglige driften av et felt ligger hos en operatør oppnevnt av Olje- og energidepartementet. Operatøren er i praksis alltid medlem av interessentskapet som eier utvinningstillatelsen, selv om dette ikke er påkrevd rent juridisk. Vilkårene for operatørens

engasjement er fastsatt i samarbeidsavtalen. Skifte av operatør skal godkjennes av departementet. Når særlige grunner tilsier det, kan departementet foreta skifte av operatør.

Rettighetshavere er pålagt å fremlegge en plan for utbygging og drift (PUD) til Olje- og energidepartementet for godkjenning. For felt av en viss størrelse må Stortinget akseptere PUD før den blir formelt godkjent av Olje- og energidepartementet.

Dersom viktige offentlige interesser står på spill, kan staten beordre Statoil og andre rettighetshavere på norsk sokkel til å redusere utvinningen av petroleum. Sist gang staten beordret reduksjon i oljeproduksjonen, var i 2002.

Tillatelse fra departementet er også påkrevd for å opprette anlegg for transport og utnyttelse av petroleum. Eierskap til de fleste anlegg for transport og utnyttelse av petroleum i Norge og på norsk sokkel er organisert som interessentskap. Deltakeravtalene har mye til felles med samarbeidsavtalene.

Rettighetshaver skal legge frem en avslutningsplan/sluttdisponeringsplan for departementet før en utvinningstillatelse eller tillatelse til å etablere og bruke anlegg for transport og utnyttelse av petroleum utløper eller oppgis, eller bruken av et anlegg endelig opphører. På grunnlag av avslutningsplanen/sluttdisponeringsplanen fatter departementet vedtak om sluttdisponering av anleggene.

For en oversikt over Statoils virksomhet og andeler i Statoils utvinningstillatelser på norsk sokkel, se punkt 2.3 Utvikling og produksjon Norge (DPN).

Gassalg og -transport fra norsk sokkel

Statoil selger gass fra norsk sokkel på vegne av seg selv og staten. Gassen transporteres gjennom Gassled-rørledningen til kunder i Storbritannia og andre land i Europa.

Mesteparten av Statoils og statens gass som produseres på norsk sokkel, blir solgt på gasskontrakter til kunder i Den europeiske union (EU), og endringer i EU-lovgivningen kan påvirke Statoils gassalg.

Det norske gasstransportsystemet består av rørledninger og terminaler som rettighetshaverne på norsk sokkel transporterer gassen sin gjennom, og eies av interessentskapet, Gassled. Petroleumsloven av 29. november 1996 med tilhørende petroleumsforskrift fastsetter grunnlaget for ikke-diskriminerende tredjepartsadgang til transportsystemet, Gassled.

Tariffene for utnyttelse av kapasitet i transportsystemet bestemmes ved hjelp av en formel nedfelt i en egen tarifforskrift fastsatt av Olje- og energidepartementet. Tariffene betales på grunnlag av bestilt kapasitet og ikke faktisk transportert volum.

For nærmere informasjon se Rørledninger i punkt 2.5 MMP – Markedsføring, midtstrøm og prosessering.

Statens deltakelse

Statens politikk som aksjonær i Statoil har vært og er fremdeles å sikre at petroleumsvirksomheten skaper høyest mulig verdi for den norske stat.

I 1985 ble Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) opprettet. Her har staten direkte deltakerinteresser i lisenser og petroleumssinnretninger på norsk sokkel. Dermed har staten eierinteresser i en rekke lisenser og petroleumssinnretninger hvor også Statoil har eierandeler. Petoro AS, et selskap som er heleid av staten, ble opprettet i 2001 for å forvalte SDØEs eiendeler.

SDØEs markedsføring og salg av olje og gass

Statoil markedsfører og selger Den norske stats olje og gass sammen med Statoils egen produksjon. Ordningen er implementert av den norske stat.

På en ekstraordinær generalforsamling 25. mai 2001 vedtok staten som eiere en instruks til Statoil som fastsetter spesifikke vilkår for markedsføring og salg av statens olje og gass. Dette vedtaket kalles, Avsetningsinstruksen.

Statoil er etter avsetningsinstruksen forpliktet til å markedsføre og selge statens olje og gass sammen med selskapets egen olje og gass. Det overordnede formålet med ordningen er å oppnå høyest mulig totalverdi for Statoils og statens olje og gass samt sikre en rettferdig fordeling av den totale verdiskapningen mellom den norske stat og Statoil.

Uttrekning eller endring

- Den norske stat kan når som helst bruke sin stilling som majoritetsaksjonær i Statoil til å trekke seg ut eller endre avsetningsinstruksen

HMS-lovgivning

Statoils petroleumsvirksomhet er underlagt et omfattende lovverk knyttet til helse, miljø og sikkerhet (HMS).

Statoil driver forretningsvirksomhet i over 30 land og er underlagt mange ulike lover og forskrifter på HMS-området når det gjelder selskapets produkter, virksomhet og aktivitet. Lover og forskrifter kan være spesifikke for den enkelte jurisdiksjon, men også internasjonale forskrifter, konvensjoner og traktater samt EU-direktiver og EU-rettsakter er relevante.

Som følge av Macondo-ulykken i 2011 opprettet det amerikanske innenriksdepartementet to nye direktorater som skal administrere operasjonene og virksomheten i Mexicogolfen, nemlig Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) og Bureau of Offshore Energy Management (BOEM). Innenriksdepartementet utstedte også nye forskrifter for de nye direktoratenes roller. Anvendelse av disse forskriftene kan potensielt påvirke Statoils virksomhet i USA. Tilsvarende vil effekten av å innføre EU-direktivet om sikkerhet ved offshore olje- og gassvirksomhet i lovgivningen i EUs medlemsstater påvirke virksomheten i berørte EU-land.

Se også punkt 2.10 Risikoanalyser og delen, Risikofaktorer.

Beskatning av Statoil

Statoil betaler vanlig norsk selskapsskatt og en særskilt petroleumsskatt knyttet til selskapets sokkelvirksomhet i Norge. Selskapets overskudd, både fra olje- og naturgassvirksomhet på sokkelen og landbasert virksomhet, er underlagt norsk selskapsskatt. Den vanlige selskapsskatten er redusert fra 25 % i 2016 til 24 % i 2017. I tillegg kommer en særskilt petroleumsskatt på overskudd fra petroleumsutvinning og rørledningstransport på norsk sokkel. Den særskilte petroleumsskatten er økt fra 53 % i 2016 til 54 % i 2017. Den særskilte petroleumsskatten beregnes på relevant inntekt i tillegg til den vanlige selskapsskatten, noe som gir en marginalsatt på 78 % på inntekt underlagt den særskilte petroleumsskatten. For nærmere informasjon se note 9 Skatter til konsernregnskapet.

Statoils internasjonale petroleumsvirksomhet skattlegges i henhold til lokal lovgivning. Den skattemessige regulering av Statoils

oppstrømsvirksomhet er generelt basert på inntektsskattesystemer og/eller produksjonsdelingsavtaler (PSA).

DATTERSELSKAPER OG EIERINTERESSER

Større datterselskaper

Tabellen under viser større datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper direkte eiet av Statoil ASA per 31. desember 2016.

Stemmeretten i hvert av selskapene tilsvarer eierandelen.

Aksjer og andel i enkelte datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap

Navn	i %	Land	Navn	i %	Land
Statholding AS	100	Norge	Statoil Nigeria Deep Water AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15 AS	100	Norge	Statoil Nigeria Outer Shelf AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15/06 Award AS	100	Norge	Statoil Norsk LNG AS	100	Norge
Statoil Angola Block 17 AS	100	Norge	Statoil North Africa Gas AS	100	Norge
Statoil Angola Block 31 AS	100	Norge	Statoil North Africa Oil AS	100	Norge
Statoil Angola Block 38 AS	100	Norge	Statoil Orient AG	100	Sveits
Statoil Angola Block 39 AS	100	Norge	Statoil OTS AB	100	Sverige
Statoil Angola Block 40 AS	100	Norge	Statoil Petroleum AS	100	Norge
Statoil Apsheron AS	100	Norge	Statoil Refining Norway AS	100	Norge
Statoil Azerbaijan AS	100	Norge	Statoil Shah Deniz AS	100	Norge
Statoil BTC Finance AS	100	Norge	Statoil Sincor AS	100	Norge
Statoil Coordination Centre NV	100	Belgia	Statoil SP Gas AS	100	Norge
Statoil Danmark AS	100	Danmark	Statoil Tanzania AS	100	Norge
Statoil Deutschland GmbH	100	Tyskland	Statoil Technology Invest AS	100	Norge
Statoil do Brasil Ltda	100	Brasil	Statoil UK Ltd	100	Storbritannia
Statoil Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	Statoil Venezuela AS	100	Norge
Statoil Forsikring AS	100	Norge	Statoil Metanol ANS	82	Norge
Statoil Færøyene AS	100	Norge	Mongstad Terminal DA	65	Norge
Statoil Hassi Mouina AS	100	Norge	Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51	Norge
Statoil Indonesia Karama AS	100	Norge	Naturkraft AS	50	Norge
Statoil New Energy AS	100	Norge	Vestprosess DA	34	Norge
Statoil Nigeria AS	100	Norge	Lundin Petroleum AB	20	Sverige

VARIGE DRIFTSMIDLER

Statoil har eierinteresser i fast eiendom i mange land rundt om i verden. Imidlertid er ingen enkeltstående eiendom av vesentlig betydning. Statoils hovedkontor ligger i Forusbeen 50, 4035 Stavanger og har ca. 135.000 kvadratmeter kontorlokaler. I oktober 2012 flyttet Statoil inn i nytt kontorbygg på 65.500 kvadratmeter på Fornebu i utkanten av Oslo. Begge bygningene leases.

For en beskrivelse av vesentlige olje- og naturgassreserver, se Sikre olje- og gassreserver under punkt 2.8 Resultater – drift og økonomi, samt note 27 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert) til konsernregnskapet. For en beskrivelse av raffinerier, terminaler og behandlingsanlegg, se punkt 2.5 Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP).

TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE PARTER

Se note 24 Nærstående parter til konsernregnskapet for informasjon.

FORSIKRING

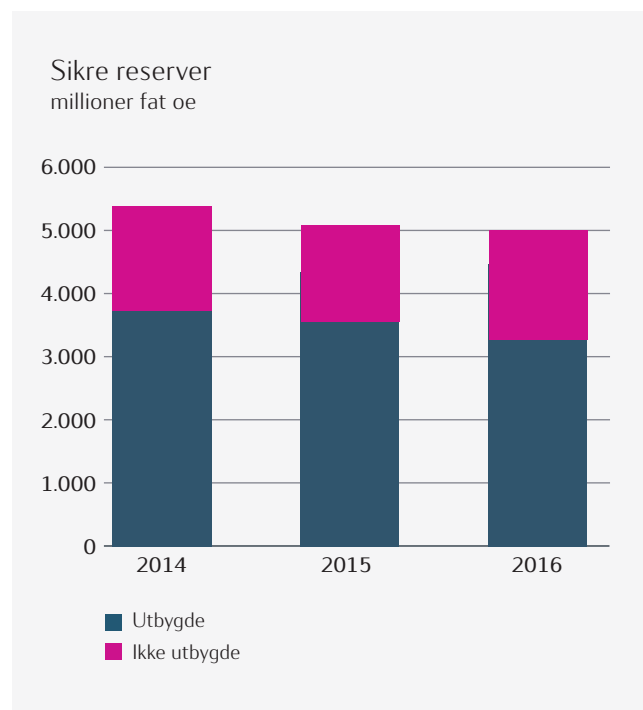
Statoil har forsikringer som dekker fysisk skade på sine olje- og gassanlegg, tredjepartsansvar, yrkesskade og arbeidsgiveransvar, generelt ansvar, akutt forurensing og annet.

Statoils forsikringsdekning innbefatter egenandeler som må dekkes før forsikringen blir utbetalt. For selskapets eksterne forsikringer gjelder øvre grenser, unntak og begrensninger, og det er usikkert om forsikringsdekningen gir Statoil tilstrekkelig ansvarsvern mot alle mulige konsekvenser og skader.

2.8 RESULTATER – DRIFT OG ØKONOMI

SIKRE OLJE- OG GASSRESERVER

Sikre olje- og gassreserver var anslått til 5.013 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2016, sammenlignet med 5.060 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2015.



Statoils sikre reserver er anslått og presentert i samsvar med regel 4-10 (a) i forskrift S-X fra Securities and Exchange Commission (SEC), som ble endret i januar 2009, og relevante Compliance and Disclosure Interpretations (C&DI) samt Staff Accounting Bulletins, som er utstedt av SEC. For ytterligere informasjon, se Sikre olje- og gassreserver i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper til konsernregnskapet. For mer informasjon om sikre reserver, se også note 2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert) til konsernregnskapet.

Endringer i anslag over sikre reserver er vanligvis et resultat av revisjon av estimat som følge av produksjonserfaring, utvidelser av sikre områder gjennom boring av nye brønner eller tilførsel av sikre reserver fra nye funn som følge av at nye utbyggingsprosjekter blir godkjent. Disse økningene er et resultat av kontinuerlige forretningsprosesser, og kan forventes å fortsatt tilføre reserver i framtiden.

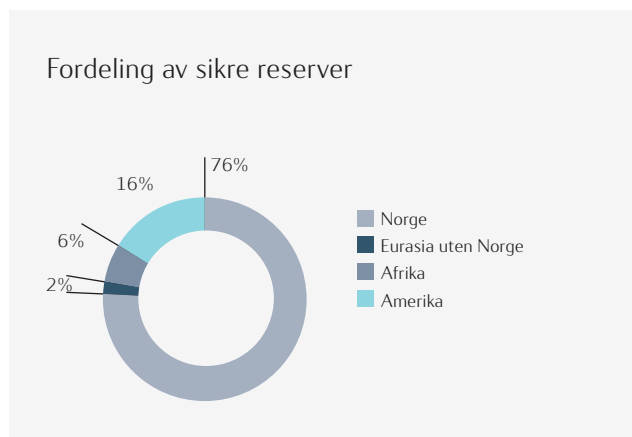
Sikre reserver kan tilføres eller reduseres som følge av kjøp eller salg av petroleumssressurser. Endringer i sikre reserver kan også skyldes faktorer utenfor ledelsens kontroll, som for eksempel endringer i olje- og gassprisene. Lavere olje- og gasspriser fører vanligvis til at det utvinnes mindre olje og gass. Men for felt som er underlagt produksjonsdelingsavtaler (PSA) og lignende avtaler, kan en lavere oljepris føre til høyere rett til de produserte volumene. Disse endringene er vist i revisjonskategorien i tabellen nedenfor.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver er begrenset til kontraktsfestede gassalg eller gass med tilgang til et robust gassmarked.

I Norge og i Storbritannia anser Statoil reserver som sikre når en utbyggingsplan er levert, siden det er rimelig sikkert at en slik plan vil bli godkjent av myndighetene. Utenfor disse territoriene blir reserver vanligvis bokført som sikre når godkjenning fra myndighetene er mottatt, eller når en slik godkjenning ventes i nær framtid. Reserver fra nye funn, oppjustering av reserver, og kjøp av sikre reserver ventes å bidra til å opprettholde nivået av sikre reserver i årene framover. Fremtidige borelokasjoner på land i USA bokføres vanligvis som sikre ikke-utbygde reserver når de er knyttet til en godkjent boreplan, og er planlagt boret innen fem år.

Om lag 91 % av våre sikre reserver ligger i OECD-land. Norge er helt klart den viktigste bidragsyteren i denne kategorien, etterfulgt av USA, Canada og Irland.

Av Statoils samlede sikre reserver, er 7 % knyttet til produksjonsdelingsavtaler i land utenfor OECD, som for eksempel Aserbajdsjan, Angola, Algerie, Nigeria, Libya og Russland. Andre reserver utenfor OECD er knyttet til konsesjoner i Brasil og Venezuela, og utgjør under 2 % av Statoils samlede sikre reserver. Disse er inkludert i sikre reserver i Amerika.



Betydelige endringer i våre sikre reserver i 2016 var:

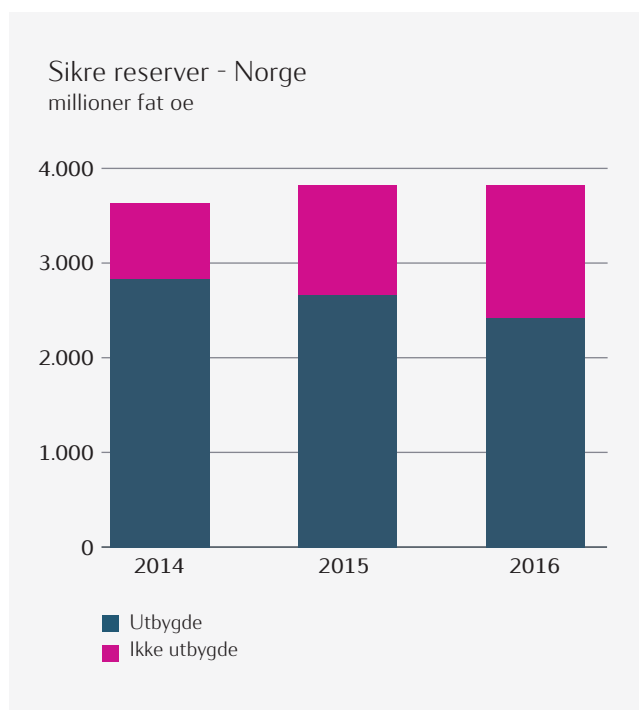
- Negative revisjoner som følge av lavere råvarepriser sammenlignet med året før, noe som førte til en reduksjon på om lag 60 millioner fat oljeekvivalenter
- De negative revisjonene blir mer enn motvirket av positive revisjoner som følge av bedre resultater fra felt i produksjon, modning av prosjekter for økt utvinning og lavere usikkerhet på grunn av mer bore- og produksjonserfaring. Nettoeffekten av de positive og negative revisjonene er en økning på 409 millioner fat oljeekvivalenter i 2016. En betydelig del av disse positive revisjonene er knyttet til store produserende felt på norsk sokkel, der produksjonen går mindre ned enn tidligere antatt for sikre reserver på grunn av kontinuerlige forbedringstiltak.
- Godkjenning av nye feltutbyggingsprosjekter for nye funn tilførte også sikre reserver i 2016: Svale Nord, Trestakk og Utgard i Norge, og Julia i USA. De nye prosjektene tilførte i alt 66 millioner fat oljeekvivalenter. Alle nye funn med sikre reserver som er bokført i 2016 forventes å starte produksjonen innen en periode på fem år

- Ytterligere boring i områdene Bakken, Marcellus og Eagle Ford på land i USA økte sikre reserver i 2016, og noen av disse økningene er klassifisert som utvidelser. Utvidelser av områder med sikre reserver på eksisterende felt gav totalt 112 millioner fat oljeekvivalenter i nye sikre reserver i 2016

- Nettoeffekten av kjøp og salg økte reservene med 39 millioner fat oljeekvivalenter i 2016

Produserte volumer for 2016 var på 673 millioner fat oljeekvivalenter, en økning på 1,6 %, sammenlignet med 2015.

Sikre reserver per 31. desember 2016	Sikre reserver			
	Olje og kondensat (mill. fat oe)	NGL (mill. fat oe)	Naturgass (mrd. cf)	Sum olje og gass (mill. fat oe)
Utbygde				
Norge	543	213	9.223	2.399
Eurasia uten Norge	43	-	188	76
Afrika	200	10	171	240
Amerika	320	53	1.002	552
Sum utbygde sikre reserver	1.105	277	10.584	3.268
Ikke utbygde				
Norge	689	76	3.628	1.411
Eurasia uten Norge	28	-	-	28
Afrika	22	6	110	47
Amerika	190	14	316	260
Sum ikke utbygde sikre reserver	928	95	4.054	1.746
Sum sikre reserver	2.033	372	14.637	5.013



Sikre reserver i Norge

I alt 3.811 millioner fat oljeekvivalenter er bokført som sikre reserver i 61 felt og feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel, noe som utgjør 76 % av Statoils samlede sikre reserver. Av disse er 54 felt og feltområder i produksjon i dag, og Statoil er operatør for 35 av disse.

Tre nye feltutbyggingsprosjekter tilførte reserver som er kategorisert som utvidelser og funn i 2016: Svale Nord, Trestakk og Utgard. Produksjonserfaring, mer boring og økt utvinning på flere av Statoils felt i produksjon i Norge, bidro også positivt til endringer i sikre reserver i 2016.

Nettoeffekten av transaksjonen med Lundin Petroleum AB (Lundin), inkludert salg av Statoils eierandel i Edvard Grieg-feltet og kjøp av en andel på 20,1 % i Lundin, førte til en økning i Statoils sikre reserver på 50 millioner fat oljeekvivalenter. Volumet, som tilsvarer vår relative andel av Lundins andel i felt som inneholder sikre reserver, er inkludert som reserver i tilknyttet selskap.

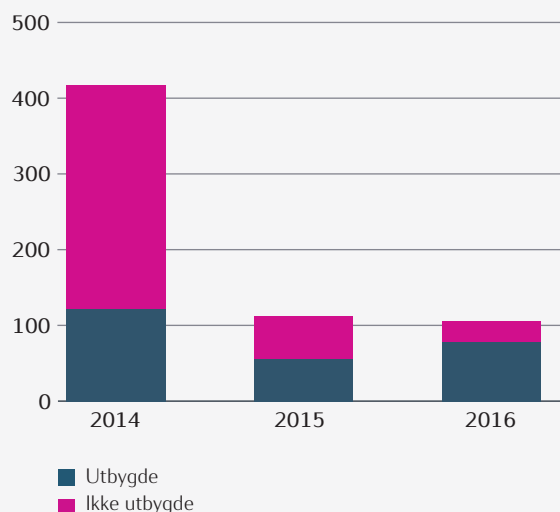
Av de sikre reservene på norsk sokkel er 2.399 millioner fat oljeekvivalenter, eller 63 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 60 % av gassreserver er knyttet til store gassfelt til havs, som for eksempel Troll, Snøhvit, Oseberg, Ormen Lange, Tyrihans, Visund, Aasta Hansteen og Åsgard. De resterende 40 % er væskerreserver.

Sikre reserver i Eurasia, unntatt Norge

I dette området har Statoil sikre reserver som utgjør 104 millioner fat oljeekvivalenter knyttet til tre felt og feltutbygginger i Aserbajdsjan, Irland og Russland. Eurasia unntatt Norge utgjør 2 % av Statoils samlede sikre reserver, der Aserbajdsjan er den største bidragsyteren med Azeri-Chirag-Gunashli-feltene. Alle feltene er i produksjon. Av de sikre reservene i Eurasia er 76 millioner fat oljeekvivalenter, eller 73 %, sikre utbygde reserver.

Av de samlede sikre reservene i dette området utgjør 68 % væske og 32 % gass.

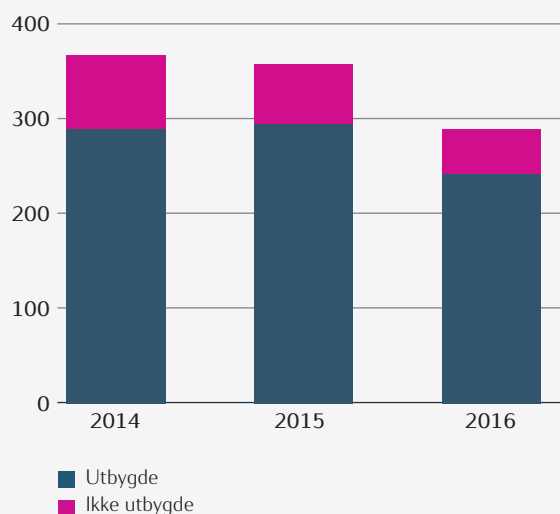
Sikre reserver - Eurasia uten Norge
millioner fat oe



Sikre reserver i Afrika

Statoil bokførte sikre reserver på 287 millioner fat oljeekvivalenter knyttet til 28 felt og feltutbygginger i flere land i Vest- og Nord-Afrika, inkludert Algerie, Angola, Libya og Nigeria. Afrika utgjør 6 % av Statoils samlede sikre reserver. Angola er den største bidragsyteren til de sikre reservene i dette området, med 24 av de 28 feltene.

Sikre reserver - Afrika
millioner fat oe



I Angola har Statoil sikre reserver i Blokk 15, Blokk 17 og Blokk 31, med produksjon fra alle tre blokkene.

I Algerie og Nigeria er alle feltene i produksjon. Murzuq og Mabruk hadde ikke produksjon i 2016, på grunn av de politiske urolighetene i Libya.

Twisten med fordelingen av eierandelene i Agbamifeltet vil muligens endre Statoils eierandel i dette feltet. Effekten dette vil ha på de sikre reservene vil bli inkludert når redetermineringsprosessen er ferdig, og effekten er kjent.

Av de samlede sikre reservene i Afrika er 240 millioner fat oljeekvivalenter, eller 84 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 83 % væske og 17 % gass.

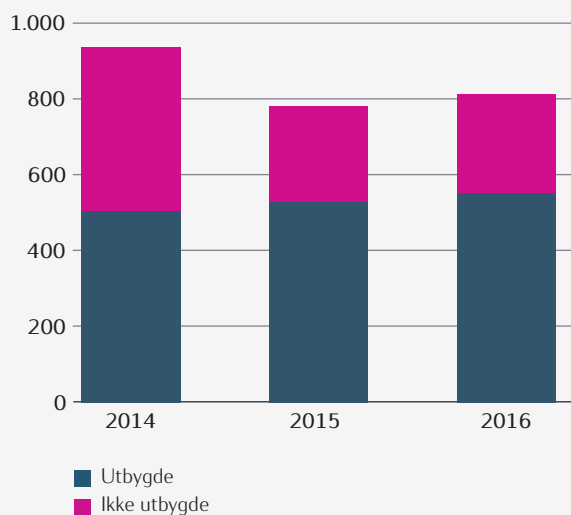
Sikre reserver i Amerika

I Nord- og Sør-Amerika har Statoil sikre reserver som tilsvarer 812 millioner fat oljeekvivalenter i totalt 18 felt og feltutbyggingsprosjekter. Dette utgjør 16 % av Statoils samlede sikre reserver. Elleve av disse feltene ligger i USA, hvorav åtte er feltutbygginger til havs i Mexicogolfen, og tre er på land fra områder med tette formasjoner. Fem ligger i Canada, og to i Sør-Amerika.

USA er seks av de åtte feltene i Mexicogolfen i produksjon. Det pågår feltutbygging på Big Foot og Stampede. De landbaserte feltene Marcellus, Eagle Ford og Bakken, som har reservoarer med tette formasjoner, er alle i produksjon. I Canada er sikre reserver knyttet både til feltutbygginger til havs og til Leismer-feltet i oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh i Alberta. Effekten av salget av oljesandprosjektene vil bli inkludert i 2017, etter at transaksjonen er fullført.

Av de samlede sikre reservene i Amerika er 552 millioner fat oljeekvivalenter, eller 68 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området utgjør 71 % væske og 29 % gass.

Sikre reserver - Amerika
millioner fat oe



Reserveerstatning

Reserveerstatningsraten er definert som summen av endringer i sikre reserver dividert med produserte volumer i en gitt periode. Tabellen nedenfor viser endringer i reserver i hver kategori knyttet til reserveerstatningsraten for årene 2016, 2015 and 2014. For mer informasjon om endringer i sikre reserver, se note 27

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert) til konsernregnskapet.

Nytten av reserveerstatningsraten er begrenset av svingninger i oljeprisene, påvirkningen av olje- og gassprisene på bokføring av reserver under produksjonsdelingsavtaler, sensitivitet knyttet til tidspunkt for godkjenning av prosjekter og tidsforskjellen mellom leteutgifter og bokføring av reserver.

Endring i sikre reserver (millioner fat oe)	31 desember		
	2016	2015	2014
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	409	(42)	356
Utvidelser og funn	179	627	253
Kjøp av petroleumsreserver	65	13	20
Salg av petroleumsreserver	(27)	(235)	(233)
Total økning i reserver	626	363	395
Produksjon	(673)	(662)	(635)
Netto endring i sikre reserver	(47)	(299)	(240)

Reserveerstatningsrate (inkludert kjøp og salg)	31. desember		
	2016	2015	2014
Årlig	0,93	0,55	0,62
Tre års gjennomsnitt	0,70	0,81	0,97

Utvikling av reserver

I 2016 var om lag 299 millioner fat oljeekvivalenter konvertert fra ikke-utbygde til utbygde reserver.

Oppstart av produksjon fra feltene Ivar Aasen, Goliat, Gullfaks Rinfaksdalen og Svale Nord i Norge, sammen med Julia og

Heidelberg i USA, økte sikre utbygde reserver med 127 millioner fat oljeekvivalenter i 2016. De gjenværende 172 millioner fat oljeekvivalenter av de konverterte volumene er knyttet til utviklingsaktiviteter på felt i produksjon. I løpet av de siste fem årene har Statoil modnet 1.962 millioner fat oljeekvivalenter av sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver.

Netto sikre olje- og kondensatreserver i millioner fat oljeekvivalenter	Sum	Utbygde	Ikke utbygde
31. desember 2015	5.060	3.515	1.546
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	409	138	271
Utvidelser og funn	179	-	179
Kjøp av petroleumsreserver	65	2	63
Salg av petroleumsreserver	(27)	(13)	(14)
Produksjon	(673)	(673)	-
Flyttet fra ikke utbygde til utbygde reserver	-	299	(299)
31. desember 2016	5.013	3.268	1.746

De nye utbyggingsprosjektene tilførte i alt 66 millioner fat oljeekvivalenter i sikre ikke-utbygde reserver i 2016. Ytterligere boring i de landbaserte områdene Bakken, Marcellus og Eagle Ford i USA økte sikre reserver og tilførte sikre ikke-utbygde reserver. Disse økningene er kategorisert som utvidelser, og sammen med utvidelser på andre eksisterende felt gav dette en økning av sikre ikke-utbygde reserver på i alt 112 millioner fat oljeekvivalenter. Dette gir en samlet økning på 179 millioner fat oljeekvivalenter fra utvidelser og funn.

Lavere råvarepriser påvirket både ikke-utbygde og utbygde reserver, og førte til tidligere økonomisk avslutning. De negative revisjonene

ble mer enn motvirket av positive revisjoner basert på ny tilgjengelig informasjon, enten fra boring av nye brønner eller fra produksjonserfaring, som førte til økt forståelse av feltene.

Nettoeffekten av revisjon av estimat for eksisterende felt var en økning på 138 millioner fat oljeekvivalenter i sikre utbygde reserver og 271 millioner fat oljeekvivalenter i sikre ikke-utbygde reserver.

Nettoeffekten av transaksjonene for kjøp og salg som ble gjort i 2016 økte sikre ikke-utbygde reserver med 49 millioner fat oljeekvivalenter.

		Olje og kondensat (mill. fat oe)	NGL (mill. fat oe)	Naturgass (mrd. cf)	Sum (mill. fat oe)
2016	Sikre reserver ved årsslutt	2.033	372	14.637	5.013
	Utbygde	1.105	277	10.584	3.268
	Ikke utbygde	928	95	4.054	1.746
2015	Sikre reserver ved årsslutt	2.091	364	14.624	5.060
	Utbygde	1.104	290	11.901	3.515
	Ikke utbygde	987	74	2.723	1.546
2014	Sikre reserver ved årsslutt	1.942	403	16.919	5.359
	Utbygde	1.156	310	12.677	3.725
	Ikke utbygde	786	93	4.242	1.635

Per 31. desember 2016 utgjorde alle sikre ikke-utbygde reserver 1.746 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 81 % er knyttet til felt i Norge. Troll- og Snøhvit-feltene, der det foregår kontinuerlige utviklingsaktiviteter, utgjør de største ikke-utbygde eiendelene i Norge, sammen med feltene som ikke er i produksjon ennå, som for eksempel Johan Sverdrup, Aasta Hansteen og Gina Krog. De største feltene når det gjelder sikre ikke-utbygde reserver utenfor Norge er Stampede, Marcellus og Bakken i USA.

Alle disse feltene er enten i produksjon, eller skal starte produksjonen innen de neste fem årene. For felt med sikre reserver der produksjonen ikke har startet ennå, er investeringsbeslutningene allerede tatt og investeringer i infrastruktur og anlegg har startet. Noen utbyggingsaktiviteter vil skje mer enn fem år etter den dato de blir offentliggjort, men disse er hovedsakelig knyttet til gradvis økende utgifter, som for eksempel boring av flere brønner fra eksisterende anlegg for å sikre fortsatt produksjon. Ingen større utbyggingsprosjekter som ville krevd en egen framtidig investeringsbeslutning av ledelsen, er inkludert i våre sikre reserver. For våre landbaserte områder i USA: Marcellus, Eagle Ford og

Bakken, er alle sikre ikke-utbygde reserver begrenset til brønner som etter planen skal bores innen fem år.

I 2016 pådro Statoil seg 8.115 millioner USD i utbyggingskostnader knyttet til eiendeler som inneholder sikre reserver, hvorav 6.188 millioner USD var knyttet til sikre ikke-utbygde reserver.

Mer informasjon om sikre olje- og gassreserver er gitt i note 27 Ytterligere olje- og gassinformasjon (urevidert) til konsernregnskapet.

Utarbeidelse av reserveanslag

Statoils årlige prosess for rapportering av sikre reserver er koordinert av en sentral gruppe.

Denne gruppen (corporate reserves management team, CRM) består av fagpersoner innen geovitenskap, reservoar- og produksjonsteknologi samt økonomisk evaluering. Gruppen har i gjennomsnitt over 21 års erfaring fra olje- og gassindustrien. CRM rapporterer til direktør for finans og kontroll i forretningsområdet

Teknologi, prosjekter og boring, og er dermed uavhengig av forretningsområdene for utvikling og produksjon i Norge, Nord-Amerika og internasjonalt. Alle reserveanslagene er utarbeidet av Statoils tekniske stab.

Selv om CRM-gruppen gjennomgår informasjonen sentralt, er hver områdegruppe ansvarlig for at den følger kravene til SEC og Statoils konserndekkende standarder. Informasjon om sikre olje- og gassreserver, standardisert nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm samt annen informasjon knyttet til sikre olje- og gassreserver, samles inn fra de lokale områdegruppene og kontrolleres av CRM for å sikre ensartethet og samsvar med gjeldende standarder. De endelige tallene for hvert område blir kvalitets-kontrollert og godkjent av ansvarlig områdeleder, før de sendes videre for å samles på nødvendig rapporteringsnivå av CRM.

De innsamlede resultatene leveres for godkjenning til aktuelle ledergrupper i forretningsområdene og til konsernledelsen.

Personen med hovedansvaret for utarbeidelsen av reserveanslagene er lederen for CRM-gruppen. Den som i dag har den stillingen har en bachelorgrad i geovitenskap fra Universitetet i Gøteborg, og en mastergrad i leting og utvinning fra Chalmers tekniske høyskole i Gøteborg. Hun har 31 års erfaring fra olje- og gassindustrien, 30 av dem fra Statoil. Hun er medlem av Society of Petroleum Engineering (SPE), og er nestleder i UNECE Expert Group on Resource Classification (EGRC).

DeGolyer and MacNaughton-rapporten

Rådgivingselskapet DeGolyer and MacNaughton har gjennomført en uavhengig vurdering av Statoils sikre reserver per 31. desember 2016, basert på data de har fått fra Statoil. Vurderingen omfatter 100 % av Statoils sikre reserver. Netto samlede anslag over sikre reserver som er utarbeidet av DeGolyer and MacNaughton skiller seg ikke vesentlig fra de som er utarbeidet av Statoil, når de sammenlignes på bakgrunn av netto fat med oljeekvivalenter.

Netto sikre reserver per 31. desember 2016	Olje og kondensat (mill. fat)	NGL/LPG (mill. fat)	Salgsgass (mrd. cf)	Oljeekvivalenter (mill. fat oe)
Estimert av Statoil	2.033	372	14.637	5.013
Estimert av DeGolyer and MacNaughton	2.244	324	13.685	5.007

Operasjonell statistikk

Operasjonell statistikk inneholder informasjon om areal og antall brønner som er boret.

Utbygde og ikke-utbygde områder

Tabellen nedenfor viser samlede brutto og netto utbygde og ikke-

utbygde olje- og gassområder der Statoil hadde andeler per 31. desember 2016.

Bruttoverdi gjenspeiler brønner eller arealer der Statoil har andeler (presentert som 100 %). Nettoverdien tilsvarer summen av de mindre andelene som Statoil eier i bruttobrønner eller areal.

Pr 31. desember 2016 (i tusen acres)		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Oseania 1)	Sum
Utbygde og ikke utbygde olje- og gassareal							
Utbygd areal	- brutto	915	90	823	845	-	2.673
	- netto	339	21	267	240	-	868
Ikke utbygd areal	- brutto	12.485	40.593	17.922	32.665	18.125	121.789
	- netto	5.127	18.275	7.420	13.425	9.052	53.299

1) Areal i Australia

De største konsentrasjonene av utbygde arealer i Norge er Troll, Skarv, Snøhvit, Oseberg-området og Ormen Lange. I Afrika representerer gassutbyggingsprosjektene In Amenas og In Salah i Algerie de største konsentrasjonene av utbygde arealer (brutto og netto).

Statoils største konsentrasjon av ikke-utbygde arealer er i Russland med 16 % av det totale arealet, og 48 % av det samlede arealet i Eurasia eksklusiv Norge. En stor del av netto-arealet i Russland utgjør Statoils andel i et interessentskap med Rosneft. Den største konsentrasjonen av ikke-utbygde arealer i Amerika er Canada, med 33 % av det samlede arealet i dette geografiske området. I Afrika ligger den største konsentrasjonen av arealer i Sør-Afrika og utgjør 38 % av det samlede arealet i dette geografiske området. I Oseania har Statoil ikke-utbygde arealer i Australia og New Zealand.

Statoil har arealer i en rekke konsesjonsområder, blokker og lisenser. Vilkårerne og betingelsene for avtalenes utløpsdato varierer betydelig fra lisens til lisens. Arbeidsprogrammene skal sikre at letepotensialet i enhver lisens blir vurdert fullt ut før avtalens utløpsdato.

Areal knyttet til flere av disse konsesjonene, blokkene og lisensene utløper innen de neste tre årene. Areal som allerede er vurdert som ulønnsomt kan tilbakeleveres før gjeldende utløpsdato. I andre tilfeller kan Statoil bestemme seg for å søke om forlengelse hvis selskapet behøver mer tid til å vurdere potentialet i eiendommene fullt ut. Tidligere har Statoil vanligvis lyktes med å få slike forlengelser.

Mesteparten av det ikke-utbygde arealet som utløper innen de neste tre årene er knyttet til tidlige leteaktiviteter, der det ikke ventes produksjon i overskuelig framtid. Utløpsfristen for disse lisensene, blokkene og konsesjonene vil derfor ikke ha vesentlig innvirkning på våre reserver.

Produktive olje- og gassbrønner

Antall brutto og netto produktive olje- og gassbrønner der Statoil har andeler per 31. desember 2016, er vist i tabellen nedenfor.

Per 31. desember 2016		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Antall produserende olje- og gassbrønner						
Oljebrønner	- brutto	865	175	480	3.337	4.857
	- netto	293,5	25,4	72,4	817,2	1.208,4
Gassbrønner	- brutto	202	6	97	2.049	2.354
	- netto	88,6	2,2	37,5	509,8	638,1

Brutto antall produktive brønner ved utgangen av 2016 inkluderer i alt 404 oljebrønner og 15 gassbrønner med flere kompletteringer eller brønner med mer enn én gren.

Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner som er boret

Tabellen nedenfor viser netto produktive og tørre lete- og utbyggingsbrønner med olje og gass som er komplettert eller forlatt

av Statoil de siste tre årene. Produktive brønner omfatter letebrønner der det er funnet hydrokarboner og der boring eller komplettering er utsatt i påvente av videre vurderinger. En tørr brønn er en brønn som er vurdert til ikke å være i stand til å produsere tilstrekkelige mengder for å rettferdiggjøre komplettering som en olje- eller gassbrønn.

	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Oseania	Sum
År 2016						
Netto produktive og tørre letebrønner boret	5,5	0,7	-	6,4	-	12,6
- Netto tørre letebrønner boret	1,4	0,7	-	1,9	-	3,9
- Netto produktive letebrønner boret	4,1	-	-	4,6	-	8,7
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	47,4	1,6	5,2	133,5	-	187,8
- Netto tørre utbyggingsbrønner boret	4,2	0,2	0,2	-	-	4,6
- Netto produktive utbyggingsbrønner boret	43,3	1,5	4,9	133,5	-	183,2

År 2015

Netto produktive og tørre letebrønner boret	10,2	1,0	2,5	2,6	-	16,3
- Netto tørre letebrønner boret	4,6	0,4	0,5	0,9	-	6,4
- Netto produktive letebrønner boret	5,6	0,7	2,0	1,7	-	9,9
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	32,1	4,1	10,6	228,8	-	275,6
- Netto tørre utbyggingsbrønner boret	3,6	-	4,3	0,3	-	8,2
- Netto produktive utbyggingsbrønner boret	28,6	4,1	6,3	228,5	-	267,4

År 2014

Netto produktive og tørre letebrønner boret	12,0	1,0	4,7	3,4	3,6	24,7
- Netto tørre letebrønner boret	3,4	1,0	2,7	1,6	3,6	12,2
- Netto produktive letebrønner boret	8,6	-	2,0	1,9	-	12,5
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	26,9	2,7	8,5	386,1	-	424,2
- Netto tørre utbyggingsbrønner boret	3,5	-	1,1	1,2	-	5,8
- Netto produktive utbyggingsbrønner boret	23,4	2,7	7,4	384,9	-	418,4

Lete- og produksjonsboring som pågår

Tabellen nedenfor viser antall lete- og produksjonsbrønner med olje og gass som blir boret av Statoil per 31. desember 2016.

Per 31. desember 2016		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Antall brønner under boring						
Utbyggingsbrønner	- brutto	52	8	16	355	431
	- netto	18,6	0,9	3,6	113,7	136,8
Letebrønner	- brutto	3	-	-	1	4
	- netto	1,6	-	-	0,2	1,8

Leveranseforpliktelser

På vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er Statoil ansvarlig for forvaltning, transport og salg av den norske statens olje og gass fra norsk sokkel. Disse reservene selges sammen med Statoils egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Statoil gass til kunder under forskjellige typer salgavtaler. For å møte forpliktelsene, bruker vi en feltforsyningsplan som sørger for høyest mulig samlet verdi for Statoil og SDØEs felles portefølje av olje og gass.

Hovedmengden av våre gassvolumer i Norge selges under langsiktige avtaler med bruk-eller-betal-klausuler. Statoils og SDØEs årlige leveringsforpliktelser under disse avtalene er uttrykt som summen av forventet uttak under disse avtalene. Per 31. desember 2016 utgjorde de langsiktige forpliktelsene fra norsk sokkel for Statoil/SDØE-arrangementet totalt om lag 329 milliarder kubikkmeter.

Statoils og SDØEs leveringsforpliktelser, uttrykt som summen av forventet uttak for kalenderårene 2017, 2018, 2019 og 2020, er på henholdsvis 57,2, 44,6, 39,3 og 37,3 milliarder kubikkmeter. Eventuelle resterende volumer, etter at vi har innfridd våre bilaterale avtaler, vil bli solgt på det åpne marked.

Statoils gassreserver som allerede er utbygd i Norge er mer enn tilstrekkelige til å dekke vår del av disse forpliktelsene de neste fire årene.

PRODUKSJONSVOLUMER OG PRISER

Forretningsoversikten er i samsvar med våre segmenters drift per 31. desember 2016, mens visse opplysninger om olje- og gassreserver er basert på geografiske områder for å tilfredsstille Securities and

Exchange Commission (SEC). For mer informasjon om utvinningsaktiviteter, se kapitlene 2.3 Utvikling og produksjon Norge (UPN) and 2.4 Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI).

Statoil oppgir informasjon om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsplysninger om olje og gass per geografisk område, for å møte krav fra SEC. De geografiske områdene er definert per land og kontinent og er: Norge, Eurasia unntatt Norge, Afrika og Amerika.

For mer informasjon om opplysninger om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsplysninger basert på geografiske områder etter krav fra SEC, se note 27 Tilleggsplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

Produksjon

Tabellen nedenfor viser Statoils norske og internasjonale produksjon av olje og gass for periodene som er oppgitt. De oppgitte produksjonsvolumene er volum Statoil har rett på, i henhold til betingelsene som er fastsatt i lisensavtaler og produksjonsdelingsavtaler. Produksjonsvolumene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller gass som er brukt til brennstoff eller fakling. Vår produksjon er basert på vår forholdsmessige deltakelse i felt med flere eiere, og inkluderer ikke produksjon av den norske statens olje og gass. Produksjon av et uvesentlig kvantum bitumen er inkludert som oljeproduksjon. Våtgass omfatter både kondensert petroleumsgass og nafta. For mer informasjon om produksjonsvolumer, se punkt 5.6 Begrep og forkortelser.

	Konsoliderte selskaper					Egenkapitalkonsoliderte selskaper				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Subtotal	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika	Subtotal	Sum
Olje og kondensat (mill. fat)										
2014	173	14	64	51	301	-	-	4	4	306
2015	174	13	75	57	319	-	-	4	4	324
2016	169	12	72	60	313	2	0	4	6	320
NGL (mill. fat)										
2014	42	-	2	7	51	-	-	-	-	51
2015	44	-	3	7	54	-	-	-	-	54
2016	46	-	2	9	58	0	-	-	0	58
Naturgass (mrd. cf)										
2014	1.229	56	38	242	1.565	-	-	-	-	1.565
2015	1.306	16	63	215	1.600	-	-	-	-	1.600
2016	1.338	34	60	227	1.659	1	0	-	2	1.661
Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. fat oe)										
2014	434	24	72	102	631	-	-	4	4	635
2015	450	16	88	103	658	-	-	4	4	662
2016	454	18	85	110	666	3	0	4	7	673

Det eneste feltet som inneholder mer enn 15 % av totale sikre reserver basert på fat oljeekvivalenter er Troll-feltet.

Produksjon	2016	2015	2014
Troll-feltet¹⁾			
Olje og kondensat (mill. fat)	15	14	14
NGL (mill. fat)	2	2	2
Naturgass (mrd. cf)	321	386	317
Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. fat oe)	74	85	73

1) Merk at Troll også er inkludert i kategorien Norge over.

Operasjonelle data	31. desember		2014	16-15 endring	15-14 endring
	2016	2015			
Priser					
Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD/bbl)	43,7	52,4	98,9	(17%)	(47%)
DPN gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	39,4	48,2	90,6	(18%)	(47%)
DPI gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	35,8	42,9	85,6	(17%)	(50%)
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	37,8	45,9	88,6	(18%)	(48%)
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	317	371	559	(14%)	(34%)
Internpris for naturgass (USD/mmBtu)	3,42	5,17	6,55	(34%)	(21%)
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (NOK/mmBtu)	5,17	7,08	9,54	(27%)	(26%)
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - USA (NOK/mmBtu)	2,13	2,62	4,39	(19%)	(40%)
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	4,8	8,0	4,7	(40%)	70%
Produksjon (tusen foe/dag)					
DPN bokført produksjon av væsker	589	595	588	(1%)	1%
DPI bokført produksjon av væsker	435	436	383	(0%)	14%
Bokført produksjon av væsker	1.024	1.032	971	(1%)	6%
DPN bokført gassproduksjon	646	637	595	1%	7%
DPI bokført gassproduksjon	157	144	163	9%	(12%)
Bokført gassproduksjon	803	781	758	3%	3%
Sum bokført produksjon	1.827	1.812	1.729	1%	5%
Egenproduksjon (tusen foe/dag)					
DPN egenproduksjon av væsker	589	595	588	(1%)	1%
DPI egenproduksjon av væsker	555	569	538	(2%)	6%
Egenproduksjon av væsker	1.144	1.165	1.127	(2%)	3%
DPN egenproduksjon av gass	646	637	595	1%	7%
DPI egenproduksjon av gass	188	170	205	11%	(17%)
Egenproduksjon av gass	834	806	801	3%	1%
Sum egenproduksjon av væsker og gass	1.978	1.971	1.927	0%	2%
Løfting (tusen foe/dag)					
Løfting av væsker	1017	1.035	967	(2%)	7%
Løfting av gass	824	802	779	3%	3%
Sum løfting av væsker og gass	1842	1.837	1.746	0%	5%
Marketing, Processing and Renewable Energy salgsvolum					
Salg av råolje (millioner fat)	811	829	811	(2%)	2%
Salg av naturgass (bcm)	44,3	44,0	43,1	1%	2%
Salg av naturgass fra tredjepart (bcm)	8,6	8,6	8,1	0%	6%
Produksjonsenhetskostnad (USD per foe)					
Produksjonsenhetskostnad bokførte volumer	5,4	6,5	8,5	(17%)	(24%)
Produksjonsenhetskostnad egenproduserte volumer	5,0	5,9	7,6	(17%)	(22%)

Salgspriser

Tabellen nedenfor presenterer realiserde salgspriser.

	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika
For regnskapsåret 2016				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	43,1	42,0	41,4	32,9
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	24,4	-	21,9	13,1
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	5,2	4,8	4,0	2,1
For regnskapsåret 2015				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	52,2	50,7	49,4	39,4
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	30,1	-	26,2	12,5
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	7,1	4,6	5,6	2,6
For regnskapsåret 2014				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	98,3	101,3	95,6	78,3
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	59,3	-	59,7	37,3
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	9,5	5,4	9,2	4,4

Salgsvolumer

Salgsvolumer inkluderer løftede bokførte volumer, salg av SDØEs volumer og markedsføring av tredjepartsvolumer. I tillegg til Statoils egne volumer, markedsfører og selger vi olje og gass som eies av den norske staten gjennom statens andel i utvinningstillatelser. Dette er kjent som Statens direkte økonomiske engasjement, eller SDØE. For

mer informasjon, se kapittel 3.12.4 SDØE markedsføring og salg av olje og gass. Tabellen nedenfor viser informasjon om SDØEs og Statoils salgsvolumer av råolje og naturgass for periodene som er angitt. Statoils salgsvolumer av naturgass inkluderer egenproduserte volumer som selges av MMP-segmentet, naturgassvolumer som selges av DPI-segmentet og etanvolumer.

Salgsvolumer	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Statoil: ¹⁾			
Olje (mill. fat) ²⁾	372	378	353
Gass (bcm)	48	47	45
Kombinert olje og gass (mfoe)	674	671	637
Tredjepartsvolumer: ³⁾			
Olje (mill. fat) ²⁾	294	290	304
Gass (bcm)	9	9	8
Kombinert olje og gass (mfoe)	348	344	355
SDØE eiendeler eid av den norske stat: ⁴⁾			
Olje (mill. fat) ²⁾	148	149	148
Gass (bcm)	40	42	37
Kombinert olje og gass (mfoe)	398	412	379
Totalt:			
Olje (mill. fat) ²⁾	814	816	805
Gass (bcm)	96	97	90
Kombinert olje og gass (mfoe)	1.420	1.427	1.371

- 1) Statoils volumer inkludert i tabellen over er basert på antagelsene om at de solgte volumene tilsvarte de løftede volumene i det respektive året. Volumer løftet av DPI, men som ikke ble solgt av MMP, og volumer løftet av UPN eller DPI og som fortsatt ligger på lager eller er under transport vil gjøre at disse volumene er forskjellig fra salgsvolumene som er rapportert av MMP ellers i denne årsrapporten.
- 2) Salgsvolumer av råolje inkluderer flytende naturgass og kondensat. Alle salgsvolumer rapportert i tabellen over inkluderer levering til våre produksjonsanlegg.
- 3) Tredjepartsvolumer av råolje inkluderer både volumer kjøpt fra partnere i vår oppstrømsvirksomhet og andre laster kjøpt i markedet. Tredjepartsvolumene er kjøpt enten for salg til tredjeparter eller for egen bruk. Tredjepartsvolumer av naturgass inkluderer tredjeparts LNG volumer relatert til vår virksomhet ved Cove Point regassifiseringsterminal i USA.
- 4) Tabellinjen; SDØE eiendeler eid av den norske stat, inkluderer salg av både egenproduksjon og tredjepartsgass. SDØE-volumer i kolonnen for 2015 og 2014 er oppdatert for å reflektere totale salgsvolumer av naturgass (bcm). Tidligere var lagervolumer ekskludert fra disse volumene.

GJENNOMGANG AV RESULTATENE

Samlet egenproduksjon av væsker og gass var henholdsvis 1,978 millioner foe, 1,971 millioner foe og 1,927 millioner foe per dag i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Fra 2015 til 2016 ble nivået opprettholdt for den samlede, gjennomsnittlige egenproduksjonen per dag. Økt produksjon som følge av at nye felt kom i produksjon, opptrapping av produksjonen på ulike felt og høye driftsresultater, ble motvirket av lavere eierandel som følge av salg, forventet naturlig nedgang på modne felt og driftsmessige utfordringer. Økningen på 2 % i samlet egenproduksjon fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig oppstart og opptrapping på ulike felt samt høyere gassalg fra norsk sokkel, og ble delvis motvirket av forventet naturlig nedgang og salg og redetermineringer.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass var 1,827 millioner foe per dag i 2016, sammenlignet med 1,812 millioner foe i 2015 og 1,729 millioner foe per dag i 2014. Samlet bokført produksjon i 2016 gikk opp med 1 %, og utviklingen var nesten flat av samme årsaker som beskrevet ovenfor. Fordelen ved en lavere effekt av produksjonsdelingsavtaler, som hovedsakelig var drevet av nedgangen i priser, bidro til den svake økningen i bokført produksjon. Fra 2014 til 2015 gikk bokført produksjon opp med 5 %, av samme årsaker som beskrevet ovenfor, og på grunn av fordelene ved lavere effekter av produksjonsdelingsavtaler.

Effekten av produksjonsdelingsavtaler var 109 tusen foe, 116 tusen foe og 157 tusen foe per dag i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Over tid vil de løftede og solgte volumene være lik bokført produksjon, men de kan være høyere eller lavere i visse perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når fartøyene løfter våre volumer og den faktiske bokførte produksjonen i disse periodene.

Konsernresultatregnskap (i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2016	2015	2014	16-15 endring	15-14 endring
Salgsinntekter	45.688	57.900	96.708	(21%)	(40%)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(119)	(29)	(34)	>(100%)	17%
Andre inntekter	304	1.770	2.590	(83%)	(32%)
Sum inntekter	45.873	59.642	99.264	(23%)	(40%)
Varekostnad	(21.505)	(26.254)	(47.980)	(18%)	(45%)
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(9.787)	(11.433)	(12.815)	(14%)	(11%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(11.550)	(16.715)	(15.925)	(31%)	5%
Letekostnader	(2.952)	(3.872)	(4.666)	(24%)	(17%)
Resultat før finansposter og skattekostnad	80	1.366	17.878	(94%)	(92%)
Netto finansposter	(258)	(1.311)	20	80%	N/A
Resultat før skattekostnad	(178)	55	17.898	N/A	(100%)
Skattekostnad	(2.724)	(5.225)	(14.011)	(48%)	(63%)
Årets resultat	(2.902)	(5.169)	3.887	44%	N/A

Den 1. januar 2016 endret Statoil sin presentasjonsvaluta fra norske kroner (NOK) til amerikanske dollar (USD), hovedsakelig for bedre å gjenspeile den underliggende USD-eksponeringen av Statoils forretningsvirksomhet, og for å følge vanlig praksis i bransjen.

Sum driftsinntekter utgjorde 45.873 millioner USD i 2016, sammenlignet med 59.642 millioner USD i 2015 og 99.264 millioner USD i 2014.

Salgsinntektene kommer både fra salg av løftet råolje, naturgass og raffinerte produkter som er produsert og markedsført av Statoil, og fra salg av væsker og gass som er kjøpt fra tredjepart. Statoil markedsfører og selger i tillegg den norske statens andel av væsker fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir bokført som henholdsvis varekostnad og salgsinntekter. Salg av

statens andel av gass fra norsk sokkel blir bokført netto. For mer informasjon om salg, se tabellen Salgvolum tidligere i dette kapitlet.

Nedgangen på 21 % i salgsinntekter fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig nedgangen i prisen på væsker og gass, lavere raffineringmarginer og høyere tap som følge av endringer i virkelig verdi på derivater og markedsverdien på lager og fysiske kontrakter. Nedgangen på 40 % i salgsinntekter fra 2014 til 2015 skyldes hovedsakelig den betydelige nedgangen i priser på både væsker og gass. Høyere raffineringmarginer i 2015, og høyere salgsvolumer for både væsker og gass, motvirket delvis nedgangen.

Andre inntekter utgjorde 304 millioner USD i 2016, sammenlignet med 1.770 millioner USD i 2015, og 2.590 millioner USD i 2014. Andre inntekter i 2016 var hovedsakelig knyttet til gevinst ved salg

av Edvard Grieg-feltet på norsk sokkel, og vederlag etter et forsikringsoppgjør. I både 2015 og 2014 bestod andre inntekter hovedsakelig av gevinst ved et to-trinns salg av eierandeler i Shah Deniz-prosjektet i Aserbajdsjan. En voldgiftsdom i favør av Statoil påvirket også andre inntekter i 2014.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor gikk samlede driftsinntekter ned med 23 % i 2016. I 2015 var nedgangen på 40 %.

Varekostnad inkluderer innkjøpskostnad for væsker som kjøpes fra staten, i henhold til eierinstruksen, og væsker og gass som kjøpes fra tredjepart. For mer informasjon, se SDØEs markedsføring og salg av olje og gass under punkt 2.7 Konsernforhold.

Varekostnader utgjorde 21.505 millioner USD i 2016, sammenlignet med 26.254 millioner USD i 2015, og 47.980 millioner USD i 2014. Nedgangen på 18 % fra 2015 til 2016 skyldtes i hovedsak lavere priser på væsker og gass. Nedgangen på 45 % fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere priser på væsker, gass og andre oljeprodukter samt lavere salgsvolumer for råolje, gass og andre oljeprodukter.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 9.787 millioner USD i 2016, sammenlignet med 11.433 millioner USD i 2015, og 12.815 millioner USD i 2014.

Nedgangen på 14 % fra 2015 til 2016 var i hovedsak et resultat av kostnadsforbedringene som pågår, samt valutakursutviklingen mellom NOK og USD. Lavere kostnader knyttet til drift og vedlikehold, reduserte kostnader knyttet til tilsetningsstoffer samt laver transportkostnader bidro til nedgangen. Høyere avsetninger og opptrapping og oppstart av produksjon på nye felt, motvirket delvis nedgangen i driftskostnader.

Nedgangen på 11 % fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere drifts- og vedlikeholdskostnader, lavere produksjonsavgifter på grunn av lavere væskepriser, lavere transportkostnader samt positive effekter av forbedringsprogrammer som pågår. Nedgangen ble delvis motvirket av at det ble inntektsført en gevinst i 2014 i forbindelse med endringen i selskapets pensjonsordning.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde 11.550 millioner USD i 2016, sammenlignet med 16.715 millioner USD i 2015 og 15.925 millioner USD i 2014. Beløpene inkluderer nedskrivninger på 1.301 millioner USD, 5.526 millioner og 4.134 millioner USD for henholdsvis 2016, 2015 og 2014, og var i hovedsak utløst av en reduksjon i prisforutsetningene for råvarer.

Nedskrivningene på 1.301 millioner USD i 2016 var hovedsakelig knyttet til ukonvensjonelle, landbaserte eiendeler i USA, inkludert nedskrivning av oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh i Canada som var holdt for salg, og konvensjonelle offshore-eiendeler i utbyggingsfasen innenfor forretningsområdet UPN. Netto reverseringer knyttet til andre konvensjonelle eiendeler i DPI-segmentet (19 millioner USD) og et raffineri i MMP-segmentet (74 millioner USD) hadde en motvirkende effekt. Se note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet for mer informasjon.

Nedgangen på 31 % fra 2015 til 2016 var i hovedsak et resultat av lavere nedskrivninger av eiendeler i 2016, og reduserte avskrivninger på modne felt. Høyere anslag over sikre reserver og valutakursutviklingen mellom NOK og USD i 2016 bidro til nedgangen, og ble delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjon på flere felt.

Økningen på 5 % fra 2014 til 2015 var hovedsakelig et resultat av høyere nedskrivninger og oppstart og opptrapping av produksjon på flere felt. Reduserte generelle avskrivninger på grunn av nedskrivninger av eiendeler både i 2014 og 2015, med tilsvarende lavere grunnlag for avskrivninger, motvirket delvis økningen.

Letekostnader (i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2016	2015	2014	16-15 endring	15-14 endring
Leteutgifter (aktivitet)	1.437	2.860	3.730	(50%)	(23%)
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	808	213	369	>100%	(42%)
Balanseført andel av årets leteutgifter	(285)	(1.151)	(1.161)	(75%)	(1%)
Netto nedskrivninger	992	1.951	1.728	(49%)	13%
Letekostnader	2.952	3.872	4.666	(24%)	(17%)

Letekostnadene var på 2.952 millioner USD i 2016, en nedgang på 24 % sammenlignet med 2015, da letekostnadene var på 3.872 millioner USD. I 2014 var letekostnadene på 4.666 millioner USD.

Nedgangen i letekostnader på 24 % i 2016 skyldtes hovedsakelig lavere nedskrivninger av leteprospekter og signaturbonuser, redusert leteboringsaktivitet og mindre kostnadsintensive brønner. Nedgangen ble delvis motvirket av at en høyere andel av tidligere balanseførte leteutgifter ble kostnadsført i 2016, og at det var en lavere balanseføringsrate for leteutgifter i 2016 sammenlignet med 2015.

I 2015 gikk letekostnadene ned med 17 %, i forhold til 2014, hovedsakelig som følge av lavere boreaktivitet og at en lavere andel av tidligere balanseførte leteutgifter ble kostnadsført i 2015. Høyere

nedskrivninger av leteprospekter og signaturbonuser i 2015 i forhold til 2014, motvirket delvis økningen.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, var **driftsresultatet** på 80 millioner USD i 2016, sammenlignet med 1.366 millioner USD i 2015. I 2014 var driftsresultatet 17.878 millioner USD. Den betydelige nedgangen i 2016 skyldtes hovedsakelig fallet i prisene på væsker og gass, lavere raffineringsmarginer og lavere gevinster ved salg av eiendeler. Nedgangen ble delvis motvirket av lavere nedskrivninger i 2016 sammenlignet med 2015, og en reduksjon i drifts-, avskrivnings- og letekostnader. Nedgangen i driftsresultat fra 2014 til 2015 skyldes hovedsakelig prisleilet i 2015, noe som førte til lavere inntjening og høyere nedskrivninger.

Netto finansposter utgjorde et tap på 258 millioner USD i 2016, sammenlignet med et tap på 1.311 millioner USD i 2015 og en gevinst på 20 millioner USD i 2014. Det reduserte tapet på 1.053 millioner USD i 2016 skyldes hovedsakelig en gevinst på derivater på grunn av en nedgang i rentesatsene på EUR og GBP knyttet til vår langsiktige låneportefølje på 470 millioner USD for 2016, sammenlignet med et tap på 491 millioner USD for 2015. Nedgangen i 2015 skyldtes hovedsakelig et tap på 491 millioner USD på derivater knyttet til den langsiktige låneporteføljen i 2015, sammenlignet med en gevinst på 904 millioner USD i 2014, som hovedsakelig skyldtes endringer i rentekurven.

Skattekostnaden var 2.724 millioner USD i 2016, tilsvarende en effektiv skattesats på over 100 %, sammenlignet med 5.225 millioner USD i 2015, tilsvarende en effektiv skattesats på over 100 %. I 2014 var skattekostnaden 14.011 millioner USD, tilsvarende en effektiv skattesats på 78 %.

For 2016 og 2015 er resultat før skatt (henholdsvis et underskudd på 178 millioner USD i 2016 og overskudd på 55 millioner USD i 2015) en kombinasjon av store overskudd i land med høyere marginale skattesatser (inkludert særskatt og friinntekt på inntekt fra norsk kontinentalsokkel) og omtrent tilsvarende underskudd i land med lavere marginale skatterater, noe som medfører at den effektive skattesatsen er uvanlig. Dette medfører også at vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser (som er beregnet uten å ta hensyn til særskatt og friinntekt på inntekt fra norsk kontinentalsokkel) er uvanlig.

Den effektive skattesatsen for 2016 på inntekt fra DPN er noenlunde samsvarende med marginal skatterate (inkludert særskatt og friinntekt på norsk kontinentalsokkel), men effektiv skattesats på underskudd fra DPI var negativ hovedsakelig grunnet at vi for tiden ikke kan innregne utsatt skattefordel på underskudd og andre utsatte skattefordeler som følge av underskudd i USA. Totalt sett gir dette en betydelig skattekostnad på et relativt lavt resultat før skatt.

Den effektive skattesatsen i 2015 var i hovedsak påvirket av tap, som i stor grad skyldtes nedskrivninger som var regnskapsført i land der utsatt skattefordel ikke kunne inntektsføres. Dette ble delvis motvirket av gevinster ved salg av eiendeler med skattefritak, inkludert Statoils andel i Shah Deniz-prosjektet. Den effektive skattesatsen i 2015 var også påvirket av kostnadsføring av en utsatt skattefordel i DPI-segmentet, som følge av usikkerhet knyttet til framtidig skattbar inntekt.

Nedgangen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig tap, nedskrivninger og avsetninger i enheter hvor den nominelle skattesatsen er høyere enn den gjennomsnittlige nominelle skattesatsen. Den effektive skattesatsen i 2014 var hovedsakelig påvirket av tap, som i stor grad skyldtes nedskrivninger som var regnskapsført i land der utsatt skattefordel ikke kunne inntektsføres. Dette ble delvis motvirket av gevinster ved salg av eiendeler med skattefritak. Den effektive skattesatsen i 2014 var også påvirket av inntektsføring av en skatteinntekt uten kontanteffekt etter en dom i Høyesterett i februar 2014.

Den effektive skattesatsen beregnes som inntektsskatt dividert på inntekt før skatt. Svingninger i den effektive skattesatsen fra år til år er vanligvis et resultat av ikke-skattbare poster (permanente forskjeller), og endringer i den relative sammensetningen av inntekter mellom norsk olje- og gassproduksjon, som skattlegges med en marginal skattesats på 78 %, og inntekter fra andre skatteregimer.

Andre inntekter i Norge, inkludert den landbaserte delen av netto finansposter, skattlegges med 25 % (27 % i 2014 og 2015), og inntekter i andre land skattlegges i henhold til gjeldende satser for inntektsskatt i de forskjellige landene.

I 2016 var **nettoinntekten** negativ med 2.902 millioner USD, sammenlignet med negative 5.169 millioner USD i 2015 og positive 3.887 millioner USD i 2014. Økningen skyldtes hovedsakelig lavere inntektsskatt og lavere tap på netto finansposter, noe som ble delvis motvirket av nedgangen i driftsresultatet, som forklart ovenfor. Den betydelige nedgangen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig prisfallet, som førte til lavere inntekter og nedskrivninger. Høyere tap på netto finansposter knyttet til derivater bidro til nedgangen, som ble delvis motvirket av lavere inntektsskatt.

Styret i Statoil foreslår for generalforsamlingen å opprettholde et **utbytte** på 0,2201 USD per ordinære aksje for fjerde kvartal, og viderefører utbytteaksjeprogrammet, som gir aksjonærene muligheten til å motta utbyttet for fjerde kvartal i kontanter eller nyutstedte aksjer i Statoil til 5 % rabatt. Det **årlige ordinære utbyttet** for 2016 utgjorde totalt 1.934 millioner USD. Hensyntatt det foreslåtte utbyttet vil 4.543 millioner USD bli overført fra annen egenkapital i morselskapet. For henholdsvis 2015 og 2014 utgjorde det årlige ordinære utbyttet et samlet beløp på 2.860 millioner USD og 3.628 millioner USD.

Finanstilsynet gjennomførte i 2014 en periodisk kontroll av Statoils konsernregnskap for 2012. En konsekvens av denne kontrollen var at Statoil ble pålagt å endre tidspunktet for bokføring av en tapsbringende kontraktavsetning for Cove Point til en finansiell periode før første kvartal 2013, hvor Statoil opprinnelig hadde bokført avsetningen. Statoil godtok ikke Finanstilsynets konklusjon og klaget pålegget inn for Finansdepartementet, i samsvar med vanlig rettspraksis for slike saker under norsk lov. I 2016 avsløt Finansdepartementet Statoils klage. Statoil har besluttet å ikke forfølge saken videre, siden den ikke har noen påvirkning på noen sammenlignbare finansielle perioder som er presentert i konsernregnskapet for 2016. Det henvises til note 23 Andre forpliktelser til Statoils årsregnskap for 2015.

Styret bekrefter i samsvar med regnskapslovens §3-3 at forutsetningen for fortsatt drift er tilstede og at årsregnskapet er utarbeidet på dette grunnlag.

RESULTATER FRA SEGMENTENE

UPN resultatanalyse

Driftsresultatet i 2016 var 4.451 millioner USD, sammenlignet med 7.161 millioner USD i 2015 og 17.753 millioner USD i 2014. Nedgangen på 2.710 millioner USD fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere priser på væsker og gass, og ble delvis motvirket av reduserte driftskostnader, lavere avskrivninger og nedskrivninger. Nedgangen på 10.592 millioner USD fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere priser på væsker og høyere avskrivninger og nedskrivninger.

Gjennomsnittlig daglig produksjon av væsker og gass var 1.235 millioner foe, 1.232 millioner foe og 1.184 millioner foe per dag i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Det gjennomsnittlige totale produksjonsnivået per dag ble opprettholdt fra 2015 til 2016 gjennom god drift, nye felt som kom i produksjon og nye brønner fra felt i produksjon.

Den gjennomsnittlige totale produksjonen av væsker og gass per dag økte med 4 % fra 2014 til 2015, hovedsakelig på grunn av

opptrapping av nye felt, økt gassseksport og god drift. Økningen ble delvis motvirket av forventet naturlig nedgang og salg.

Over tid vil løftede og solgte volumer være lik bokført produksjon, men de kan være høyere eller lavere i perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når fartøyene løfter volumene og den faktiske bokførte produksjonen i de periodene.

Resultatregnskap (i millioner USD)	For regnskapsåret		2014	16-15 endring	15-14 endring
	2016	2015			
Salgsinntekter	13.036	17.170	27.914	(24%)	(38%)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(78)	3	11	N/A	(70%)
Andre inntekter	119	166	1.002	(28%)	(83%)
Sum inntekter	13.077	17.339	28.926	(25%)	(40%)
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(2.547)	(3.223)	(4.034)	(21%)	(20%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.698)	(6.379)	(6.301)	(11%)	1%
Letekostnader	(383)	(576)	(838)	(34%)	(31%)
Resultat før finansposter og skattekostnad	4.451	7.161	17.753	(38%)	(60%)

Samlede salgsinntekter og andre inntekter var 13.077 millioner USD i 2016, 17.339 millioner USD i 2015 og 28.926 millioner USD i 2014.

Nedgangen på 24 % i **salgsinntekter** fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig reduserte priser på væsker og gass. Nedgangen på 38 % i **salgsinntekter** fra 2014 til 2015 var hovedsakelig et resultat av reduserte væskepriser og valutakursutviklingen mellom NOK og USD. I tillegg førte et revurdert verdiestimat på «earn-out»-derivater i 2015 til et urealisert virkelig verditap på derivater som påvirket inntektene negativt.

Andre inntekter i 2016 var påvirket av gevinst ved salg av Edvard Grieg-feltet på 114 millioner USD. Andre inntekter i 2015 var påvirket av gevinst ved salg av enkelte eierandeler på norsk sokkel til Repsol på 142 millioner USD. Andre inntekter i 2014 var påvirket av gevinst ved salg av enkelte eierandeler på norsk sokkel til Wintershall på 861 millioner USD.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 2.547 millioner USD i 2016, sammenlignet med 3.223 millioner USD i 2015 og 4.034 millioner USD i 2014. I 2016 gikk kostnadene ned i forhold til 2015, hovedsakelig som følge av kostnadsforbedringer og valutakursutviklingen mellom NOK og USD. I 2015 gikk kostnadene ned i forhold til 2014, hovedsakelig som følge av valutakursutviklingen mellom NOK og USD, kostnadsforbedringer og lavere revisjonsstansaktivitet. Dette ble delvis motvirket av gevinst knyttet til endringer i pensjonsordningen i 2014, og opptrapping av nye felt i løpet av 2015.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde 5.698 millioner USD i 2016, sammenlignet med 6.379 millioner USD i 2015 og 6.301 millioner USD i 2014. Nedgangen på 11 % fra 2015 til 2016 var hovedsakelig en følge av nedskrivninger, valutakursutviklingen mellom NOK og USD og økte reserver, og ble delvis motvirket av opptrapping av nye felt i 2016. Økningen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig nedskrivninger på 1 074

millioner USD i 2015, og opptrapping av nye felt i 2015, og ble motvirket av valutakursutviklingen mellom NOK og USD.

Letekostnadene var på 383 millioner USD i 2016, sammenlignet med 576 millioner USD i 2015 og 838 millioner USD i 2014. Reduksjonen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere boreaktivitet og flere kostnadsintensive brønner i 2015, og ble delvis motvirket av at en lavere andel av leteutgiftene ble balanseført. Reduksjonen i letetekostnadene fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere boreaktivitet, at en lavere andel av tidligere balanseførte leteutgifter ble kostnadsført i 2015 samt kostnader ved rigger uten oppdrag i 2014.

DPI resultatanalyse

Resultat før finansposter og skattekostnad i 2016 var negativt med 4.352 millioner USD, sammenlignet med negativt 8.729 millioner USD i 2015 og negativt 2.703 millioner USD i 2014. Den positive utviklingen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere nedskrivninger, i tillegg til lavere driftskostnader. Den negative utviklingen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere realiserede priser på væsker og gass samt høyere nedskrivninger.

Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon av væsker og gass (se kapittel 5.6 Uttrykk og forkortelser) var på 743 tusen foe per dag i 2016, sammenlignet med 739 tusen foe per dag i 2015 og 744 tusen foe per dag i 2014. Økningen på 0.5 % fra 2015 til 2016 skyldes hovedsakelig opptrapping av produksjon på felt, hovedsakelig i Irland, Algerie og USA. Økningen ble delvis motvirket av salget av Shah Deniz (Aserbajdsjan), naturlig nedgang i produksjon på modne felt, hovedsakelig i Angola, i tillegg til noen driftsmessige utfordringer i 2016. Nedgangen på 0,7 % fra 2014 til 2015 skyldtes i stor grad effekten av salget av Shah Deniz og av en del av Marcellus (USA) samt naturlig nedgang, hovedsakelig på modne felt i Angola. Nedgangen ble delvis motvirket av opptrapping av felt i Angola og i USA. Salget av Shah Deniz foregikk i både 2014 og 2015.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av væsker og gass (se kapittel 5.6 Uttrykk og forkortelser) var på 592 tusen foe per dag i 2016, sammenlignet med 580 tusen foe per dag i 2015, og 546 tusen foe per dag i 2014. Bokført produksjon i 2016 gikk opp med 2 % grunnet økt egenproduksjon som beskrevet ovenfor, og en relativt lavere effekt av produksjonsdelingsavtaler hovedsakelig som resultat av prisnedgangen. Økningen fra 2014 til 2015 var et resultat av lavere effekt av produksjonsdelingsavtaler. Effekten av

produksjonsdelingsavtaler var 109 tusen foe, 116 tusen foe og 157 tusen foe per dag i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Over tid vil de løftede og solgte volumene være lik vår bokførte produksjon, men de kan være høyere eller lavere i perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når fartøyene løfter våre volumer og den faktiske bokførte produksjonen i de periodene. Se kapittel 5.6 Uttrykk og forkortelser for mer informasjon.

Resultatregnskap (i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2016	2015	2014	16-15 endring	15-14 endring
Salgsinntekter	6.623	7.135	12.823	(7%)	(44%)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(100)	(91)	(113)	(10%)	20%
Andre inntekter	134	1.156	951	(88%)	22%
Sum inntekter	6.657	8.200	13.661	(19%)	(40%)
Varekostnad	(7)	(10)	(2)	(28%)	>100%
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(2.923)	(3.391)	(3.654)	(14%)	(7%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.510)	(10.231)	(8.885)	(46%)	15%
Letekostnader	(2.569)	(3.296)	(3.824)	(22%)	(14%)
Resultat før finansposter og skattekostnad	(4.352)	(8.729)	(2.703)	50%	>(100%)

DPI oppnådde **samlede salgsinntekter og andre inntekter** på 6.657 millioner USD i 2016, sammenlignet med 8.200 millioner USD i 2015 og 13.661 millioner USD i 2014.

Salgsinntekter i 2016 var negativt påvirket av lavere realiserte priser på væsker og gass, delvis motvirket av lavere avsetninger knyttet til tvistesaker i 2016 sammenlignet med 2015. Nedgangen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere realiserte priser på væsker og gass, delvis motvirket av en økning i løftede volumer. Høyere avsetninger knyttet til tvistesaker i 2015 sammenlignet med 2014 påvirket også salgsinntektene negativt. For informasjon om tvistesakene se note 23 Andre forpliktelser til konsernregnskapet.

Andre inntekter var positivt påvirket av gevinst ved salg av eiendeler på 1.156 millioner USD i 2015 og 961 millioner USD i 2014, i hovedsak knyttet til salg av eierandeler i Shah Deniz-prosjektet og i South Caucasus Pipeline.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk **samlede salgsinntekter og andre inntekter** ned med 19 % i 2016. I 2015 gikk samlede salgsinntekter og andre inntekter ned med 40 %.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 2.923 millioner USD i 2016, sammenlignet med 3.391 millioner USD i 2015 og 3.654 millioner USD i 2014. Nedgangen på 14 % fra 2015 til 2016 skyldtes i hovedsak lavere drifts- og vedlikeholdskostnader for ulike felt, i tillegg til lavere kostnader for fortynningsmidler. Nedgangen ble delvis motvirket av drifts- og transportkostnader for nye felt som kom i produksjon. Nedgangen på 7 % fra 2014 til 2015 skyldes hovedsakelig lavere drifts- og vedlikeholdskostnader, lavere produksjonsavgifter grunnet lavere priser, og porteføljendringer. Opptrapping av produksjon og oppstart av produksjon fra nye felt motvirket delvis nedgangen.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde 5.510 millioner USD i 2016, sammenlignet med 10.231 millioner USD i

2015 og 8.885 millioner USD i 2014. Nedgangen på 46 % skyldes hovedsakelig lavere nedskrivninger i 2016 sammenlignet med 2015. Nedskrivninger utgjorde 541 millioner USD i 2016, og var hovedsakelig et resultat av reduserte langsiktige prisforutsetninger med størst påvirkning på ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika. I tillegg gikk avskrivningene ned på grunn av høyere reserveanslag. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjon fra nye felt.

Økningen på 15 % fra 2014 til 2015 skyldes hovedsakelig nedskrivninger på 5.416 millioner USD i 2015, som i stor grad var knyttet til ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika, og enkelte konvensjonelle oppstrømseiendeler. Nedskrivningene var hovedsakelig et resultat av reduserte kortsiktige terminpriser, i kombinasjon med reduserte langsiktige oljeprisprognoser. I tillegg økte avskrivningene på grunn av høyere produksjon fra oppstart og opptrapping på ulike felt. Økningene ble delvis motvirket av effekten på avskrivninger fra nedskrivninger i 2014 og 2015, og reduserte avskrivninger fra høyere reserveanslag.

Letekostnadene var på 2.569 millioner USD i 2016, sammenlignet med 3.296 millioner USD i 2015 og 3.824 millioner USD i 2014. Nedgangen på 22 % fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere nedskrivninger, lavere boreaktivitet og lavere brønnskostnader i 2016. Nedgangen ble delvis motvirket av at en høyere andel av brønner som var balanseført i tidligere perioder ble kostnadsført dette året samt en lavere balanseføringsrate i 2016. Reduksjonen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig lavere boreaktivitet og ble delvis motvirket av høyere nedskrivninger av olje- og gassprospekter i Mexicogolfen.

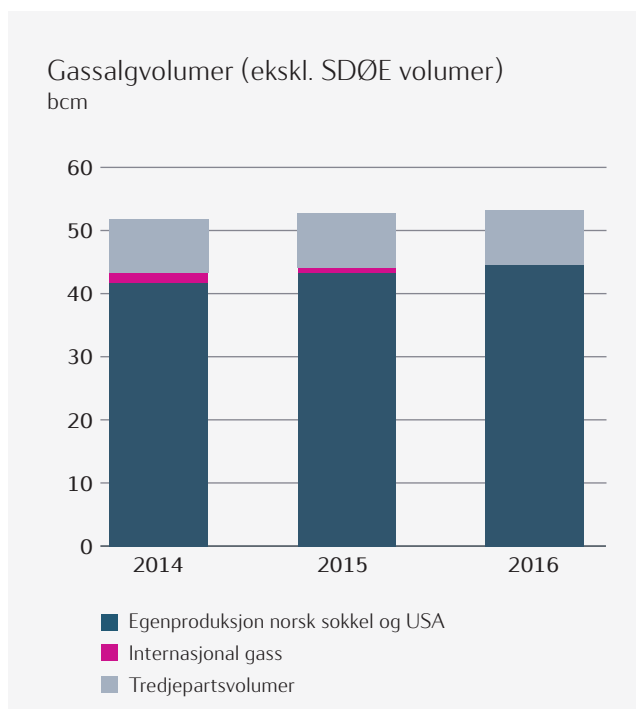
MMP resultatanalyse

Driftsresultatet var på 623 millioner USD, 2 931 millioner USD og 2.608 millioner USD i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Driftsresultatet i 2016 var positivt påvirket av solide resultater fra

handel med væsker, som i 2015. Nedgangen på 2.308 millioner USD fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere virkelig verdi på enkelte derivater på 713 millioner USD som følge av høyere terminpriskurve. I tillegg ble marginene for raffinering og gassmarkedsføring redusert, og produksjonen fra prosessanlegg var lavere enn i 2015.

Økningen på 324 millioner USD fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig høyere raffineringmarginer og solide resultater fra handel med væsker samt reversering av nedskrivninger på 421 millioner USD. Økningen ble delvis motvirket av effekten av en voldgiftsdom knyttet til Sonatrach på 463 millioner USD, som gikk i Statoils favør i 2014.

Samlede gassalgsvolumer var på 52,9 milliarder kubikkmeter (bcm) i 2016, 52,6 bcm i 2015 og 51,2 bcm i 2014. Økningen på 0,5 % i samlede gassalgsvolumer fra 2015 til 2016 var knyttet til høyere bokført produksjon på norsk sokkel, og ble delvis motvirket av lavere bokført produksjon internasjonalt. Økningen på 3 % i samlede gassalgsvolumer fra 2014 til 2015 var knyttet til høyere bokført produksjon på norsk sokkel, i tillegg til høyere tredjepartsvolumer i Europa, og ble delvis motvirket av lavere bokført produksjon internasjonalt og lavere tredjepartsvolumer i USA. Grafen viser ikke volumer som er solgt på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

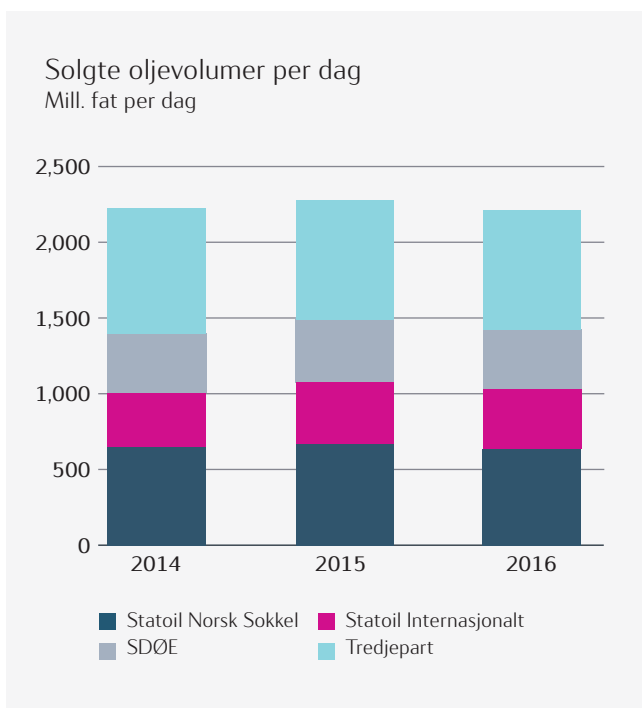


I 2016 var den gjennomsnittlige fakturererte prisen ved salg av gass i Europa på 5,17 USD per mmbtu, sammenlignet med 7,08 USD per mmbtu i 2015, en nedgang på 27 %. Rikelig gassforsyning i de første tre kvartalene, i tillegg til en mild vinter, hadde en negativ virkning på prisene. For fjerde kvartal ble markedssituasjonen strammere og prisene økte. Prisen på flytende naturgass viser fortsatt en nedadgående trend, og hadde bare en marginalt positiv effekt på de europeiske gassprisene i 2016. Gjennomsnittlig fakturert gasspris i Europa var om lag 26 % lavere i 2015 enn i 2014, hovedsakelig på grunn av en høyere andel indeksregulerte priser i porteføljen av gasskontrakter.

I 2016 var den gjennomsnittlige fakturererte prisen ved salg av gass i Nord-Amerika på 2,12 USD per mmbtu, sammenlignet med 2,62 USD per mmbtu i 2015, en nedgang på 19 %, på grunn av betydelig varmere vær i første kvartal 2016 enn i 2015, og rikelig gassforsyning i andre kvartal. I tredje og fjerde kvartal steg prisene på grunn av kaldere vær i New York og Toronto. Den gjennomsnittlige fakturererte gassprisen i Nord-Amerika var om lag 40 % lavere i 2015 enn i 2014, hovedsakelig på grunn av høye markedspriser i første kvartal 2014, som følge av uvanlig kaldt vær i nordøst, kombinert med langsiktige avtaler om rørledningskapasitet, som gir tilgang til markeder med høyere priser i Toronto og Manhattan.

All gass som Statoil produserer på norsk sokkel selges av MMP, og kjøpes fra UPN på feltenes løftepunkt til en markedsbasert internpris med fradrag for kostnaden ved å føre gass fra feltet til markedet og en markedsføringsavgift. Vår gjennomsnittlige internpris ved kjøp av gass var på 3,42 USD per mmbtu i 2016, en nedgang på 34 %, sammenlignet med 5,17 USD per mmbtu i 2015.

Gjennomsnittlig salg av råolje, kondensat og våtgass utgjorde 2,2 mill. fat per dag i 2016, hvorav om lag 1,01 mill. fat var salg av våre egenproduserte volumer, 0,80 mill. fat var salg av tredjepartsvolumer og 0,40 mill. fat var salg av volumer kjøpt fra SDØE. Våre gjennomsnittlige salgsvolumer utgjorde 2,3 og 2,2 mill. fat per dag i henholdsvis 2015 og 2014. Gjennomsnittlige solgte tredjepartsvolumer utgjorde 0,79 og 0,83 mill. fat per dag i 2015 og 2014.



MMPs raffineringmarginer var betydelig lavere i de første tre kvartalene av 2016, sammenlignet med 2015, mens differansen for fjerde kvartal de to årene var liten. Resultatene ble også påvirket av lavere produksjon ved raffineriene i 2016 mot 2015. Statoils referansemargin var 4,8 USD per fat i 2016, sammenlignet med 8,0 USD per fat i 2015, en nedgang på 40 %. Referansemarginen var 4,7 USD per fat i 2014.

Resultatregnskap (i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2016	2015	2014	16-15 endring	15-14 endring
Salgsinntekter	44.847	57.873	94.483	(23%)	(39%)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	61	55	73	12%	(25%)
Andre inntekter	72	178	615	(60%)	(71%)
Sum inntekter	44.979	58.106	95.171	(23%)	(39%)
Varekostnad	(39.696)	(50.547)	(86.689)	(21%)	(42%)
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(4.439)	(4.664)	(5.287)	(5%)	(12%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(221)	37	(583)	>(100%)	>(100%)
Resultat før finansposter og skattekostnad	623	2.931	2.608	(79%)	12%

Salgsinntekter og andre inntekter utgjorde 44.979 millioner USD i 2016, sammenlignet med 58.106 millioner USD i 2015 og 95.171 millioner USD i 2014.

Nedgangen i **salgsinntekter** fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig nedgang i prisene på råolje og gass. Gjennomsnittlig pris på råolje i USD gikk ned med om lag 17 % i 2016, sammenlignet med 2015. Salgsinntektene i 2016 var negativt påvirket av tap fra derivater som hovedsakelig var knyttet til sikring av fysiske posisjoner som følge av en betydelig økning i terminpriskurven i olje- og gassmarkedet.

Nedgangen i **salgsinntekter** fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig nedgang i prisene på råolje og gass, og ble delvis motvirket av høyere salgsvolumer av råolje, andre oljeprodukter og gass. Gjennomsnittlig pris på råolje i USD gikk ned med om lag 47 % i 2015, sammenlignet med 2014. Salgsinntektene i 2015 var positivt påvirket av gevinster fra derivater, hovedsakelig som følge av et betydelig fall i terminpriskurven i olje- og gassmarkedet.

Andre inntekter i 2016 var positivt påvirket av gevinster ved salg av eiendeler på 72 millioner USD. I 2015 var andre inntekter positivt påvirket av gevinster ved salg av eiendeler på 178 millioner USD.

Som følge av faktorene som er beskrevet ovenfor, gikk **salgsinntekter og andre inntekter** ned med 23 % og 39 % i henholdsvis 2016 og 2015.

Varekostnader utgjorde 39.696 millioner USD i 2016, sammenlignet med 50.547 millioner USD i 2015 og 86.689 millioner USD i 2014. Nedgangen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig nedgang i prisen på råolje og gass. Nedgangen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig nedgang i prisen på gass og råolje samt lavere salgsvolumer av råolje, andre oljeprodukter og gass.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 4.439 millioner USD i 2016, sammenlignet med 4.664 millioner USD i 2015 og 5.287 millioner USD i 2014. Nedgangen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere transportkostnader og kostnadsreducerende tiltak.

Nedgangen fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig kostnadsreducerende tiltak, og en positiv valutaeffekt mellom USD og NOK bidro til nedgangen på 622 millioner USD.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde et tap på 221 millioner USD i 2016, sammenlignet med en inntekt på 37 millioner USD i 2015 og et tap på 583 millioner USD i 2014. Økningen i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere reversering av nedskrivninger i 2016, sammenlignet med 2015. Reversering av nedskrivninger i 2016 var hovedsakelig knyttet til et raffineri, og var påvirket av en forventet lavere kostnadsbase i framtidige kontantstrømmer. Nedgangen i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger fra 2014 til 2015 skyldtes hovedsakelig reversering av nedskrivninger på 421 millioner USD i 2015, som ble utløst av høyere raffineringsmarginer og driftsforbedringer.

Annen virksomhet

Rapporteringssegmentet Andre omfatter aktiviteter innen Nye energiløsninger, Global strategi og forretningsutvikling, Teknologi, prosjekter og boring, samt konsernstaber og støttefunksjoner.

I 2016 noterte rapporteringssegmentet Andre et netto driftstap på 423 millioner USD, sammenlignet med et netto driftstap på 129 millioner USD i 2015 og et netto driftstap på 199 millioner USD i 2014.

2.9 LIKVIDITET OG KAPITALRESSURSER

GJENNOMGANG AV KONTANTSTRØM

Statoils kontantstrøm i 2016 gjenspeiler en solid kontantstrøm i en tid med lave priser.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	2016	For regnskapsåret 2015	2014
Resultat før skattekostnad		(178)	55	17.898
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10, 11	11.550	16.715	15.925
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	11	1.800	2.164	2.097
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		(137)	1.166	883
(Gevinst) tap fra nedsalg	4	(110)	(1.716)	(1.998)
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		1.076	558	(1.671)
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	25	1.307	1.551	254
Mottatte renter		280	363	341
Betalte renter		(548)	(443)	(551)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		15.040	20.414	33.178
Betalte skatter		(4.386)	(8.078)	(15.308)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		(1.620)	1.292	2.335
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		9.034	13.628	20.205
Kjøp av virksomhet	4	0	(398)	0
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler		(12.191)	(15.518)	(19.497)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		877	(2.813)	(1.919)
Endring i andre langsiktige poster		107	(22)	128
Salg av eiendeler	4	761	4.249	3.514
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		(10.446)	(14.501)	(17.775)
Ny langsiktig rentebærende gjeld	18	1.322	4.272	3.010
Nedbetaling langsiktig gjeld		(1.072)	(1.464)	(1.537)
Betalt utbytte	17	(1.876)	(2.836)	(5.499)
Netto endring kortsiktige lån og annet		(333)	(701)	(2)
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter		(1.959)	(729)	(4.028)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		(3.371)	(1.602)	(1.598)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		(152)	(871)	(1.329)
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakreditttrekk)	16	8.613	11.085	14.013
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakreditttrekk)	16	5.090	8.613	11.085

Kontantstrøm fra driften

De viktigste faktorene bak kontantstrøm fra driften var produksjonsnivået og prisene på væsker og gass, som påvirker inntekter, varekostnader, betalte skatter og endringer i driftsposter.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter ble redusert med 4.594 millioner USD, sammenlignet med 2015. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere priser på væsker og gasser, og ble delvis motvirket av lavere betalte skatter.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter var på 13.628 millioner USD i 2015, sammenlignet med 20.205 millioner USD i 2014. Dette er en nedgang på 6.577 millioner USD, som følge av en betydelig nedgang i prisene på både væsker og gass. Nedgangen ble delvis motvirket av positive endringer i driftskapital og lavere betalte skatter i 2015, sammenlignet med 2014.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringer ble redusert med 4.055 millioner USD, sammenlignet med 2015. Nedgangen skyldtes betydelig lavere investeringskostnader, lavere finansielle investeringer og lavere inntekter fra salg av eiendeler.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter var på 14 501 millioner USD i 2015, sammenlignet med 17.775 millioner USD i 2014. Dette er en nedgang på 3.274 millioner USD, som hovedsakelig skyldtes lavere investeringskostnader. Inntekter fra salg av eiendeler i 2015 på 4.249 millioner USD var hovedsakelig knyttet til salg av de gjenværende andelene i Shah Deniz-feltet og i South Caucasus-rørledningen, salg av kontorbygg, salg av andeler i det landbaserte Marcellus-området, salg av andeler i rørledningen Trans Adriatic Pipeline AG, og salg av lisensandeler på norsk sokkel.

Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter økte med 1.230 millioner USD, sammenlignet med 2015. Endringen skyldes hovedsakelig lavere kontantstrøm fra finansgjeld, og ble delvis motvirket av lavere utbyttebetaling som følge av utbytteaksjeprogrammet.

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter var på 729 millioner USD i 2015. Dette var hovedsakelig knyttet til utbyttebetalinger på 2.836 millioner USD, og tilbakebetaling av gjeld på 1.464 millioner USD, og ble delvis motvirket av opptak av ny gjeld på 4.272 millioner USD. Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter var på 4.028 millioner USD i 2014. Dette var hovedsakelig knyttet til utbyttebetalinger og tilbakebetaling av gjeld, og ble delvis motvirket av opptak av ny gjeld i november 2014 på 3.010 millioner USD.

FINANSIELLE EIENDELER OG GJELD

Statoils finansielle stilling er sterk selv om selskapets netto gjeldsgrad før justeringer ved utgangen av året økte fra 25,6 % i 2015 til 34,4 % i 2016, se referanse kapittel 5.2 for Non-GAAP-måltall for netto gjeldsgrad. Netto rentebærende gjeld økte fra 13,9 milliarder USD til 18,4 milliarder USD. I løpet av 2016 sank Statoils totale egenkapital fra 40,3 milliarder USD til 35,1 milliarder USD, hovedsakelig på grunn av nedskrivninger innregnet i 2016 og utbetalt utbytte. Kontantstrøm fra driftsaktiviteter ble redusert i 2016 hovedsakelig på grunn av lavere priser. Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter ble redusert i 2016. Statoil har betalt ut

fire kvartalsvise utbytter i 2016. For fjerde kvartal 2016 vil styret foreslå for generalforsamlingen (GF) å opprettholde et utbytte på 0,2201 USD per aksje og å opprettholde utbytteaksjeprogrammet fra fjerde kvartal 2015. For mer informasjon, se kapittel 3 Selskapskapital og utbytte.

Statoil mener at med selskapets nåværende likviditetsreserver, blant annet kommitterte kredittfasiliteter på 5,0 milliarder USD og tilgang til ulike kapitalmarkeder, vil Statoil ha tilstrekkelig kapital tilgjengelig for å tilfredsstille sine likviditetsbehov, inkludert arbeidskapital.

Finansieringsbehov oppstår som et resultat av Statoils ordinære forretningsvirksomhet. Statoil ønsker vanligvis å etablere finansiering på konsernnivå (morselskap). Prosjektfinansiering kan også benyttes i saker som involverer samarbeid med andre selskaper. Statoil har som mål å ha tilgang til flere finansieringskilder til enhver tid, både markeder og instrumenter, i tillegg til å pleie forhold til en liten gruppe internasjonale banker som leverer forskjellige typer banktjenester.

Kredittvurderingen av Statoil foretas av Moody's og Standard & Poors (S&P). Statoils nåværende langsiktige kredittvurdering er A+ og Aa3 fra henholdsvis S&P og Moody's. Kredittvurderingen fra S&P ble nedgradert fra AA- til A+ med stabile utsikter 22. februar 2016, mens kredittvurderingen fra Moody's ble nedgradert fra Aa2 til Aa3 med stabile utsikter 21. mars 2016. Ratingbyråenes nedgradering skjedde som en følge av lave oljepriser, og lignende nedgraderinger preget hele sektoren rundt den tiden. De kortsiktige kredittvurderingene er P-1 fra Moody's og A-1 fra S&P. For å sikre finansiell fleksibilitet fremover har Statoil til hensikt å holde finansielle forholdstall på nivåer som er forenlige med vår målsetting om å opprettholde Statoils langsiktige kredittverdighet innenfor A-kategorien. Disse vurderingene sikrer den forutsigbarheten som kreves for få tilgang til lånemarkedene til attraktive betingelser.

Forvaltningen av finansielle eiendeler og forpliktelser tar hensyn til finansieringskilder, fallsprofilen på langsiktige lån, renterisiko, valutarisiko og tilgjengelige likvide midler. Statoils langsiktige gjeld er etablert i ulike valutaer og blir vanligvis konvertert til USD. I tillegg brukes rentederivater for å styre renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje. Konsernets kapitalmarkedsenhet administrerer finansiering og likviditetsaktiviteter på konsernnivå.

Statoil har spredt likvide midler over en rekke finansielle instrumenter og motparter for å unngå å samle all risiko i bare én type investeringer eller i ett enkelt land. Per 31. desember 2016 var ca. 7 % av Statoils likvide midler plassert i eiendeler i USD, 21 % i NOK, 58 % i EUR, 5 % i DKK og 9 % i SEK, for valutabytteavtaler og terminkontrakter. Omtrent 56 % av Statoils likvide midler var plassert i statsobligasjoner og lånesertifikater, 42 % i termininnskudd, 1 % i pengemarkedsfond og 1 % i bank. Per 31. desember 2016, var ca. 4,7 % av Statoils likvide midler klassifisert som bundne midler (inkludert sikkerhetsinnskudd).

Statoils generelle prinsipper er å holde en likviditetsreserve i form av konanter og kontantekvivalenter eller andre finansielle omløpsmidler i Statoils balanse, samt ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer for å sikre at Statoil har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte kortsiktige krav.

Statoil innhenter langsiktig kapital når konsernet har et behov for slik finansiering, ut fra forretningsvirksomheten, kontantstrømmer og

nødvendig økonomisk fleksibilitet, eller når markedsforholdene vurderes som gunstige.

Konsernets lånebehov dekkes hovedsaklig ved utstedelse av kortsiktige, mellomlangsigtede og langsiktige verdipapirer, herunder bruk av et US Commercial Paper Programme (grensen for programmet er 5,0 milliarder USD), og et Shelf Registration Statement (ubegrenset) som er registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA, samt gjennom utstedelser under et Euro Medium Term Note (EMTN) Programme (oppdatert 28. oktober 2016 med en ramme på 20,0 milliarder EUR) som er notert ved børsen i London. Kommitterte kredittfasiliteter og annen bevilget

kreditt kan også benyttes. Etter effekten av valutabytteavtaler er store deler av Statoils gjeld i USD.

I løpet av 2016 utstedte Statoil obligasjoner med løpetid på mellom 10 og 20 år for et samlet beløp på 1,2 milliarder EUR (1,3 milliarder USD). Alle obligasjonene er ubetinget garantert fra Statoil Petroleum AS. For mer informasjon, se note 18 Finansiell gjeld til konsernregnskapet.

Statoil utstedte nye obligasjoner i 2015 tilsvarende 4,3 milliarder USD og i 2014 tilsvarende 3,0 milliarder USD.

FINANSIELLE INDIKATORER

FINANSIELLE INDIKATORER (i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Brutto rentebærende finansiell gjeld ¹⁾	31.673	32.291	31.154
Netto rentebærende gjeld før justeringer	18.372	13.852	12.004
Netto gjeld på sysselsatt kapital ²⁾	34,4%	25,6%	19,0%
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert ³⁾	35,6%	26,8%	20,0%
Betalingsmidler	5.090	8.623	11.182
Kortsiktige finansielle investeringer	8.211	9.817	7.968
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital ⁴⁾	(8,0%)	2,7%	11,3%
Grad av inntjening over faste utgifter ⁵⁾	0,9	1,0	7,0

1) Definert som langsiktig og kortsiktig finansiell gjeld.

2) Beregnet i henhold til IFRS. Netto gjeld over sysselsatt kapital er netto gjeld delt på sysselsatt kapital. Netto gjeld er rentebærende gjeld minus betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. Sysselsatt kapital er netto gjeld, aksjonærs kapital og minoritetsandeler.

3) For å beregne justert netto gjeld over sysselsatt kapital gjør Statoil justeringer for sysselsatt kapital som det ville blitt rapportert i henhold til IFRS. Midler som holdes som finansielle investeringer i Statoil Forsikring AS anses ikke som umiddelbart tilgjengelig og har blitt lagt til netto gjeld, mens SDØE sin andel av finansiell leasing av LNG-tankerne knyttet til Snøhvit er blitt trukket ut av netto gjeld. Se seksjon 5.2 Netto gjeld over sysselsatt kapital for en avstemming av sysselsatt kapital og en forklaring på hvorfor Statoil finner denne målingen nyttig.

4) Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE) er lik netto inntekt justert for finansielle elementer etter skatt, delt på gjennomsnittlig sysselsatt kapital de siste 12 måneder. Se seksjon 5.2 Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE) for en avstemming av ROACE og forklaring på hvorfor Statoil finner denne målingen nyttig.

5) Basert på IFRS. Inntjening består av (i) inntekt før skatt, (ii) minoritetsinteresser, (iii) amortisering av kapitaliserte renter, og (iv) faste utgifter (som har blitt justert for kapitaliserte renter) og ett justering for uremitterte inntjeninger fra egenkapitalkonsoliderte enheter. Faste utgifter består av renter (inkludert kapitaliserte renter) og estimerte renter i forbindelse med operasjonelle leasingar.

Brutto rentebærende gjeld

Brutto rentebærende gjeld var 31,7 milliarder USD, 32,3 milliarder USD og 31,2 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. En netto nedgang på 0,6 milliarder USD fra 2015 til 2016 skyldtes en nedgang i langsiktig gjeld på 2,0 milliarder USD, motvirket av en økning i kortsiktig gjeld på 1,4 milliarder USD. En økning på 1,1 milliarder USD fra 2014 til 2015 skyldtes en økning i langsiktig gjeld på 2,4 milliarder USD og ble motvirket av en nedgang i kortsiktig gjeld på 1,3 milliarder USD. Den vektete gjennomsnittlige rentesatsen på årsbasis var 3,41 %, 3,39 % og 3,78 % per 31. desember i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Statoils vektete gjennomsnittlige løpetid på gjelden var ni år 31. desember 2016, ni år per 31. desember 2015 og ni år per 31. desember 2014.

Netto rentebærende gjeld

Netto rentebærende gjeld før justeringer utgjorde 18,4 milliarder USD, 13,9 milliarder USD og 12,0 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Økningen på 4,5 milliarder USD fra 2015 til 2016 var hovedsakelig knyttet til en nedgang i kontanter og kontantekvivalenter på 3,5 milliarder USD, en nedgang

i kortsiktige finansielle investeringer på 1,6 milliarder USD motvirket av en nedgang i brutto rentebærende gjeld på 0,6 milliarder USD. Hovedårsaken er en negativ kontantstrøm i 2016. Økningen på 1,8 milliarder USD fra 2014 til 2015 skyldtes en økning i brutto rentebærende gjeld på 1,1 milliarder USD motvirket av en reduksjon i kontanter og kontantekvivalenter og kortsiktige investeringer på USD 0,7 milliarder USD.

Netto gjeldsgrad

Netto gjeldsgrad før justeringer var 34,4 %, 25,6 % og 19,0 % i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Justert netto gjeldsgrad (non-GAAP finansielt måltall, se fotnote tre ovenfor) var 35,6 %, 26,8 % og 20,0 % i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Økning på 8,8 prosentpoeng i netto gjeldsgrad før justeringer mellom 2015 og 2016 skyldtes en økning i netto rentebærende gjeld med 4,5 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i sysselsatt kapital med 0,7 milliarder USD. En økning på 6,6

prosentpoeng i netto gjeldsgrad før justeringer mellom 2014 og 2015 skyldtes en økning i netto rentebærende gjeld med 1,8 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i sysselsatt kapital med 9,1 milliarder USD.

En økning på 8,8 prosentpoeng i netto gjeldsgrad justert fra 2015 og 2016 skyldtes en økning i justert netto rentebærende gjeld med 4,6 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i justert sysselsatt kapital med 0,6 milliarder USD. En økning på 6,8 prosentpoeng i justert netto gjeldsgrad fra 2014 og 2015 skyldtes en økning i justert netto rentebærende gjeld med 1,9 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i justert sysselsatt kapital med 9,1 milliarder USD.

Konter, kontantekvivalenter og kortsiktige investeringer

Konter og kontantekvivalenter var 5,1 milliarder USD, 8,6 milliarder USD og 11,2 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Se note 16 Konter og kontantekvivalenter i konsernregnskapet for informasjon vedrørende bundne midler. Kortsiktige finansielle investeringer, som er en del av Statoils likviditetsstyring, utgjorde 8,2 milliarder USD, 9,8 milliarder USD og 8,0 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

INVESTERINGER

Investeringskostnadene i 2016, som defineres som tilvekst til varige driftsmidler (inkludert balanseførte finansielle leieavtaler), balanseførte leteutgifter, immaterielle eiendeler, langsiktige aksjeinvesteringer og investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper, beløp seg til 14,1 milliarder USD, hvorav 10,1 milliarder USD var organiske investeringer (unntatt oppkjøp, finansielle leieavtaler og andre investeringer med betydelig forskjellig kontantstrømmønster). Blant postene som ikke var medregnet i organiske investeringer i 2016 var investering i en eierandel i Lundin Petroleum AB, kjøp av en operatørandel på 66 % i offshore-lisensen BM-S-8 i Brasil, og kjøp av en andel på 50 % i havvindparken Arkona i Tyskland.

I 2015 var investeringskostnadene på 15,5 milliarder USD, hvorav organiske investeringer utgjorde 14,7 milliarder USD.

I Norge vil en betydelig del av investeringene i 2017 omfatte prosjekter som er under utbygging, blant annet Johan Sverdrup, Gina Krog og Aasta Hansteen, i tillegg til forskjellige utvidelser, modifikasjoner og forbedringer på felt i drift, som for eksempel Gullfaks, Oseberg og Troll.

Internasjonalt anslås det at en betydelig andel av våre investeringer i 2017 vil omfatte følgende prosjekter som er under utbygging eller planlegging: Mariner i Storbritannia, Peregrino i Brasil, Stampede og landbasert virksomhet i USA.

Innenfor fornybar energi ventes det at en betydelig andel av investeringene vil gjøres på følgende havvindprosjekter: Arkona i Tyskland og Hywind i Storbritannia.

Statoil finansierer sine investeringskostnader både internt og eksternt. For mer informasjon om dette, se Finansielle eiendeler og gjeld tidligere i denne delen.

Som det vises i Viktigste kontraktsmessige forpliktelser senere i denne delen, har Statoil forpliktet seg til visse investeringer i framtiden. Jo lenger fram i tid, jo høyere er fleksibiliteten for å kunne revidere investeringene. Denne fleksibiliteten er delvis avhengig av hvilke investeringer våre partnere i joint venture-selskapene vil forplikte seg til. En stor del av investeringene i 2017 er forpliktet.

Statoil kan endre beløpet, tidspunktet eller fordelingen på segment eller prosjekt av sine investeringer i påvente av utviklingen av en rekke faktorer utenfor selskapets kontroll.

KONSEKVENSER AV LAVERE PRISER

Våre resultater påvirkes av utviklingen i prisen på råvarer og tjenester som er nødvendige for utbyggingen og driften av olje- og gassproduserende eiendeler.

Kostnadsutviklingen i prisene på varer, råvarer og tjenester som er nødvendige for utbyggingen og driften av olje- og gassproduserende eiendeler kan variere i stor grad over tid, og mellom hvert markedssegment.

Prisene i leverandørmarkedene er redusert, og i flere leverandørmarkeder har Statoil oppnådd lavere rater sammenlignet med nivået i 2014/2015. Slike besparelser er oppnådd både i nye og reforhandlede kontrakter.

Se analysen av resultatregnskapet i punkt 2.8 Resultater – drift og økonomi, i tillegg til punkt 2.1 Strategi og markedsoversikt.

DE VIKTIGSTE KONTRAKTSMESSIGE FORPLIKTELSER

Tabellen oppsummerer våre viktigste forpliktelser, og omfatter kontraktsmessige forpliktelser, men ikke derivater eller andre sikringsinstrumenter samt fjerningsforpliktelser, siden disse forpliktelsene stort sett ventes å gi kontantutbetalinger lenger enn fem år fram i tid. Statoil ASAs forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist brutto i tabellen. Der Statoil innregner både en eierandel og transportkapasitetskostnadene for en rørledning i konsernregnskapet, inkluderer beløpene i tabellen transportforpliktelser som overstiger Statoils eierandel. For mer informasjon, se Rapportering vedrørende markedsrisiko i punkt 5.2 Risikostyring.

Kontraktsfestede forpliktelser (i millioner USD)	For regnskapsåret				Totalt
		Betaling til forfall per periode ¹⁾			
	Mindre enn 1 år	1-3 år	3-5 år	Mer enn 5 år	
Udiskontert langsiktig finansiell gjeld	3.554	4.641	9.133	23.822	41.151
Minimum betaling for operasjonelle leieavtaler	1.993	2.693	1.657	2.306	8.649
Minimum andre langsiktige forpliktelser (nominell) ²⁾	1.483	2.657	2.200	5.513	11.853
Totale kontraktsfestede forpliktelser	7.030	9.992	12.990	31.642	61.653

1) "Mindre enn 1 år" representerer 2016; "1-3 år" representerer 2017 og 2018; "3-5 år" representerer 2019 og 2020, mens "Mer enn 5 år" inkluderer forpliktelser for senere perioder.

2) For mer informasjon se note 23 Andre forpliktelser i Konsernregnskapet.

Langsiktig finansgjeld i tabellen representerer de vesentligste betalingsforpliktelsene. For informasjon om renteforpliktelser knyttet til langsiktig gjeld, henvises det til note 18 Finansiell gjeld og note 22 Leieavtaler til konsernregnskapet.

Statoil hadde kontraktsmessige forpliktelser på 6.889 millioner USD per 31. desember 2016. Disse forpliktelsene gjenspeiler Statoils andel, og omfatter hovedsakelig konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

Statoils planlagte pensjonsforpliktelser var på 7.791 millioner USD, og virkelig verdi på pensjonsmidlene utgjorde 5.250 millioner USD per 31. desember 2016. Selskapets bidrag er hovedsakelig knyttet til ansatte i Norge. For mer informasjon, se note 19 Pensjoner til konsernregnskapet.

POSTER UTENFOR BALANSEN

Statoil er part i forskjellige avtaler, som for eksempel operasjonelle leieavtaler og transport- og prosesskapasitetskontrakter, som ikke er ført i balansen. For mer informasjon om dette, se De viktigste kontraktsmessige forpliktelser i punkt 2.9 Likviditet og kapitalressurser, samt note 22 Leieavtaler til konsernregnskapet. Statoil er også part i visse garantier, forpliktelser og betingede forpliktelser som, i henhold til IFRS, ikke nødvendigvis er ført i balansen som forpliktelser. For mer informasjon, se note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

2.10 RISIKOANALYSE

Statoils risikostyring inkluderer identifisering, evaluering og håndtering av risiko for hele virksomheten for å sikre operasjoner og oppnå Statoil's virksomhetsmål.

RISIKOFAKTORER

Statoil er eksponert for en rekke risikoer som kan påvirke selskapets driftsmessige og økonomiske resultater. I denne delen drøftes noen av de viktigste risikofaktorene.

Risiko knyttet til virksomheten

Denne delen beskriver de viktigste potensielle risikoene knyttet til Statoils virksomhet:

En lang periode med lave priser på olje og/eller naturgass vil ha en vesentlig negativ påvirkning på Statoil

Prisene på olje og naturgass har svingt mye på bakgrunn av endringer i mange faktorer. Vi har opplevd en situasjon der prisene på olje og naturgass falt vesentlig sammenlignet med nivåene vi har sett de siste årene. Det er flere årsaker til denne nedgangen, men grunnleggende markedskrefter utenfor Statoils eller andre tilsvarende markedsaktørers kontroll har hatt og vil fortsatt ha en effekt på olje- og gassprisene fremover. Som følge av avtaler innenfor Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) og også mellom OPEC og enkelte land utenfor OPEC har oljeprisen økt i den senere tid på grunn av forventninger om tidligere tilstrømming av markedsbalansen. Det hersker imidlertid fremdeles usikkerhet om utviklingen fremover.

Generelt er det slik at Statoil ikke har og ikke vil ha kontroll over faktorene som påvirker prisen på olje og naturgass. Disse faktorene er bl.a.:

- økonomisk og politisk utvikling i ressursproduserende regioner
- tilbud og etterspørsel globalt og regionalt
- evnen OPEC og/eller andre produsentland har til å påvirke globale produksjonsnivåer og priser
- prisene på alternative drivstoff som påvirker prisene som oppnås på Statoils langsiktige gassalgskontrakter
- reguleringer og tiltak fra myndighetenes side, herunder endringer i energi- og klimapolitikken
- globale økonomiske forhold
- krig eller andre internasjonale konflikter
- endringer i befolkningsvekst og forbrukerpreferanser
- pris og tilgjengelighet for ny teknologi og værforhold

Det er umulig å forutsi fremtidige prisbevegelser for olje og/eller naturgass med sikkerhet. En lang periode med lave priser på olje og naturgass vil ha negativ innvirkning på Statoils virksomhet, driftsresultater, økonomiske stilling, likviditet og evne til å finansiere planlagte investeringer, herunder eventuelle reduksjoner i investeringer som kan medføre redusert erstatning av reserver. I tillegg til den negative effekten på inntekter, marginer og lønnsomhet som et fall i prisen på olje og naturgass vil få, kan en lang periode med lave priser eller andre indikatorer, dersom de anses å ha langsiktige konsekvenser, medføre revurdering med tanke på nedskrivning av konsernets olje- og naturgassaktiva. Slik revurdering vil avspeile ledelsens syn på langsiktige olje- og naturgasspriser og kan medføre en nedskrivning som kan ha en vesentlig effekt på

resultatene av Statoils virksomhet i den aktuelle perioden. Endringer i ledelsens syn på langsiktige priser på olje og/eller naturgass eller ytterligere vesentlige reduksjoner i olje-, gass- og/eller produktpriser kan ha negativ effekt på den økonomiske gjennomførbarheten av prosjekter som er planlagt eller under utvikling.

Statoils olje- og naturgassreserver er kun anslag, og selskapets fremtidige produksjon, inntekter og utgifter knyttet til reservene kan avvike vesentlig fra disse anslagene

Påliteligheten av anslagene over påviste reserver avhenger av:

- kvaliteten og kvantiteten av Statoils geologiske, tekniske og økonomiske data
- utvinningen fra Statoils reservoarer
- omfattende tekniske vurderinger og
- hverdags gjeldende skatteregler og andre offentlige forskrifter, kontrakter og prisene på olje, gass og annet vil holde seg på samme nivå som da anslagene ble gjort

Påviste reserver beregnes på grunnlag av kravene til U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) og kan derfor være vesentlig forskjellig fra Statoils oppfatning av forventede reserver.

Mange faktorer, forutsetninger og variabler som brukes til å anslå reservene ligger utenfor Statoils kontroll og kan vise seg å være feil over tid. Resultatene av boring, testing og utvinning etter datoen da anslagene ble gjort kan nødvendiggjøre vesentlige opp- eller nedjusteringer i Statoils reservedata. Prisene som benyttes for påviste reserver, er definert av SEC og beregnes på grunnlag av et tolv måneders uvektet aritmetisk gjennomsnitt av prisen første dag i måneden for hver måned i rapporteringsåret, noe som gir en fremtidig pris som er sterkt knyttet til fjorårets prisnivå. Svingninger i prisen på olje og gass vil ha en direkte innvirkning på Statoils påviste reserver. For felt som er regulert av produksjonsdelingsavtaler, kan lavere pris føre til større rett til produksjonen og økte reserver for disse feltene. Motsatt kan et lavt prisnivå også gi lavere aktivitet, noe som medfører reduksjon i reserver. For produksjonsdelingsavtaler kan disse to effektene til en viss grad oppveie hverandre. I tillegg kan et lavere prisnivå føre til tidligere stenging fordi produksjonen ikke er lønnsom. Dette vil påvirke både felt med produksjonsdelingsavtaler og felt med konsesjoner.

Statoil driver global letevirksomhet som innebærer en rekke tekniske, kommersielle og landspesifikke risikoer. Generelle risikoer er tekniske risikoer knyttet til Statoils evne til å drive trygge og effektive seismikk- og boreoperasjoner og til å oppdage drivverdige olje- og gassforekomster, samt kommersielle risikoer knyttet til selskapets evne til å sikre tilgang til nye arealer i et usikkert globalt konkurransemiljø og politisk miljø, samt til å sikre tilgang til dyktige medarbeidere som kan gjennomføre letevirksomhet og modning av ressurser i hele verdikjeden. Landspesifikke risikoer er knyttet til sikkerhetstrusler og etterlevelse av og innsikt i lokale lover og lisensavtaler. Disse risikoene kan ha negativ innvirkning på Statoils nåværende drift og økonomiske resultater og konsernets erstatning av reserver på lang sikt.

Dersom Statoil ikke kjøper opp eller oppdager og utvikler nye reserver, vil reservene og produksjonen falle vesentlig fra dagens nivå

Vellykket gjennomføring av Statoils konsernstrategi for verdivekst avhenger av at selskapet opprettholder sin langsiktige erstatning av reserver. Dersom oppstrømsressursene ikke utvikles til påviste reserver innen rimelig tid, vil Statoils reservegrunnlag og dermed

fremtidige produksjon gradvis falle, og fremtidige inntekter vil bli redusert.

Statoils fremtidige produksjon avhenger i stor grad av om selskapet lykkes med å kjøpe eller finne og utvikle nye reserver som gir merverdi. Dersom selskapet ikke lykkes med dette, vil fremtidige totale påviste reserver og produksjon falle.

Dersom oljeprisen holder seg på samme lave nivå over lengre tid, kan dette føre til at arealer som ikke er utbygd, ikke blir vurdert som lønnsomme og dermed at oppdagede ressurser ikke modnes til reserver. Dette kan også medføre at leteområder ikke blir undersøkt for å finne nye ressurser og følgelig ikke blir modnet for utbygging, noe som medfører en reduksjon i fremtidige påviste reserver.

I en rekke ressursrike land kontrollerer nasjonale oljeselskaper en stor andel av olje- og gassreservene som ennå ikke er utviklet. I den grad nasjonale oljeselskaper velger å utvikle sine olje- og gassressurser uten internasjonale oljeselskapers deltakelse, eller dersom Statoil ikke klarer å inngå partnerskap med nasjonale oljeselskaper, vil vår evne til å finne og erverve eller utvikle nye reserver være mer begrenset.

Statoil er eksponert for mange ulike helse-, miljø- og sikkerhetsrisikoer som kan føre til betydelige tap.

Letevirksomhet, utbygging, produksjon, prosessering og transport knyttet til olje og naturgass, samt utvikling og drift av fornybar energiproduksjon, kan være risikofylt. Svikt i teknisk integritet, driftsfeil, naturkatastrofer og andre hendelser kan blant annet føre til tap av liv, oljesøl, gasslekkasjer, ukontrollerte utslipp av farlige stoffer, vannforurensing, utblåsning, kraterdannelse, brann og utstyrssvikt.

Risikoene knyttet til Statoils virksomhet påvirkes av de krevende geografiske områdene, klimasonene og miljø-sensitive regionene selskapet opererer i. Alle måter å transportere hydrokarboner på, herunder på vei, jernbane, sjø eller i rørledning, er spesielt utsatt for ukontrollerte utslipp av hydrokarboner og andre farlige stoffer, og med de store volumene det er snakk om, kan disse representere en betydelig risiko for mennesker og miljø. Offshorevirksomhet og transport til havs er utsatt for marine risikofaktorer, herunder kraftige stormer og dårlige værforhold samt fartøykollisjoner. Virksomhet og transport på land er utsatt for dårlige værforhold og ulykker. Virksomhet og transport både på land og til sjøs er utsatt for at myndighetene avbryter, begrenser eller avslutter virksomheten ut fra sikkerhetsmessige, miljømessige eller andre hensyn.

Politisk og regulatorisk endring som følge av økende bekymring for klimaendringer, samt de fysiske virkningene av klimaendringer, kan påvirke Statoils virksomhet og tilhørende kostnader

Overgangen til et fremtidig lavkarbonsamfunn medfører fundamentale strategiske utfordringer for olje- og gassindustrien.

Statoil overvåker og vurderer risiko relatert til klimaendringer, enten politisk, regulatorisk, markedsmessig eller fysisk, inkludert omdømmemessig påvirkning.

Statoil forventer og forbereder seg på politiske og regulatoriske endringer som tar sikte på å redusere klimagassutslippene. Dette kan få konsekvenser for Statoils økonomiske utsikter, enten direkte gjennom endringer i beskatning og regulering, eller indirekte gjennom endringer i forbrukeratferd.

Det er vedvarende usikkerhet knyttet til utviklingen i klimapolitikken i ulike jurisdiksjoner, og dermed usikkerhet omkring de langsiktige konsekvensene når det gjelder kostnader og begrensninger. Statoil forventer at kostnadene ved klimagassutslipp vil øke fra dagens nivå og utover 2020, og at de vil favne et større geografisk område enn i dag.

Klimapolitiske endringer kan også bety redusert adgang til potensielle geografiske lete- og utvinningsområder i fremtiden.

Regulatoriske endringer som fremmer utvikling av lav-karbonenergi teknologi, for eksempel fornybar energi, kan påvirke etterspørselen etter olje og gass. Utvikling av batteriteknologi kan for eksempel gjøre det mulig å bruke mer periodevis fornybare energikilder i kraftsektoren. Dette kan få betydning for Statoils gassalg, spesielt dersom subsidieringen av fornybar energi i Europa skulle øke.

Statoil har vurdert sensitiviteten i prosjektporteføljen (egen produksjon og forventet produksjon fra letearealer hvor det er gitt tilgang) opp mot forutsetningene for råvare- og karbonpriser i energiscenariene til Det internasjonale energibyrået (IEA) slik disse er beskrevet i rapporten "World Economic Outlook 2016". Denne vurderingen viser at IEAs "450 ppm-scenario", som er forenlig med en global oppvarming på høyst to grader Celsius med mer enn 50 % sannsynlighet, kan ha en positiv innvirkning på ca. 6 % på Statoils nåverdi sammenlignet med selskapets interne planforutsetninger per desember 2016. Vurderingen er basert på Statoils og IEAs forutsetninger, som ikke nødvendigvis er nøyaktige, og som trolig vil endres med tiden etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Følgelig kan man ikke være sikker på at vurderingen, som er presentert i Statoil ASAs Bærekraftrapport for 2016, er en pålitelig indikator for klimaendringenes faktiske innvirkning på Statoil.

Endringer i fysiske parametere kan få konsekvenser for Statoils virksomhet, for eksempel gjennom begrenset vanntilgang, stigende havnivå, endringer i havstrømmer og hyppigere tilfeller av ekstremvær.

Statoil er eksponert for risiko på grunn av bruken av hydraulisk frakturering.

Statoils virksomhet i USA benytter hydraulisk frakturering, som er underlagt en rekke lover på føderalt, delstats- og lokalt nivå. Dette gjelder også lovgivningen beskrevet under overskriften "Juridiske og regulatoriske risikofaktorer". Frakturering er en viktig og vanlig praksis som benyttes for å stimulere utvinningen av råolje og/eller naturgass fra tette bergarter i undergrunnen. Statoils hydrauliske frakturerings- og væskebehandlingsoperasjoner er utformet og brukes for å holde eventuell risiko for migrasjon av hydrauliske fraktureringsvæsker i undergrunnen og utslipp eller feilhåndtering av hydrauliske fraktureringsvæsker på et minimum. Et faktisk tilfelle av migrasjon av hydrauliske fraktureringsvæsker eller utslipp eller feilhåndtering av hydrauliske fraktureringsvæsker i forbindelse med slike operasjoner kan imidlertid utsette Statoil for sivilt og/eller strafferettslig ansvar og betydelige kostnader, herunder for miljøtiltak, avhengig av forholdene rundt migrasjonen, utslippet eller feilhåndteringen, karakteren og omfanget av slik migrasjon, utslipp eller feilhåndtering, samt gjeldende lover og forskrifter.

Videre har ulike delstats- og lokale myndigheter allerede innført eller vurderer økt regulatorisk kontroll med hydraulisk frakturering ved å stille flere krav til tillatelser, samt gjennom driftsmessige begrensninger, rapporteringskrav og midlertidige eller permanente forbud. Nye eller fremtidige endringer i lover og forskrifter som

pålegger rapporteringsplikt for eller som forbyr eller begrenser den hydrauliske fraktureringsprosessen, kan gjøre det vanskeligere å komplettere olje- og naturgassbrønner i skiferformasjoner, medføre driftsforsinkelser, økte kostnader knyttet til å følge reglene til leting og utvinning, noe som kan virke negativt inn på Statoils virksomhet på land og behovet for frakturerings tjenester.

Statoil er eksponert for sikkerhetstrusler som kan ha store negative konsekvenser for Statoils driftsresultat og økonomiske stilling

Sikkerhetstrusler som terrorhandlinger og nettangrep mot Statoils anlegg for leting og utvinning, kontorer, rørledninger, transportmidler eller datasystemer eller brudd på selskapets sikkerhetssystem, kan medføre tap. Det er ikke mulig å gi noen forsikringer om at slike angrep ikke vil skje i fremtiden og påvirke virksomheten negativt. Dersom ovennevnte risikofaktorer ikke blir håndtert, kan dette medføre personskade eller tap av liv, miljøskade, skade på eller ødeleggelse av brønner og produksjonsutstyr, rørledninger og andre eiendeler. Statoil kan blant annet bli møtt med regulatoriske tiltak, rettslig ansvar, omdømmetap, betydelig inntektsfall, økte kostnader, driftsstans og tap av investeringer i berørte områder.

Statoils krisehåndteringssystemer kan vise seg å være utilstrekkelige

Statoil har planer for og evne til å håndtere kriser og beredskapssituasjoner på alle virksomhetsnivåer (f.eks. brann i anlegg, terror, ustabile brønner osv.). Dersom Statoil ikke reagerer eller oppfattes som ikke å ha reagert på riktig måte på en ekstern eller intern krisesituasjon, eller dersom selskapets planer for å fortsette eller gjenoppta driften etter et avbrudd eller en hendelse ikke iverksettes raskt nok, kan dette få alvorlige konsekvenser for selskapets virksomhet, operasjoner og omdømme. Manglende evne til å gjenopprette eller erstatte kritisk kapasitet til avtalt nivå innen en omforent tidsramme kan forlenge konsekvensene av en driftsstans og få alvorlige følger for Statoils virksomhet og operasjoner.

Statoil møter konkurranse fra andre olje- og gasselskaper på alle virksomhetsområder

Statoil kan oppleve økt konkurranse fra større aktører med større økonomiske ressurser og fra mindre aktører som er smidigere og mer fleksible. Å sikre tilgang til kommersielle ressurser gjennom kjøp av lisenser, letevirksomhet eller utvikling av eksisterende felt er nøkkelen til å sikre langsiktig lønnsomhet for virksomheten, og manglende oppmerksomhet på dette punktet kan påvirke fremtidige resultater negativt.

Teknologi er et viktig fortrinn i Statoils bransje, og konkurrentene kan være i stand til å investere mer i utvikling eller kjøp av immaterielle rettigheter til teknologi som Statoil trenger for å bevare konkurranseevnen. Skulle innovasjon og digitalisering i Statoil ligge etter industrien, vil selskapets resultater kunne bli skadelidende.

Statoils utbyggingsprosjekter og produksjonsvirksomhet innebærer mange usikkerhetsmomenter og driftsrisikoer som kan hindre selskapet i å oppnå fortjeneste og medføre betydelige tap Olje- og gassprosjekter kan bli innskrenket, forsinket eller kansellert av mange årsaker, blant annet utstyrsmangel eller utstyrsvikt, naturgitte farer, uventede borebetingelser eller reservoaregenskaper, uregelmessigheter i geologiske formasjoner, ulykker, mekaniske og tekniske problemer eller utfordringer som skyldes ny teknologi. Dette er særlig relevant på grunn av det fysiske miljøet på noen av de stedene der Statoil har sine prosjekter. Mange av Statoils utbyggings- og produksjonsprosjekter er på store havdyp eller i andre

krevenne omgivelser eller har utfordrende feltegenskaper. I forbindelse med landbasert virksomhet i USA kan lave priser regionalt føre til at visse områder er ulønnsomme, og selskapet kan begrense produksjonen til prisene tar seg opp. Det er derfor fare for at langvarig lave olje- og gasspriser, kombinert med forholdsvis høy skattenivå og myndighetenes regulering i flere jurisdiksjoner, kan undergrave lønnsomheten i noen av Statoils prosjekter.

Statoil møter utfordringer med hensyn til å nå det strategiske målet om å utnytte lønnsomme vekstmuligheter

Statoil vil fortsette å utnytte gode kommersielle muligheter for å oppnå fremtidig vekst. Dette kan innebære oppkjøp av nye virksomheter eller eiendeler for å utvide den eksisterende porteføljen eller å gå inn i nye markeder. Denne utfordringen vil vokse etter hvert som den globale konkurransen om å få adgang til nye muligheter øker.

Statoils evne til å styrke valgmulighetene avhenger av flere faktorer, blant annet evnen til å:

- opprettholde og overføre Statoils sikkerhetskultur med null skader
- identifisere hensiktsmessige muligheter
- fremforhandle gunstige betingelser
- utvikle nye markedsmuligheter eller erverve eiendeler eller foretak på en smidig og effektiv måte
- effektivt integrere ervervede eiendeler eller virksomheter i driften
- ordne finansiering om nødvendig og
- etterleve regelverket

Statoil forventer betydelige investeringer og kostnader når selskapet søker å utnytte forretningsmuligheter på nye og eksisterende markeder, og denne prosessen kan innebære eller forutsette uventet ansvar, tap eller kostnader i tilknytning til oppkjøpte eiendeler eller virksomheter. Dersom Statoil ikke lykkes i å følge opp og utnytte nye forretningsmuligheter, kan dette føre til økonomiske tap og hemme veksten. Nye prosjekter kan ha andre risikoprofiler enn Statoils eksisterende portefølje. Disse og andre virkninger av slike oppkjøp kan medføre at Statoil må revidere prognosene for både enhetsproduksjonskostnader og produksjon.

Videre kan oppkjøp eller nye forretningsmuligheter lede økonomiske ressurser og ledelsesressurser vekk fra selskapets daglige drift og mot integrering av oppkjøpte virksomheter eller eiendeler. Statoil vil kunne kreve mer gjelds- eller egenkapitalfinansiering for å foreta eller gjennomføre fremtidige oppkjøp eller prosjekter, og slik finansiering vil kanskje ikke være tilgjengelig på vilkår som Statoil finner tilfredsstillende, om i det hele tatt, og kan utvanne Statoils inntjening per aksje når det gjelder egenkapital.

Lønnsomheten i Statoils olje- og gassproduksjon kan påvirkes av begrenset transportinfrastruktur for felt som ligger langt unna

Statoils evne til å utnytte drivbare og oppdagede petroleumsressurser utover selskapets påviste reserver vil blant annet avhenge av tilgangen på infrastruktur som er nødvendig for å transportere olje og gass til mulige kjøpere til en kommersielt akseptabel pris. Olje transporteres med skip, tog eller rørledning til raffinerier, og naturgass transporteres vanligvis i rørledning eller med skip (for flytende naturgass) til behandlingsanlegg og sluttbrukere. Statoil vil kanskje ikke lykkes i sine bestrebelser på å sikre transport og markeder for hele sin potensielle produksjon.

Statoil er eksponert for sikkerhetstrusler mot informasjonssystemer og digital infrastruktur som kan skade selskapets eiendeler og drift

Statoils sikkerhetsbarrierer skal beskytte informasjonssystemene og den digitale infrastrukturen mot inngrep fra uvedkommende. Manglende evne til å opprettholde og videreutvikle disse barrierene kan påvirke konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet for selskapets informasjonssystemer og digitale infrastruktur, også slike som er av avgjørende betydning for Statoils virksomhet. Trusler mot Statoils informasjonssystemer kan påføre selskapet betydelig økonomisk skade. Trusler mot Statoils industrielle kontrollsystemer er ikke geografisk begrenset da selskapets digitale infrastruktur er globalt tilgjengelig og hendelser i bransjen de siste årene har vist at aktører som klarer å omgå barrierer som skal sikre industrielle kontrollsystemer, er i stand til og er villige til å gjennomføre angrep som ødelegger, stanser eller på andre måter setter virksomheten i fare. Slike angrep kan medføre vesentlige tap eller tap av liv, med påfølgende økonomiske konsekvenser.

Noen av Statoils internasjonale interesser ligger i regioner der ustabile politiske, sosiale og økonomiske forhold kan påvirke virksomheten negativt

Statoil har felt og virksomheter i ulike regioner av verden der potensielt negativ økonomisk, sosial og politisk utvikling kan forekomme. Disse politiske risikofaktorene og sikkerhetstruslene må overvåkes kontinuerlig. Negative og fiendtlige handlinger mot Statoils ansatte, anlegg, transportsystemer og digitale infrastruktur (nettsikkerhet) kan medføre skade på mennesker og gripe forstyrrende inn i selskapets virksomhet og andre forretningsmuligheter i disse eller andre regioner, føre til produksjonsnedgang og ellers påvirke Statoils virksomhet negativt. Dette kan få store negative konsekvenser for Statoils driftsresultat og økonomiske stilling.

Statoil er eksponert for dynamiske politiske og juridiske faktorer i landene hvor vi driver virksomhet

Statoil har eiendeler i en rekke land med nye økonomier eller økonomier som er i omstilling, og som helt eller delvis mangler velfungerende og pålitelige rettssystemer, der håndhevelse av kontraktsmessige rettigheter er uviss eller der de forvaltningsmessige og regulatoriske rammene plutselig kan endres. Statoils lete- og utvinningsvirksomhet i disse landene foregår ofte i samarbeid med nasjonale oljeselskaper og er gjenstand for betydelig statlig styring. De siste årene har myndigheter og nasjonale oljeselskaper i enkelte regioner begynt å utvise større myndighet og pålegge selskapene som driver med leting og utvinning, strengere betingelser. Myndighetenes inngrep i slike land kan anta mange ulike former, for eksempel:

- restriksjoner på leting, utvinning, import og eksport
- tildeling av eller avslag på andeler i felt for undersøkelse og utvinning
- pålegg om spesifikke forpliktelser med hensyn til seismikk og/eller boring
- pris- og valutakontroller
- økning i skatter eller produksjonsavgift, også med tilbakevirkende kraft
- nasjonalisering eller ekspropriering av Statoils eiendeler
- ensidig oppsigelse eller endring av Statoils lisens- eller kontraktsrettigheter
- reforhandling av kontrakter
- forsinket betaling og
- begrensninger på valutaveksling eller devaluering av valuta

Sannsynligheten for at disse hendelsene inntreffer og den generelle effekten på Statoil varierer veldig fra land til land og er vanskelig å forutsi. Dersom slike risikofaktorer inntreffer, kan det bety store kostnader for Statoil og/eller føre til at Statoils produksjon faller, noe som potensielt kan få store negative følger for selskapets virksomhet og økonomiske stilling.

Statoil er eksponert for mulige negative endringer i skattesystemet i de enkelte jurisdiksjonene hvor vi driver virksomhet

Statoil driver forretningsvirksomhet i mange land rundt om i verden. Endringer i skattelovgivningen i land hvor Statoil opererer kan få stor negativ effekt på selskapets likviditet og driftsresultat.

Statoil er utsatt for valutarisiko som kan påvirke resultatet av selskapets virksomhet negativt

Statoils virksomhet er utsatt for valutarisiko, noe som håndteres ved å benytte amerikanske dollar (USD) som basisvaluta. Statoil har en stor andel av sine inntekter og kontantinnbetalinger i USD, og salget av gass og raffinerte produkter er i hovedsak benevnt i euro (EUR) og britiske pund (GBP). Videre betaler Statoil en stor andel av inntektsskatten og en del av driftskostnadene og investeringene i norske kroner (NOK). Mesteparten av Statoils langsiktige gjeld er eksponert mot USD.

Statoil er eksponert for risikofaktorer knyttet til handel og forsyningsvirksomhet

Statoil er engasjert i betydelig handel og kommersiell virksomhet i de fysiske markedene. Statoil benytter også finansielle instrumenter som terminkontrakter, opsjoner, unoterte terminkontrakter, bytteavtaler og differansekontrakter knyttet til råolje, petroleumsprodukter, naturgass og strøm for å håndtere prisvolatilitet. Statoil benytter også finansielle instrumenter til å håndtere valuta- og renterisiko. Handelsvirksomhet har i seg elementer av prognose, og Statoil bærer risikoen for bevegelser i markedet, risikoen for tap dersom prisene utvikler seg annerledes enn forventet og risikoen for at motparten ikke oppfyller sine forpliktelser.

Manglende oppfyllelse av lovverket mot bestikkelse og korrupsjon og andre gjeldende lover, herunder manglende oppfyllelse av Statoils etiske krav, eksponerer Statoil for juridisk ansvar og kan skade selskapets omdømme, virksomhet og aksjonærverdi

Statoil driver virksomhet i land hvor korrupsjon utgjør en risiko og hvor man også kan ha umodne rettssystemer, mangel på kontroll og åpenhet. Videre spiller myndighetene en viktig rolle i olje- og gasssektoren ved at de eier ressursene, gjennom deltakelse, lisensordninger og lokale forhold, noe som gir stor grad av kontakt med offentlige tjenestemenn. Gjennom sin internasjonale

virksomhet er Statoil underlagt lovgivningen mot korrupsjon og bestikkelse i flere jurisdiksjoner, herunder den norske straffeloven, amerikanske Foreign Corrupt Practices Act og UK Bribery Act. Brudd på gjeldende lovgivning mot korrupsjon og bestikkelse kan eksponere Statoil for granskning fra flere myndighetsorganer, og eventuelle lovbrudd kan medføre strafferettslig og/eller sivilrettslig ansvar med betydelige bøter. Tilfeller av brudd på lover og forskrifter mot korrupsjon og bestikkelse samt brudd på Statoils etiske retningslinjer kan skade selskapets omdømme, konkurranseevne og aksjonærverdi.

Det er ikke sikkert at Statoils forsikringsdekning gir tilstrekkelig vern

Statoil har forsikringer som dekker fysisk skade på selskapets olje- og gassanlegg, tredjepartsansvar, yrkesskade og arbeidsgiveransvar, generelt ansvar, akutt forurensing og annet. Statoils forsikringsdekning innbefatter egenandeler som må dekkes før forsikringen blir utbetalt. For Statoils eksterne forsikringer gjelder øvre grenser, unntak og begrensninger, og det er ikke sikkert at dekningen vil gi Statoil tilstrekkelig ansvarsvern mot alle mulige konsekvenser og skader.

Statoils fremtidige resultater avhenger av effektiv drift og evne til å utvikle og ta i bruk ny teknologi og nye produkter

Vår evne til fortsatt å være effektive, utvikle og tilpasse ny teknologi, finne lønnsomme løsninger for fornybar energi og andre lavkarbonenergiløsninger er viktige suksessfaktorer for virksomheten i fremtiden. Det er mulig at Statoil ikke vil klare å definere og implementere nødvendige endringer på grunn av organisasjonens egen evne eller ekstern konkurranse, eller fordi kostnadene med å innføre ny teknologi er undervurdert. Hver og en av disse faktorene kan virke negativt inn på Statoils fremtidige forretningsmål.

Statoil vil kanskje ikke klare å sikre riktig nivå for ansattes kompetanse og kapasitet på kort og mellomlang sikt

Usikkerheten omkring oljeindustriens fremtid i lys av lavere priser på olje og naturgass samt klimapolitiske endringer skaper risiko med hensyn til å sikre en robust arbeidsstokk gjennom konjunktorene. Oljeindustrien er en langsiktig virksomhet og må ha et langsiktig perspektiv på arbeidsstokkens kapasitet og kompetanse. Med dagens omfattende endringer er det fare for at Statoil ikke klarer å sikre rett nivå på arbeidsstokkens kompetanse og kapasitet.

Statoils virksomhet kan påvirkes av internasjonale sanksjoner og handelsrestriksjoner

I likhet med mange andre store internasjonale energiselskaper har Statoil stor geografisk spredning i sin portefølje av reserver og driftssteder, noe som kan eksponere selskapets virksomhet og økonomi for politiske og økonomiske risikofaktorer, herunder aktiviteter i områder som er underlagt internasjonale restriksjoner og sanksjoner.

Lover og regler som regulerer sanksjoner og handelsrestriksjoner, er komplekse og i stadig utvikling. Disse endringene i lover og forskrifter kan også være uforutsigbare og skje raskt. I tillegg vil Statoils virksomhet hele tiden være i endring. Følgelig er det viktig å forstå at beskrivelsen under ikke avspeiler alle deler av Statoils virksomhet hvor sanksjoner og handelsrestriksjoner er relevant, og at Statoil i fremtiden kan beslutte å delta i annen virksomhet hvor slike lover og forskrifter er særlig relevante. Selv om Statoil forplikter seg til å drive virksomheten i tråd med alle gjeldende sanksjoner og handelsrestriksjoner, er det ingen garanti for at en enhet, rettighetshaver, styremedlem, medarbeider eller agent for Statoil

ikke overtrer slike lover. En eventuell slik overtredelse kan medføre betydelig sivilrettslig og/eller strafferettslig straff og kan ha stor negativ innvirkning på Statoils virksomhet, driftsresultater og økonomiske stilling.

Statoil har eierandeler i flere ulike olje- og gassprosjekter i Russland, både på land og til havs. Mesteparten av disse prosjektene er et resultat av et strategisk samarbeid med Rosneft Oil Company (Rosneft) som ble iverksatt i 2012. Noen av prosjektene ligger i arktisk farvann og/eller på store havdyp. I alle disse prosjektene har Rosneft en majoritetsinteresse, mens Statoil har en minoritetsinteresse. Sanksjoner som er iverksatt av Norge, EU og USA rammer blant annet Russlands finans- og energisektorer, herunder visse selskaper som Rosneft og diverse tilknyttede selskaper, samt spesifikke aktiviteter knyttet til oljeleting og oljeproduksjon i arktiske farvann, på store havdyp eller prosjekter i skiferformasjoner. Følgelig vil visse deler av sanksjonene mot Russland også påvirke Statoils forretningsvirksomhet i landet. Fortsatt fremdrift i Statoils prosjekter i Russland avhenger til dels av ulike tillatelser fra myndighetene samt den fremtidige utviklingen for sanksjoner og handelskontroller. Statoil viderefører sin virksomhet i Russland innenfor de begrensninger som eksisterende sanksjoner og handelskontroller setter. På grunn av mulig fremtidig utvikling er det imidlertid ikke sikkert at prosjektene får fremdrift og blir ferdigstilt som først planlagt.

Opplysningsplikt i henhold til paragraf 13 (r) i Securities Exchange Act

Statoil gir følgende opplysninger i henhold til paragraf 13 (r) i den amerikanske børsloven Securities Exchange Act av 1934.

Statoil er part i avtalene med National Iranian Oil Company (NIOC), nærmere bestemt en utbyggingskontrakt for South Pars gassfase 6, 7 og 8 (offshore), en letekontrakt for Anaran-blokken og en letekontrakt for Khorramabad-blokken, som ligger i Iran. Statoils driftsforpliktelser etter disse avtalene er terminert, og lisensene er forlatt. Kostnadsgjenvinningsprogrammet for disse kontraktene ble fullført i 2012, med unntak av kostnadsgjenvinning for skatt og forpliktelser til trygdeordningen Social Security Organisation (SSO). Etter at Statoil-kontoret i Iran ble lagt ned i 2013 har Statoils virksomhet fokusert på et endelig oppgjør med iranske skatte- og trygdemyndigheter i tilknytning til ovennevnte avtaler.

I 2016 betalte Statoil et beløp tilsvarende 0,13 millioner USD i skatt til iranske myndigheter. Videre betalte Statoil i 2016 et beløp tilsvarende 153 USD i stempelavgift til iranske skattemyndigheter. Alle beløp ble betalt i lokal valuta (iranske rial). Midlene som ble benyttet til dette, sto på Statoils konto i EN Bank (Iran). På vegne av Statoil betalte NIOC også en skatteforpliktelse tilsvarende 2,47 millioner USD i iranske rial til lokale skattemyndigheter. Beløpet ble motregnet mot gjenvinnbare kostnader fra NIOC til Statoil.

Siden 2009 har Statoil åpent og regelmessig informert om sin iranske virksomhet til US State Department og Utenriksdepartementet i Norge. I et brev fra US State Department datert 1. november 2010 ble Statoil informert om at selskapet ikke ble ansett for å være et selskap man var bekymret for ut fra dets tidligere virksomhet i Iran.

Statoil oppnådde ingen nettofortjeneste fra ovennevnte virksomhet i 2016. Det forventes tilsvarende utbetalinger også i 2017 i tilknytning til Statoils vedvarende bestrebelser på å gjøre opp alle

gjensstående forpliktelser knyttet til selskapets tidligere virksomhet i Iran.

Juridiske og regulatoriske risikofaktorer

Etterlevelse av lover og forskrifter for helse, miljø og sikkerhet som gjelder for Statoils virksomhet, kan innebære betydelig økte kostnader.

Innføring av slike lover og forskrifter i fremtiden er usikkert.

Statoil pådrar seg, og vil trolig fortsette å pådra seg, vesentlige kapital-, drifts-, vedlikeholds- og opprettingskostnader knyttet til etterlevelse av stadig mer komplekse lover og forskrifter for vern av miljø, helse og sikkerhet, herunder:

- høyere pris på klimagassutslipp
- kostnader til å forebygge, kontrollere, eliminere eller redusere visse typer utslipp til luft og sjø
- oppretting av miljøforurensing og negative konsekvenser av Statoils virksomhet
- kompensasjon til personer og/eller enheter som krever erstatning som følge av Statoils virksomhet

Statoil's virksomhet er i økende grad ansvarlig for tap eller skade som oppstår på grunn av forurensning forårsaket av utslipp av petroleum fra petroleumsanlegg.

Overholdelse av lover, forskrifter og forpliktelser knyttet til klimaendring og andre miljøforskrifter kan medføre betydelige investeringer, redusert lønnsomhet som følge av endringer i driftskostnader og negative effekter på inntekter og strategiske vekstmuligheter. Statoil vurderer regelmessig hvordan endringer i forskrifter, herunder innføring av en streng klimapolitikk, kan påvirke oljeprisen, kostnadene ved å bygge ut nye olje- og gassfelt og etterspørselen etter olje og gass.

Statoils virksomhet i Norge er gjenstand for utslippsavgifter samt utslippskvoter som gis for Statoils største europeiske virksomheter i henhold til kvotehandelssystemet i EU. Den avtalte styrkingen av EUs kvotehandelssystem kan føre til høyere kostnader for innretninger på norsk sokkel siden prisen på utslippskvotene forventes å øke betydelig frem mot 2030.

Parisavtalen om klimaendringer trådte i kraft i november 2016. Norge, sammen med EU planlegger å redusere utslipp med 40 % innen 2030.

De enkelte landenes klimaplaner er ment til å styrkes hvert femte år. I tillegg har Norge satt en ambisjon om å oppnå nær netto null utslipp innen 2050. Det er ennå ikke klart hvilke konsekvenser dette vil få for industrien, men krav om å redusere utslippene kan bety økte kostnader.

Statoil's investeringer i nordamerikansk landbasert virksomhet vil møte økende reguleringer som kan påvirke drift og lønnsomhet (se også risiki relatert til hydraulisk frakturering ovenfor.) I USA har Environmental Protection Agency (EPA) truffet tiltak for å regulere klimagassutslippene med hjemmel i lov om ren luft (Clean Air Act) inkludert metanutslipp fra oppstrøms olje og gass produksjon. I 2016 ferdigstilte EPA nye prestasjonsstandarder for metanutslipp og startet en prosess med å innhente informasjon som underlag for ytterligere metanrelatert regulering. Statoil kan pådra seg høyere operasjonskostnader for å overholde slike nye reguleringer og datainnhenningskrav.

Statoil er eksponert for risiko knyttet til kontroll, granskning og sanksjoner for brudd på regulatoriske lover på overnasjonalt og nasjonalt nivå. Dette kan blant annet være konkurranse- og antitrustlover og finans- og handelslovgivning

Statoils produkter markedsføres og omsettes over hele verden og er derfor underlagt konkurranse- og antitrustlover på overnasjonalt og nasjonalt nivå i flere jurisdiksjoner. Statoil er eksponert for granskning fra konkurranse- og antitrustmyndigheter, og brudd på gjeldende lover og forskrifter kan medføre betydelige bøter

Statoil er også eksponert for regnskapsmessig kontroll fra tilsynsmyndigheter som Finanstilsynet og US Securities and Exchange Commission (SEC). Kontroller gjennomført av disse myndighetene kan medføre endringer i tidligere regnskap og fremtidige regnskapsprinsipper.

Statoil er notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange (NYSE) og er registrert hos SEC. Statoil må etterleve forpliktelsene fra disse reguleringsmyndighetene, og brudd på disse forpliktelsene kan medføre bøter eller andre sanksjoner.

Petroleumstilsynet (Ptil) fører tilsyn med alle sider ved Statoils virksomhet, fra leteboring, utbygging og drift til opphør og fjerning. Tilsynets reguleringsmyndighet omfatter hele den norske sokkelen samt petroleumsanlegg på land i Norge. Statoil er eksponert for tilsyn fra Ptil, og fra andre reguleringsmyndigheter etter hvert som virksomheten vokser internasjonalt, og slikt tilsyn kan resultere i revisjonsrapporter, pålegg og granskninger.

Etableringen av et konkurranseutsatt internt gassmarked i Den europeiske union (EU) og den generelle liberaliseringen av de europeiske gassmarkedene kan få negativ innvirkning på Statoils virksomhet.

Den fortsatte liberaliseringen av gassmarkedene i EU etter lovreguleringer som ble rullet ut i 2011, og implementering av disse i medlemslandene, kan påvirke Statoils markedsposisjon eller føre til lavere priser på Statoils gassalgskontrakter. Statoils eksponering for HUB-baserte gasspriser har økt, med en tilsvarende økning i Statoils eksponering for prisvolatilitet. Statoil overvåker sine kontraktsforpliktelser kontinuerlig og forsøker å forhandle frem de mest konkurransedyktige priser og andre betingelser som er tilgjengelig i markedet.

I EU som helhet begynte CO₂-kvotene som hvert år ble tildelt i kvotehandelssystemet for klimagassutslipp å falle lineært i 2013. Kvotehandelssystemet kan ha en positiv eller negativ effekt på Statoil avhengig av prisen på CO₂, som i sin tur vil virke inn på utviklingen av gasskraftproduksjonen i EU. Så langt har prisen på CO₂ vært for lav til å erstatte kullkraft med gasskraft. Denne effekten har blitt forverret på grunn av tung subsidiering av fornybare energikilder, noe som har medført stenging av gasskraftverk. Dagens klima- og energipolitikk i EU behandler ikke dette problemet, men det er en tendens i retning av mer markedsbaserte subsidier i de nye retningslinjene for miljø- og energistøtte.

Den norske stats politiske og økonomiske retningslinjer kan påvirke Statoils virksomhet.

Den norske stat spiller en aktiv rolle i forvaltningen av hydrokarbonressurser på norsk sokkel. I tillegg til direkte deltakelse i petroleumsvirksomheten gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og direkte påvirkning gjennom lovgivning, for eksempel lover og forskrifter for skatt og miljø, tildeler staten blant

annet lisenser for undersøkelse, utvinning og transport, godkjenner lete- og utbyggingsprosjekter og søknader om produksjonsrater for enkeltfelt og kan, dersom viktige offentlige interesser står på spill, også pålegge Statoil og andre oljeselskaper å redusere petroleumsproduksjonen. I utvinningstillatelsene der SDØE har en eierandel har dessuten staten under visse betingelser myndighet til å instruere petroleumslisensene.

Dersom den norske stat skulle treffe andre tiltak i forbindelse med sin virksomhet på norsk sokkel eller endre lover, forskrifter, regler eller praksis i tilknytning til olje- og gassindustrien, kan Statoils lete-, utbyggings- og produksjonsvirksomhet på norsk sokkel og selskapets driftsresultater bli påvirket.

Risikofaktorer knyttet til statlig eierskap

Denne delen omhandler noen av de potensielle risikofaktorene knyttet til Statoils virksomhet som kan følge av statens rolle som majoritetseier og Statoils engasjement i forhold til SDØE.

Interessene til Statoils majoritetseier, Den norske stat, er ikke alltid sammenfallende med interessene til Statoils øvrige aksjonærer, og dette kan påvirke Statoils beslutninger knyttet til norsk sokkel

Stortinget og staten har besluttet at statens aksjer i Statoil og SDØEs andel i lisenser på norsk sokkel skal forvaltes i henhold til en samordnet eierstrategi for statens olje- og gassinteresser. Ifølge denne strategien har staten pålagt Statoil å fortsette å markedsføre statens olje og gass sammen med Statoils egen olje og gass som én enkelt økonomisk enhet.

I henhold til denne samordnede eierstrategien krever staten at Statoil i sin virksomhet på norsk sokkel tar hensyn til statens interesser i alle beslutninger som kan påvirke utviklingen og markedsføringen av Statoils og statens olje og gass.

Per 31. desember 2016 var staten direkte eier av 67 % av Statoils ordinære aksjer. Ifølge allmennaksjeloven har staten i realiteten makt til å påvirke utfallet av enhver aksjonæravstemming på grunn av prosentandelen Statoil-aksjer den eier, herunder å endre vedtektene og velge samtlige medlemmer til bedriftsforsamlingen som ikke er ansattvalgt. De ansatte har rett til å utgjøre opp til én tredjedel av medlemmene i styret og én tredjedel av medlemmene i bedriftsforsamlingen.

Bedriftsforsamlingen er ansvarlig for å velge Statoils styre. Den gir også tilrådninger til generalforsamlingen angående styrets forslag til årsregnskap, balanse, disponering av overskudd og dekning av tap. Statens interesser i disse og andre saker og faktorene staten vurderer i forbindelse med sin stemmegivning, særlig når det gjelder den samordnede eierstrategien for SDØE og Statoil-aksjer eid av staten, kan avvike fra interessene til Statoils øvrige aksjonærer.

Dersom statens samordnede eierstrategi ikke blir implementert og fulgt i fremtiden, er det sannsynlig at Statoils mandat til fortsatt å selge statens olje og gass sammen med egen olje og gass som én enkelt økonomisk enhet, vil komme i fare. Skulle mandatet til å selge SDØEs olje og gass falle bort, vil dette kunne ha en negativ effekt på Statoils posisjon i markedene hvor selskapet driver sin virksomhet.

For nærmere informasjon om mandatet til å selge statens olje og gass, se SDØEs markedsføring og salg av olje og gass under punkt 2.7 Konsernforhold.

RISIKOSTYRING

Statoils totale risikostyring omfatter identifisering, evaluering og styring av risiko i all virksomhet. For å oppnå optimale løsninger benytter Statoil en metode for risikostyring som omfatter hele konsernet.

Statoil definerer risiko som avvik fra en nærmere angitt referanseverdi og usikkerheten som er forbundet med denne. Et positivt avvik defineres som en oppsiderisiko, mens et negativt avvik er en nedsiderisiko. Referanseverdien er vanligvis en prognose, en prosentandel eller et mål. Statoil benytter helhetlig risikostyring, noe som innebærer at:

- det fokuseres på verdipåvirkningen for Statoil
- risikoen styres for å sikre at Statoils virksomhet er trygg og i samsvar med Statoils egne krav og
- det fokuseres på risiko og belønning på alle nivåer i organisasjonen.

Risikostyring skjer i forretningslinjen og er en integrert del av enhver leders ansvar. Enkelte risikoer styres imidlertid på selskapsnivå. Dette innbefatter risiko knyttet til prisen på olje og naturgass, rente- og valutarisiko, risikodimensjonen i strategiarbeidet, prioriteringsprosesser og kapitalstrukturdiskusjoner.

Statoils risikostyringsutvalg (CRC) ledes av konserndirektør for økonomi og finans, og blant medlemmene er representanter fra de viktigste forretningsområdene. Utvalget er et rådgivningsorgan for risikostyring som hovedsakelig rådgir konserndirektør for økonomi og finans, men også forretningsområdenes ledelse i spesifikke saker. Risikostyringsutvalget vurderer og gir råd om tiltak som tar sikte på å styre den totale risikoen for konsernet og foreslår hensiktsmessige tiltak for å tilpasse risikoen på konsernnivå. Risikostyringsutvalget er også med på å vurdere og videreutvikle Statoils risiko-retningslinjer. Utvalget møtes jevnlig gjennom året for å støtte opp om Statoils risikostyringsstrategier, herunder strategier for valutasikring og handel, i tillegg til risikostyringsmetoder. Det mottar regelmessig relevant risikoinformasjon fra Statoils risikoavdeling.

Neste del beskriver hvordan Statoil styrer markedsrisikoen som selskapet er eksponert for.

Styring av driftsrisiko

Statoil styrer risiko for å sikre trygg drift og nå konsernmålene i tråd med egne krav

- All risiko er knyttet til Statoils verdikjede, som er verdien som legges til på hvert trinn – fra adgang, modning, prosjektgjennomføring og drift til marked. I tillegg til de økonomiske konsekvensene disse risikoene kan få for Statoils kontantstrøm, har Statoil stort fokus på å unngå HMS-hendelser og integritetsrelaterte hendelser (for eksempel ulykker, svindel og korrupsjon). De fleste risikoene styres av linjelederne i de viktigste forretningsområdene. Enkelte driftsrisikoer kan forsikres og er forsikret gjennom Statoils eget forsikringsselskap som opererer på det norske og internasjonale forsikringsmarkedet.
- Statoils risikostyringsprosess er basert på ISO31000 Risikostyring – prinsipper og retningslinjer. Prosessen følger standardisert rammeverk og metode for å vurdere og styre risiko. Standardisering av prosessen i hele Statoil ASA og datterselskapene gjør at risikonivåene kan sammenlignes, tillater effektive beslutninger og gjør det mulig for organisasjonen å oppnå bærekraftig verdiskapning samtidig som man forsøker å unngå uønskede hendelser. Prosessen skal sikre at risikoer blir identifisert, analysert, vurdert og styrt. Risikojusterende tiltak må gjennomgå en kost-nytte-evaluering (unntatt visse sikkerhetsrelaterte risikoer som er underlagt spesifikke forskrifter).

Styring av finansiell risiko

Resultatene fra Statoils virksomhet avhenger av en rekke faktorer, hvor de viktigste er faktorer som påvirker prisen selskapet oppnår for sine produkter.

Statoil har utarbeidet retningslinjer for å styre den finansielle volatiliteten som er knyttet til noen av de forretningsmessige risikoene selskapet er eksponert for. I henhold til disse retningslinjene inngår Statoil ulike avtaler om finansielle og råvarebaserte transaksjoner (derivater). Regler og mandater fastsettes på selskapsnivå, men forretningsområdene er ansvarlig for å markedsføre og omsette råvarer og for å styre råvarebaserte prisrisikoer innenfor sine mandater. Risiko knyttet til rente, likviditet, ansvar og kreditt styres sentralt av selskapets finansavdeling.

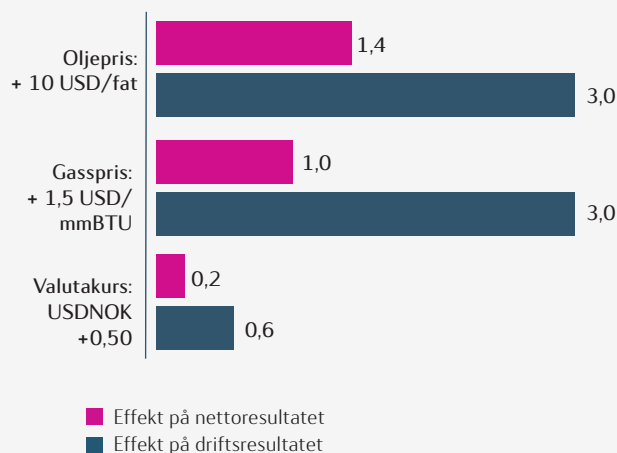
Faktorene som påvirker resultatene fra Statoils virksomhet er blant annet prisnivået på råolje og naturgass, trender i valutakursen hovedsakelig mellom USD, EUR, GBP og NOK, Statoils produksjonsvolumer for olje og naturgass, som i sin tur avhenger av rettighetsvolumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler og tilgjengelige petroleumsreserver, og Statoils egen og partnernes kompetanse og samarbeid i forbindelse med å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i Statoils feltportefølje som skyldes kjøp og salg.

Statoils resultater vil også påvirkes av trender i den internasjonale oljebransjen, herunder mulige tiltak fra statlige og andre regulatoriske myndigheters side i jurisdiksjoner hvor Statoil driver virksomhet, eller mulige nye eller videreførte tiltak fra medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) og/eller andre produsentland som påvirker prisnivåer og volumer, raffineringsmarginer, kostnader til oljefelt-service, forsyninger og utstyr, konkurranse om letemuligheter og operatøransvar samt deregulering av naturgassmarkedene, som alle sammen kan medføre betydelige endringer i eksisterende markedsstrukturer og det totale nivået av og volatiliteten i priser og prisdifferensialer.

Tabellen under viser årlige gjennomsnittlige Brent Blend råoljepriser, gjennomsnittlige salgspriser for naturgass, referanseraffineringsmarginer og vekslingskurs USD/NOK for 2016, 2015 og 2014.

For regnskapsåret	2016	2015	2014
Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD per fat)	43,7	52,4	98,9
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (USD/mmBtu)	5,2	7,1	9,5
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	4,8	8,0	4,7
USD/NOK gjennomsnittlig daglig valutakurs	8,4	8,1	6,3

Estimert effekt på resultatene 2017 (milliarder USD)



Sensitivitetsanalysen viser den estimerte 12 måneders effekten på driftsresultat og resultat som følge av endringer i parameterene. Sensitivitetene har ikke samme sannsynlighet.

Illustrasjonen over viser den indikative årlige effekten som helhet for finansresultatet for 2017 gitt visse endringer i råoljepris, kontraktspriser for naturgass og valutakursen USD/NOK. Den estimerte prissensitiviteten for Statoils finansresultater for hver av faktorene er anslått ut fra forutsetningen om at alle andre faktorer er uendret. De estimerte indikative effektene av de negative endringene i disse faktorene antas ikke å være vesentlig asymmetriske i forhold til effektene som vises i illustrasjonen.

Vesentlige nedjusteringer av Statoils råvareprisforutsetninger vil medføre nedskrivningstap på visse produksjons- og utbyggingsfelt i porteføljen. Se note 10 Varige driftsmidler og note 11 Immaterielle eiendeler til konsernregnskapet for sensitivitetsanalyse knyttet til nedskrivningstap.

Statoil vurderer jevnlig prissikringsmuligheter for olje og gass som et verktøy for finansiell styrke og fleksibilitet.

Valutasvingninger kan ha en betydelig innvirkning på driftsresultatene. Statoils inntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig benevnt i eller drevet av USD, mens en stor del av driftsutgiftene, investeringene og inntektsskatten påløper i norske kroner. Statoil søker å håndtere denne valutaskjevheten ved å utstede eller bytte langsiktig finansiell gjeld i USD. Denne langsiktige finansieringspolitikken er en integrert del av vårt totale risikostyringsprogram. Statoil driver også valutaforvaltning for å dekke behov utover USD, i hovedsak i norske kroner. Generelt vil en økning i dollarkursen i forhold til norske kroner gi en økning i Statoils rapporterte inntekter.

Historisk har Statoils inntekter i stor grad kommet fra utvinning av olje og naturgass på norsk sokkel. Norge krever 78 % marginalskatt på inntekter fra olje- og naturgassvirksomhet til havs (en symmetrisk skatteordning). For nærmere informasjon se Beskatning av Statoil i kapittel 2.7 Konsernforhold.

Statoils inntektsvolatilitet modereres som følge av den betydelige andelen av selskapets norske offshoreinntekter som skattlegges med 78 % i lønnsomme perioder, og den betydelige skattefordelen av selskapets norske offshorevirksomhet i eventuelle perioder med tap. Skattegrunnlaget er 3 % av mottatt utbytte, som beskattes etter vanlig inntektsskattesats (reduert fra 25 % i 2016 til 24 % i 2017). Utbytte fra norske selskaper og lignende selskaper i EØS for skatteformål, der mottaker har mer enn 90 % av aksjene og stemmene, er unntatt fra beskatning i sin helhet. Utbytte fra selskaper hjemmehørende i EØS som ikke ligner norske selskaper, selskaper i lavskattland og porteføljeinvesteringer utenfor EØS vil under visse omstendigheter være gjenstand for den vanlige inntektsskattesatsen (som ble redusert fra 25 % i 2016 til 24 % i 2017) basert på hele det mottatte beløpet.

Styring av finansiell risiko

Statoils forretningsvirksomhet eksponerer naturligvis konsernet for finansiell risiko. Konsernets tilnærming til risikostyring går blant annet ut på å identifisere, evaluere og styre risiko i forbindelse med alle aktiviteter ved å benytte en «top-down»-tilnærming for å unngå suboptimalisering og anvende observerte korrelasjoner i et konsernperspektiv. Dersom man summerer de ulike markedsrisikoene uten å ta med korrelasjonene, vil Statoils totale markedsrisiko bli overvurdert. Derfor benytter Statoil korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, for eksempel prisene på olje og naturgass, produktpriser, valutakurser og rentesatser, for å vurdere den totale markedsrisikoen. Denne fremgangsmåten reduserer også antallet unødvendige transaksjoner, noe som reduserer transaksjonskostnadene og hindrer suboptimalisering.

For å oppnå disse effektene har Statoil sentraliserte handelsmandater (finansielle posisjoner inntatt for å oppnå finansiell gevinst, i tillegg til etablerte retningslinjer) slik at alle store/strategiske transaksjoner koordineres gjennom risikostyringsutvalget. De lokale handelsmandatene er derfor ganske beskjedne.

Statoils virksomhet eksponerer selskapet for følgende finansielle risikoer: markedsrisikoer (herunder råvarepriserisiko, renterisiko og valutarisiko), likviditetsrisiko og kredittisiko. For nærmere informasjon om styring av finansiell risiko se note 5 Finansiell risikostyring i konsernregnskapet.

Rapportering vedrørende markedsrisiko

Statoil bruker finansielle instrumenter til å styre råvarepriserisiko, renterisiko, valutarisiko og likviditetsrisiko. Betydelige aktiva- og gjeldsbeløp rapporteres som finansielle instrumenter.

Se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimaling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet for informasjon om slike posisjoners karakter og omfang, og for kvalitativ og kvantitativ rapportering av risikoene forbundet med disse instrumentene.

2.11 SIKKERHET, SIKRING OG BÆREKRAFT

Sikkerhet og sikring

Sikkerhets- og sikringsrisiko er spesielt relevant for olje- og gassindustrien, siden kjerneaktivitetene våre involverer risiko for ulykker og hendelser. Vi jobber med brennbare hydrokarboner under høyt trykk, ofte i krevende miljøer og i høyden eller på store dyb. Oljeutslipp er et stort risikomoment som vi må kunne håndtere i olje- og gassoperasjoner både offshore og på land. For å gjøre dette har vi opprettet et globalt responssystem for oljeutslipp som inkluderer samarbeid med andre selskaper i bransjen og nasjonale og lokale deler av samfunnet.

Vi fokuserer på å identifisere sikkerhets- og sikringsrisiko og på å ha prosedyrer og arbeidsprosesser for å kontrollere dem. Vårt mål er å være bransjeledende på å sørge for sikker drift som beskytter de ansatte, miljøet, lokalsamfunnene vi samarbeider med, og virksomhetene våre.

Statoil opplevde to dødsulykker i 2016. Den ene var en helikopterulykke ved Turøy i Norge i april, der 13 personer omkom under flyvning fra Gullfaks B-plattformen i Nordsjøen. I mai omkom én person i en ulykke under arbeid med byggingen av en Statoil-rigg ved Samsung-verftet i Geoje i Sør-Korea.

Vi opplevde også flere alvorlige hendelser i 2016, hvorav to kunne blitt store ulykker. Ved Sture-terminalen (Norge) ble fem personer utsatt for H₂S-gass (hydrogensulfid) i oktober under arbeid på et renseanlegg for oljeholdig vann i terminalområdet. Alle de berørte medarbeiderne har senere blitt friske etter ulykken. Statoil implementerte øyeblikkelige tiltak for å avverge dette problemet ved alle Statoils landanlegg hvor H₂S kan utgjøre en risiko.

I oktober opplevde vi også komplikasjoner under arbeid med å fjerne produksjonsstrengen fra en brønn på boreriggen Songa Endurance på Trollfeltet (Norge). Det var ingen personskader, men gassholdig boreslagg ble sluppet ut. Prosedyrene for å sikre brønnbarrierer har blitt styrket.

Alle alvorlige ulykker granskes for å avdekke årsakene og kartlegge lærdom for å styrke sikkerheten i fremtiden. Vi bruker frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) som en nøkkelindikator for å måle sikkerhetsresultater.

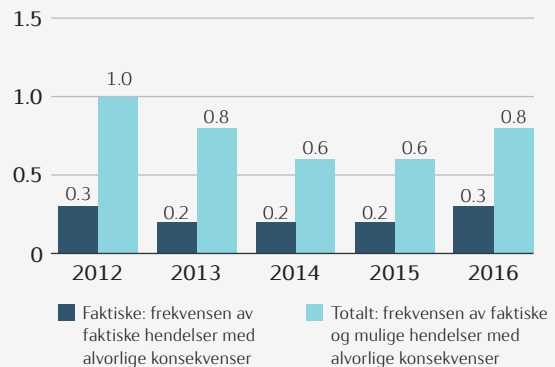
Den totale SIF-frekvensen, inkludert både faktiske og potensielle ulykker, økte med 0,8 hendelser per million arbeidstimer i 2016, sammenlignet med 0,6 i 2014 og 2015.

Personskade-frekvensen per million arbeidstimer (TRIF) var 2,9 i 2016, sammenlignet med 2,7 i 2015.

Forverringen av sikkerheten i 2016 kommer i kjølvannet av et tiår med en solid positiv utvikling.

Statoil har implementert et program for forbedring av sikkerheten for å ta tak i denne utviklingen. Hovedelementene i programmet er risikostyring, sikkerhetsveiledning og trening, sikkert samarbeid med leverandører, sikkerhetsledelse og involvering av hele organisasjonen.

Totale og faktiske alvorlige hendelser
(antall pr million arbeidstimer)



Det totale antallet alvorlige olje- og gasslekkasjer (over 0,1 kg per sekund) var 18 i 2016, en nedgang fra 21 i 2015. Å forebygge olje- og gasslekkasjer er viktig for å unngå storulykker.

I løpet av de siste fem årene har vi redusert antall oljeutslipp per år betydelig. Fra 2015 til 2016 hadde vi en reduksjon fra 172 til 148 utslipp, men det totale volumet med oljeutslipp økte fra 31 m³ i 2015 til 61 m³ i 2016. De største oljeutslippene i 2016 var i Norge. Tallet inkluderer et utslipp på 35 m³ fra Mongstad-raffineriet, som skyldtes korrosjon i et rør og et utslipp på 7 m³ fra en lekkasje i en eksportørledning fra Troll B.

Sikkerhet er et viktig aspekt i energiindustrien. Vi vurderer sikkerhet og risiko fortløpende, slik at risikoen kan håndteres effektivt og forholdsmessig. Terroristangrepet ved Krechba-anlegget i Algerie i mars synliggjorde sikkerhetssituasjonen i Nord-Afrika. Dette var den mest alvorlige sikkerhetshendelsen for Statoil i 2016. I 2016 fortsatte vi forbedringsprogrammet vårt i tråd med veikartet vårt for å styrke sikkerhetskulturen og resultatene mot 2020 med fokus på områder som kompetanse og bevisstgjøring i arbeidet med leverandører og forbedring av etterlevelse.

Helse og arbeidsmiljø

Statoil er forpliktet til å ha et sunt arbeidsmiljø for sine ansatte. Vi arbeider systematisk med å utforme og forbedre arbeidsforholdene for å unngå arbeidsulykker, arbeidsrelaterte sykdommer og sykefravær på grunn av både fysiske og psykososiale risikofaktorer. Vi bruker en forebyggende psykososial risikoinndikator til å følge risikofaktorer for helse og arbeidsmiljø, foruten den arbeidsrelaterte sykefrekvensindikatoren.

De vesentligste risikofaktorene forbundet med arbeidsmiljøet er støy, ergonomi, kjemisk risiko og psykososiale forhold. I 2016 fortsatte Statoil å finansiere forskning på kontroll av støy- og kjemikalieeksponering og forskning på behandling av slag under evakuering fra offshorefasiliteter.

Sykefraværet hadde en liten økning fra 4,1 % i 2015 til 4,3 % i 2016.

Klimaendringer

Statoil støtter målet om å begrense den gjennomsnittlige globale temperaturstigningen til godt under to grader sammenlignet med

nivåene fra førindustriell tid innen 2100. Ambisjonen vår som selskap er å utvikle virksomheten i tråd med Paris-avtalen fra desember 2015.

Statoils tilnærming til klimaendringer, som angitt i vårt klimaveikart omfatter:

- utvikle en olje og gas portefølje med høy verdiskapning og lave karbonutslipp
- etablere en betydelig industriell posisjon innen fornybare energiløsninger
- ansvar og samarbeid.

Klimaendringer er en sammensatt vitenskap som krever samarbeid globalt og mellom sektorer. Vi er forpliktet til å jobbe med leverandører, kunder, myndigheter og andre selskaper for å finne innovative og kommersielt levedyktige måter å redusere utslippene i olje- og gassverdiskjeden på. For å løfte den teknologiske utviklingen videreførte vi for eksempel FoU-samarbeidet vårt med GE i hele 2016. I november 2016 lanserte vi et klimaforskningssamarbeid på 1 milliard USD i samarbeid med andre globale energiselskaper gjennom OGCI-initiativet (Oil and Gas Climate Initiative). Og gjennom deltakelsen vår i OGMP-samarbeidet (Climate and Clean Air Coalition's Oil and Gas Methane Partnership) kunngjorde vi innsatsen vår for å løse problemene med metanutslipp og rapportere om årlig fremdrift.

Vi samarbeider med myndigheter og organisasjoner for å støtte klima- og energitiltak som oppfordrer til å bytte fra kull til gass, vekst i fornybar energi, bruk av CCUS (Carbon Capture Usage and Storage), og andre lavkarbonløsninger, effektiv produksjon, distribusjon og bruk av energi på verdensbasis. Vi samarbeider også med andre globale energiselskaper gjennom OGCI for å bidra til å forme bransjens klimatiltak. Gjennom verdensbankens CPLC (Carbon Pricing Leadership Coalition) og medlemskapet vårt i IETA (International Emission Trading Association) fortsatte vi å være en forkjemper for karbonprising i 2016. Gjennom medlemskapet vårt i OGCI og WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) viste vi fortsatt støtte for ambisjonene i Paris-avtalen. Statoil støtter Verdensbankens Global Gas Flaring Reduction Partnership og har forpliktet oss til å bidra til å stoppe rutinemessig fakling innen 2030 gjennom Verdensbankens initiativ Zero Routine Flaring by 2030.

Konsernledelsen og styret tar stilling til forretningsrisiko og muligheter relatert til klimaendringer, inkludert markedsrisiko, juridisk risiko og fysiske risikofaktorer. Vi benytter verktøy som intern karbonprising, scenarieplanlegging og stresstesting av prosjekter mot forskjellige olje- og gassprisforutsetninger. Statoil vurderer jevnlig hvordan utviklingen av teknologi og endringer i forskrifter, deriblant innføring av strenge klimakrav, kan påvirke oljeprisen, og vurderer hvordan dette kan påvirke kostnaden ved å utvikle nye olje- og gassressurser og etterspørselen etter olje og gass.

Som en respons på forventninger fra våre interessenter, stresstester vi prosjektporteføljen vår mot Det internasjonale energibyrå (IEA) og våre egne energiscenarier, inkludert ulike prisantakelser for olje, gass og karbon. Både Statoils og IEAs prisantakelser kan avvike fra faktiske olje-, gass- og karbonpriser. Det kan derfor ikke garanteres at analysen er en pålitelig indikator for klimaendringenes faktiske, fremtidige betydning for Statoil.

Statoils innsats for å redusere direkte klimagassutslipp omfatter å forbedre energieffektiviteten, redusere metanutslippene, eliminere rutinemessig fakling og oppskalere karbonfangst, -bruk og -lagring (CCUS).

Et av de forholdene som har bidratt mest til å redusere CO₂-utslippene våre i 2016, har vært arbeidet med å redusere fakling ved vårt Bakken anlegg i USA. Dette bidro med ca. 100 000 tonn til den totale utslippsreduksjonen. Forbedring av energieffektiviteten ved landanleggene våre i Norge og Kalundborg-raffineriet i Danmark ga en ytterligere CO₂-reduksjon på 100 000 tonn i 2016.

For offshoreanleggene våre i Norge satte vi et mål i 2008 på en energieffektivisering tilsvarende CO₂-utslipp på 800 000 tonn (Konkraft-målet) innen 2020. Dette oppnådde vi allerede i 2015, gjennom implementering av energieffektiviseringstiltak. Vi har hevet målet til totalt 1,2 millioner tonn CO₂-utslipp for perioden 2008 til 2020.

Den Statoil-opererte produksjonen falt fra 1,073 millioner boe i 2015 til 1,030 millioner boe i 2016¹. De tilknyttede drivhusgassutslippene (såkalte kategori 2-utslipp) falt fra 16,3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2015 til 15,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2016. Drivhusgassutslippene omfatter CO₂ og metan (CH₄), der CO₂ utgjør den største andelen (14,8 millioner tonn i 2016, sammenlignet med 15,4 tonn i 2015). Utslipp av metan (CH₄) sank fra 36,3 tusen tonn i 2015 til 24,2 tusen tonn i 2016.

Reduksjonen av CO₂-utslipp i 2016, sammenlignet med 2015, var resultatet av tiltak for utslippsreduksjoner, redusert leteaktivitet og driftsavbrudd tilknyttet aktiviteter på norsk kontinentalsokkel og raffinering på land, samt gassprosesseringsanlegg i Norge og Danmark. Reduksjonen på 33 % i metanutslipp i 2016, sammenlignet med 2015, kan i stor grad tilskrives endring av metode for beregning av lekkasjeutslipp for anlegg på norsk kontinentalsokkel og oppdaterte målinger av lekkasjeutslipp for olje- og gassprosesseringsanlegg.

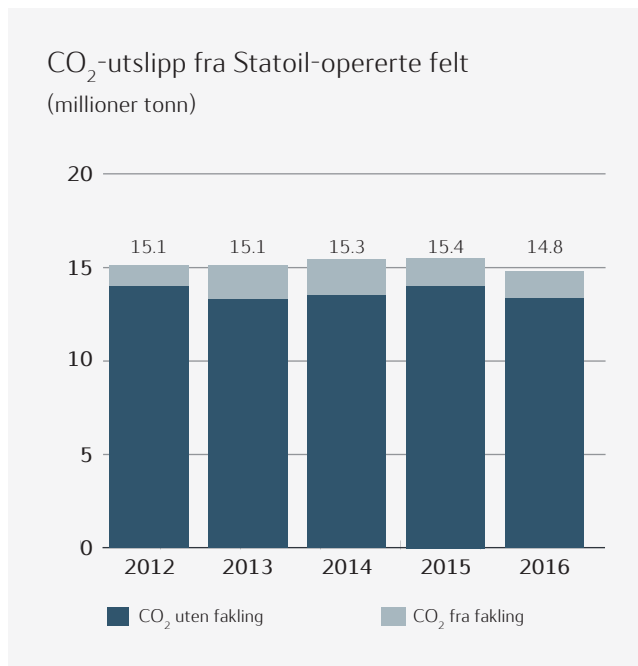
I 2016, introduserte vi et mål for karbonintensitet på 8 kg CO₂ pr fat oljeequivalenter for vår oppstrøms utvikling og produksjonsaktivitet. Dette kommer i tillegg til målet for karbonintensitet, etablert i 2015, på 9 kg CO₂ pr fat oljeequivalenter. Disse målene baserer seg på produksjons- og utslippsprognoser for hvert forretningsområde. Det er betydelig usikkerhet i våre mål fordi de relaterer seg til fremtidige hendelser og omstendigheter. Endringer i vår portefølje og produksjon kan også påvirke resultatet for et bestemt år.

Oppstrøms karbonintensitet ble opprettet som en styringsindikator på konsernnivå i 2016. Det ble inkludert i konsernsjefens resultatvurdering. Statoils oppstrøms karbonintensitet i 2016 var på 10 kg CO₂ pr boe – mindre enn 60 % av bransjegjennomsnittet på 17 kg som målt av International Association of Oil and Gas Producers (Environmental Performance Indicators, data fra 2015).

Statoils operasjoner i Europa er avhengig av utslippstillatelser i henhold til EUs kvotehandelssystem. Statoils norske virksomhet er underlagt både CO₂-avgift fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel og EUs kvotehandelssystem. I 2016 betalte Statoil rundt 496

¹ Klima og miljøresultater gir oversikt over den totale Statoil produksjonen (dvs. det reflekterer der vi har operasjonell kontroll og ikke kun eierandel), unntatt for kategori 3-utslipp

millioner USD i CO₂-avgift og -kvoter, sammenlignet med 476 millioner USD i 2015.



Vekstmuligheter for Statoil innenfor fornybar energi og nye energiløsninger omfatter både kommersielle investeringer og forskning og utvikling (FoU). Til dags dato har Statoil investert 2,3 milliarder USD i offshore vindmølleprosjekter og jobber med fangst, bruk og lagring. I 2016 gikk ca. 17 % (52,4 millioner USD) av Statoils totale utgifter til forskning og utvikling til energieffektivisering, karbonfangst og fornybar energi.

Miljøkonsekvenser og ressurseffektivitet

Statoil er forpliktet til å sørge for effektiv ressursutnyttelse og ansvarlig håndtering av avfall, utslipp til luft og konsekvenser for økosystemer. Dette reduserer påvirkningen på lokalmiljøet og kan også spare oss for kostnader.

Ansvarlig vannforvaltning er viktig for Statoil. Samlet forbruk av ferskvann sank fra 14,5 millioner kubikkmeter i 2015 til 13,5 millioner kubikkmeter i 2016. Den viktigste faktoren for denne reduksjonen av vannforbruk var hydraulisk frakturering i færre brønner, sammenlignet med 2015, i utvinning fra skifer og tette bergarter på land. Vi jobber aktivt med å forbedre vanneffektiviteten i vår landbaserte virksomhet i Nord-Amerika ved hjelp av tiltak som resirkulering av vann og bruk av brakkvann i stedet for ferskvann.

Utslipp av nitrogenoksid var på 39 tusen tonn i 2016, ned fra 42 tusen tonn i 2015. Utslipp av svoveloksid var på 1,8 tusen tonn, ned fra 2,5 tusen tonn i 2015. Samlede utslipp av flyktige, organiske stoffer som ikke er metan, var på 49 tusen tonn i 2016, ned fra 60 tusen tonn i 2015.

Statoil er opptatt av å verdsette og beskytte det biologiske mangfoldet og økosystemer. Vi følger føre-var-prinsipper for å minimere mulige negative konsekvenser av selskapets aktiviteter. Statoil støtter forskningsprogrammer som skal øke forståelsen av økosystemer og biologisk mangfold, og samarbeider med andre selskaper i bransjen om å dele kunnskap og utvikle verktøy for forvaltning av biologisk mangfold. I tillegg samarbeider Statoil med

sine leverandører om å begrense invaderende arter i havet og redusere risikoen forbundet med utilsiktede oljeutslipp i forbindelse med sjøtransport.

I 2016 så vi en økning på 42 % i volumet av farlig avfall, fra 309 tusen tonn i 2015 til 438 tusen tonn i 2016. Den viktige faktoren bak denne volumøkningen var boring og oppstart av brønner på norsk kontinentalsokkel på steder uten renseutstyr for forurenset vann. Ubehandlet forurenset vann ble derfor sendt til land for rensing.

I 2016 endret vi definisjonene vi bruker for rapportering om gjenvinning av farlig avfall. Behandlet kontaminert vann var tidligere ikke inkludert i kategoriseringen vår av gjenvunnet farlig avfall. Fra 2016 vil behandlet kontaminert vann inkluderes i beregningene våre for gjenvinning av farlig avfall. Begrunnelsen for denne endringen er en harmonisering med måten andre selskaper og leverandører som håndterer avfallet vårt, rapporterer på. Den understreker også selskapets arbeid for å behandle farlig avfall. Innvirkningen på gjenvinningsprosenten vår er betydelig, med en økning fra 16 % i 2015 til 84 % i 2016.

For operasjoner på land i USA er vann til borekaks og produsert og anvendt vann unntatt fra bestemmelsene for farlig avfall. Som en konsekvens er slikt avfall ikke inkludert i tallene for produksjon av farlig avfall eller gjenvinning. For operasjoner på land i USA i 2016 ble det sendt 81 tusen tonn borekaks og fast avfall til avfallsdeponier, og 4,3 millioner kubikkmeter produsert og anvendt vann ble dyprønns deponert.

I 2016 var volumet av ikke-farlig avfall produsert ved alle Statoil-opererte anlegg på 50 tusen tonn, og gjenvinningsprosenten var på 56 % i 2016, sammenlignet med 63 % i 2015. Ordinære utslipp av olje til vann var 14 tusen tonn i 2016, det samme som i 2015.

Arbeid med leverandører

Statoil har forpliktet seg til å bruke leverandører som hele tiden arbeider i samsvar med våre verdier, og som holder en høy standard innen sikkerhet, sikring og bærekraft. Disse aspektene er integrert i alle faser av innkjøpsprosessen. Potensielle leverandører må oppfylle Statoils minimumskrav for å kunne kvalifisere seg som leverandører, inkludert kriterier om sikkerhet, sikring og bærekraft.

Statoil forventer at leverandørene skal operere i samsvar med gjeldende lover, respektere internasjonale anerkjente menneskerettigheter og overholde etiske standarder som er i tråd med våre etiske krav, når de jobber for Statoil. Potensielle leverandører av kontrakter med en verdi på over 800 tusen USD må undertegne Statoils leverandørerklæring, som fastsetter minstekrav til etikk, korrupsjonsbekjempelse, miljø, helse, sikkerhet, respekt for menneskerettigheter, og som forplikter dem til å fremme disse prinsippene til sine egne leverandører. I tillegg kontrolleres potensielle leverandører med hensyn til integritetsrisiko i henhold til våre prosedyrer for vurdering av slik risiko (due diligence prosessen).

Menneskerettigheter

Statoil forsøker å drive sin virksomhet på en måte som er forenlig med FNs veiledende prinsipper for næringsliv og menneskerettigheter, FNs ti Global Compact-prinsipper og de frivillige prinsippene om sikkerhet og menneskerettigheter. Statoil er forpliktet til å respektere internasjonalt anerkjente menneskerettigheter som fastsatt i verdenserklæringen om menneskerettighetene, den internasjonale arbeidsorganisasjonen

ILOs erklæring om grunnleggende prinsipper og rettigheter i arbeidslivet fra 1998, og gjeldende standarder i humanitær folkerett.

Arbeidstakerrettigheter og arbeidsforhold for medarbeidere og leverandører, menneskerettigheter for det enkelt individ i samfunnet og i forbindelse med sikkerhetstiltak, er de tre brede fokusområdene for menneskerettigheter innenfor Statoils aktiviteter.

Menneskerettighetsaspekter er integrert i relevante interne forvaltningsprosesser, verktøy og opplæring. Vi benytter en risikobasert metode til å vurdere pågående aktiviteter, forretningsrelasjoner og nye forretningsmuligheter for potensielle konsekvenser og aspekter når det gjelder menneskerettigheter. I 2016 forbedret vi praksisen for kartlegging og kontroll av leverandører.

I 2016 fokuserte Statoil på å styrke våre prosesser for å ivareta menneskerettigheter i forsyningskjeden og å øke bevisstheten gjennom opplæring. Vi styrket prosedyrene våre for kartlegging og kontroll av menneskerettigheter og gjennomførte 65 leverandørkontroller i 21 land i 2016. Mer enn 800 medarbeidere i forsyningskjeden deltok i klasseundervisning om menneskerettigheter.

I 2016 fulgte styringskomiteen for menneskerettigheter (HRSC), som ble opprettet i 2015 for å føre tilsyn med utviklingen og implementeringen av Statoils retningslinjer for menneskerettigheter, det pågående implementeringsarbeidet tett og ga veiledning om menneskerettigheter i forbindelse med rapporteringskravene.

Statoil anerkjenner at tiltak på konsernnivå for å respektere menneskerettigheter krever kontinuerlig opplæring og bevisstgjøring for å etablere god praksis i hele organisasjonen. For å oppnå dette ble ekstra opplæringsmateriell om menneskerettigheter, inkludert et e-læringsprogram, utviklet i 2016. Siden lanseringen har over 3000 ansatte og innleid personell registrert seg for e-læringskurset.

Situasjonen i områder der Statoil har virksomhet, er slik at vi er nødt til å engasjere sikringstjenester for å trygge Statoils medarbeidere og eiendom. Særlig fokus er nødvendig for å sikre respekt for menneskerettighetene i jurisdiksjoner der sikringstjenestene ikke er godt regulert eller sikringspersonell ikke har fått nok opplæring. Statoil følger internasjonale standarder for god praksis innenfor sikring og menneskerettigheter. Statoils forpliktelse til de frivillige prinsippene om sikring og menneskerettigheter gjenspeiles i våre retningslinjer og prosedyrer for risikoanalyse, implementering, opplæring og oppfølging av private og offentlige sikkerhetsleverandører.

Åpenhet, etikk og antikorrupsjon

Åpenhet er en av hjørnesteinene i god eierstyring og selskapsledelse. Det er en integrert del av selskapets verdigrunnlag. Åpenhet lar bedriftene vokse i et forutsigbart og konkurransedrevet miljø, og lar samfunnet stille myndigheter og bedrifter til ansvar. Statoil støtter og fremmer effektiv, åpen og ansvarlig forvaltning av ressurser fra utvinningsindustrien.

Statoil støtter og engasjerer seg i globale initiativer for åpenhet som EITI (Extractive Industries Transparency Initiative), FNs Global Compact arbeidsgruppe for anti-korrupsjon og Verdens økonomiske forums PACI (Partnering Against Corruption Initiative). Statoil var et av de første av de store olje- og gasselskapene som frivillig begynte å oppgi informasjon om betalinger til myndigheter i de landene vi har

virksomhet. Rapporten vår om utbetaling til myndigheter for 2016 oppgir betalinger per prosjekt for utvinningsaktiviteter, i samsvar med de lovpålagte kravene i Norge.

Statoil mener at ansvarlig og etisk atferd er en forutsetning for en bærekraftig virksomhet. Statoils etiske retningslinjer (Code of Conduct) forbyr alle former for korrupsjon, inkludert tilretteleggingsbetaling. Statoil har et solid antikorrupsjonsprogram for hele selskapet som sikrer at vår nulltoleranse for korrupsjon blir gjennomført. Dette omfatter obligatoriske prosedyrer som er i samsvar med gjeldende lover og forskrifter. Et globalt nettverk av Compliance officers, har et spesielt ansvar for å sikre at etikk- og antikorrupsjonshensyn alltid blir ivarettatt i Statoils forretningsvirksomhet, uavhengig av hvor aktiviteten finner sted.

Statoils etiske retningslinjene er basert på Statoils verdier og viser at vi er opptatt av høy etisk standard på våre forretningsaktiviteter. De etiske retningslinjene beskriver Statoils krav til forretningspraksis på områder som antikorrupsjon, rettferdig konkurranse, menneskerettigheter og et ikke-diskriminerende arbeidsmiljø med like muligheter. De gjelder for Statoils ansatte, styremedlemmer og innleid personell.

Statoil ønsker å samarbeide med andre som deler selskapets engasjement for etikk og regeletterlevelse og som har etablert etiske retningslinjer i samsvar med Statoil sine. Før vi går inn i et nytt forretningsforhold eller forlenger et eksisterende forhold, må forholdet tilfredsstille kravene i due diligence-prosessen. Statoil har en prosess for å etablere inngående kunnskap om våre leverandører, partnere og markeder der vi har aktiviteter. Våre vurderinger er risiko basert og gjør oss i stand til å fokusere innsatsen på områder der vi ser utfordringer. I interessentskap og partnerskap som ikke kontrolleres av Statoil, arbeider Statoil for å oppfordre til at det blir vedtatt retningslinjer og prosedyrer for etikk og antikorrupsjon i samsvar med selskapets standarder.

Alle ansatte må hvert år bekrefte at de forstår og vil følge de etiske retningslinjene. Formålet med denne bekreftelsen er å minne vedkommende om plikten til å følge Statoils verdier og etiske krav. For alle som arbeider for Statoil, men ikke følger retningslinjene, setter vi i verk disiplinærtiltak. Dette kan innebære kontraktsoppsigelse.

Ifølge de etiske retningslinjene skal mulig brudd på våre etiske retningslinjer eller annen mistenkelig atferd innrapporteres. Det kan innrapporteres bekymringsmeldinger gjennom interne kanaler eller gjennom den offentlig tilgjengelige etikkhjelpelinjen for anonym varsling. Hvor mange og hva slags saker som kommer fra hjelpelinjen, meldes kvartalsvis til styret. Vi mottok 51 saker gjennom denne hjelpelinjen i 2016.

Andre relevante rapporter

Du finner mer informasjon om Statoils retningslinjer og praksis rundt sikkerhet, sikring og bærekraftighet på selskapets nettsider. Informasjon om våre aktiviteter, planer og resultater i 2016 er tilgjengelig i Statoil ASAs bærekraftsrapport for 2016, som er utarbeidet i tråd med det globale rapporteringsinitiativet G4. Denne rapporten er også tilgjengelig på selskapets hjemmeside: www.statoil.com.

2.12 VÅRE MEDARBEIDERE

I Statoil arbeider organisasjonen og den enkelte medarbeider sammen for å forme energiframtiden. Vi bidrar alle med kompetanse og personlig engasjement til at Statoil skal nå sin visjon.

Statoil ønsker å tilby utfordrende og meningsfulle jobbmuligheter som gjør at vi kan rekruttere og beholde rett personer. Gjennom vårt engasjement, kreativitet og samarbeid ønsker vi å bygge et bedre Statoil for morgendagen. Vi har forpliktet oss til å skape et inspirerende, omsorgsfullt arbeidsmiljø, der vi fremmer mangfold og like muligheter for alle ansatte.

Samtidig fortsetter selskapet, i lys av dagens økonomiske situasjon, å fokusere på effektivitet. Vi ønsker å gjøre dette på en måte som viser respekt og omtanke for de berørte. Spesielt involverer vi våre ansatte i effektiviseringstiltak. Ansatte har vist et sterkt engasjement i denne prosessen, noe som også bekreftes av den høye scoren for

engasjement på 4,6 (der 6 er høyest) i den årlige organisasjons- og arbeidsmiljøundersøkelsen (GPS) for 2016.

Læring og utvikling er grunnleggende i Statoil. Vi oppmuntrer våre ansatte til å ta ansvar for egen læring og utvikling, kontinuerlig bygge ny kompetanse og dele kunnskap. Vårt konserndekkende universitet er plattformen vår for læring. Det tilrettelegger for å bygge opp kompetansen vi trenger for å levere på strategien vår, kontinuerlig forbedre oss, og være ledende innen utvikling av ledelse og teknologi. People@Statoil er vår felles prosess for personalutvikling, innplassering, ytelse og belønning. Det er en integrert del av vår prestasjonsstyring og gjelder alle ansatte.

ANSATTE I STATOIL

Statoil-konsernet har ca. 20.500 ansatte. Av dette er omkring 18.000 ansatt i Norge, og ca. 2.500 utenfor Norge.

Fast ansatte og prosentdel kvinner i Statoilkonsernet	Antall ansatte				Kvinner	
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Norge	18.034	18.977	19.670	30%	30%	30%
Resten av Europa	838	855	909	28%	29%	31%
Afrika	78	98	117	36%	35%	34%
Asia	73	97	135	59%	36%	52%
Nord-Amerika	1.230	1.265	1.375	35%	35%	34%
Sør-Amerika	286	289	310	37%	38%	40%
Totalt	20.539	21.581	22.516	31%	30%	31%
Ikke-OECD	541	590	677	40%	40%	40%

Samlet bemanning etter region, ansettelsesforhold og nyansatte i Statoil-konsernet i 2016

Geografisk område	Fast ansatte	Konsulenter	Total arbeidskraft ¹⁾		Deltidsansatte (%)	Nyansatte
				Konsulenter (%)		
Norge	18.034	321	18.355	2%	3%	81
Resten av Europa	838	82	920	9%	2%	66
Afrika	78	3	81	4%	NA	6
Asia	73	2	75	3%	NA	2
Nord-Amerika	1.230	94	1.324	7%	0%	89
Sør-Amerika	286	2	288	1%	2%	7
Totalt	20.539	504	21.043	2%	3%	251
Ikke-OECD	541	7	548	1%	NA	24

1) Leverandøransatte, definert som personell fra tredjepart som yter tjenester i vår virksomhet på land og til havs, er ikke medregnet. Disse er anslått til ca. 30.000 i 2016.

Statoil arbeider systematisk for å bygge opp en mangfoldig arbeidsstyrke ved å rekruttere, utvikle og holde på medarbeidere av begge kjønn, av forskjellige nasjonaliteter og i alle aldersgrupper på tvers av stillingstyper. I 2016 var 19 % av Statoils ansatte og 23 % av lederne av annen nasjonalitet enn norsk. Utenfor Norge ønsker Statoil å øke antall ansatte og ledere som rekrutteres lokalt og å redusere utstasjonering over lang tid i forretningsvirksomheten. I

2016 var 73 % av nyansatte i Statoil av annen nasjonalitet enn norsk, og 34 % var kvinner.

Vårt årlige inntak av lærlinger avspeiler vår langsiktige satsing på utdanning og opplæring av unge teknikere og operatører i olje- og gassindustrien. I 2016 fikk 132 nye studenter lærlingeplass, av disse var 45 kvinner. Totalt var antall lærlinger ved utgangen av året 271 (hvorav 81 var kvinner).

Andelen medarbeidere som sluttet i Statoil var 3,6 % i 2016. Ved utgangen av 2016 hadde Statoil-konsernet 20.539 fast ansatte og 3 % av arbeidsstyrken arbeidet deltid. I GPS, som fortsatt har en høy svarprosent på 84 %, rangerte våre ansatte generell trivsel på arbeidsplassen til 4,6. Dermed opprettholdes det høye nivået fra 2015.

Våre personaldata gjelder fast ansatte som er direkte ansatt i selskapet. Statoil definerer konsulenter som innleid personell som hovedsakelig arbeider ved våre kontorer. Midlertidig ansatte og leverandøransatte er ikke inkludert i tabellen som viser arbeidsstyrken. Leverandøransatte defineres som personell fra tredjepart som yter tjenester i vår virksomhet på land og til havs. Disse ble anslått til å utgjøre om lag 30.000 i 2016. Informasjonen om selskapets personalpolitikk gjelder Statoil ASA og datterselskapene.

Like muligheter

Vi arbeider for å bygge en arbeidsplass som fremmer mangfold og inkludering gjennom personalprosesser og -praksis. Betydningen av mangfold er uttrykkelig fastslått i våre verdier og etiske retningslinjer. Vårt mål er å skape like muligheter for alle, og vi tolererer ingen diskriminering eller trakassering av noe slag på arbeidsplassen. I 2016 fortsatte vi arbeidet med å øke antall kvinner i leder- og fagstillinger og utvikle bredere internasjonal erfaring blant våre ansatte. Resultatene fra organisasjons- og arbeidsmiljøundersøkelsen (GPS) i 2016 viser at ansatte er sterkt enig i at det er nulltoleranse for diskriminering og trakassering i Statoil. Resultatet for GPS i 2016 var 5,1 (der 6 er høyest). Vi opprettholdt dermed vårt høye resultat fra 2015.

I 2016 utgjorde kvinner 31% av arbeidsstyrken i Statoil. Andelen kvinner i Statoils styre er 50 % (67 % blant ansatterepresentanter og 43 % blant aksjonærvalgte medlemmer). I konsernledelsen har andelen kvinner økt fra fjorårets 18 % til 27 % i 2016. Vi fortsetter satsingen på å øke antall kvinnelige ledere gjennom våre utviklingsprogrammer, og i 2016 var andelen kvinner i lederstillinger 29 %, en økning på 1% fra 2015. Vi satser på å videreføre den positive utviklingen i 2017. Vi følger nøye med på mannsdominerte stillinger og fagområder, og i 2016 holdt andelen kvinnelige ingeniører seg stabil på 27 % i Statoil ASA.

Vi belønner våre ansatte på grunnlag av prestasjoner, der leveranse og atferd tillegges like stor vekt. Vårt belønningssystem er åpent og

ikke-diskriminerende og følger prinsippet om like muligheter. Gitt samme stillingsnivå, erfaring og prestasjoner, vil våre ansatte være på samme belønningsnivå basert på lokale markedsforhold. Dette gjenspeiler seg i lønnsforholdet mellom kvinner og menn på forskjellige nivåer, som fortsatt var på 98 % i gjennomsnitt for Statoil ASA, som utgjør 85 % av bemanningen vår.

Fagforeninger og representanter

Vi respekterer våre ansattes organisasjonsrett og dermed deres rett til å forhandle og samarbeide gjennom sine aktuelle representative organer. Måtene vi involverer våre ansatte og/eller deres representanter på i forretnings- og organisasjonsrelaterte saker kan variere etter lokal lovgivning og praksis på de ulike geografiske steder.

I Statoil ASA er 73 % av de ansatte i morselskapet medlemmer av en fagforening. Bedriftsutvalg og arbeidsmiljøutvalg er opprettet der hvor dette kreves etter lov eller avtale.

I Norge er det formelle grunnlaget for samarbeid med fagforeningene nedfelt i Hovedavtalene mellom Næringslivets Hovedorganisasjon (NHO) og tilsvarende hovedsammenslutning (fagforbund). Vi har lokale kollektive lønnsavtaler med fem fagforeninger i Statoil ASA.

Det europeiske samarbeidsutvalg (European Works Council) fortsetter å være et viktig forum for samarbeid mellom selskapet og våre europeiske ansatte.

Statoil fremmer gode ansatterelasjoner og samarbeidsforhold gjennom ulike nettverk og fora, blant annet IndustriALL Global Union (IndustriAll) og International Labour Organisation (ILO).

I 2016 forlenget vi det midlertidige samarbeidsforumet som var etablert i 2015 med fagforeninger og vernetjenesten i Norge spesielt for å sikre involvering i organisasjonseffektiviseringsprogrammet. Det er etablert felles rammer der vi stort sett har benyttet det interne stillingsmarkedet for å finne nye jobbmuligheter, samt tiltak som sluttvederlag og førtidspensjon.

Mer informasjon om Statoils medarbeidere finnes i Bærekraftsrapporten for 2016.

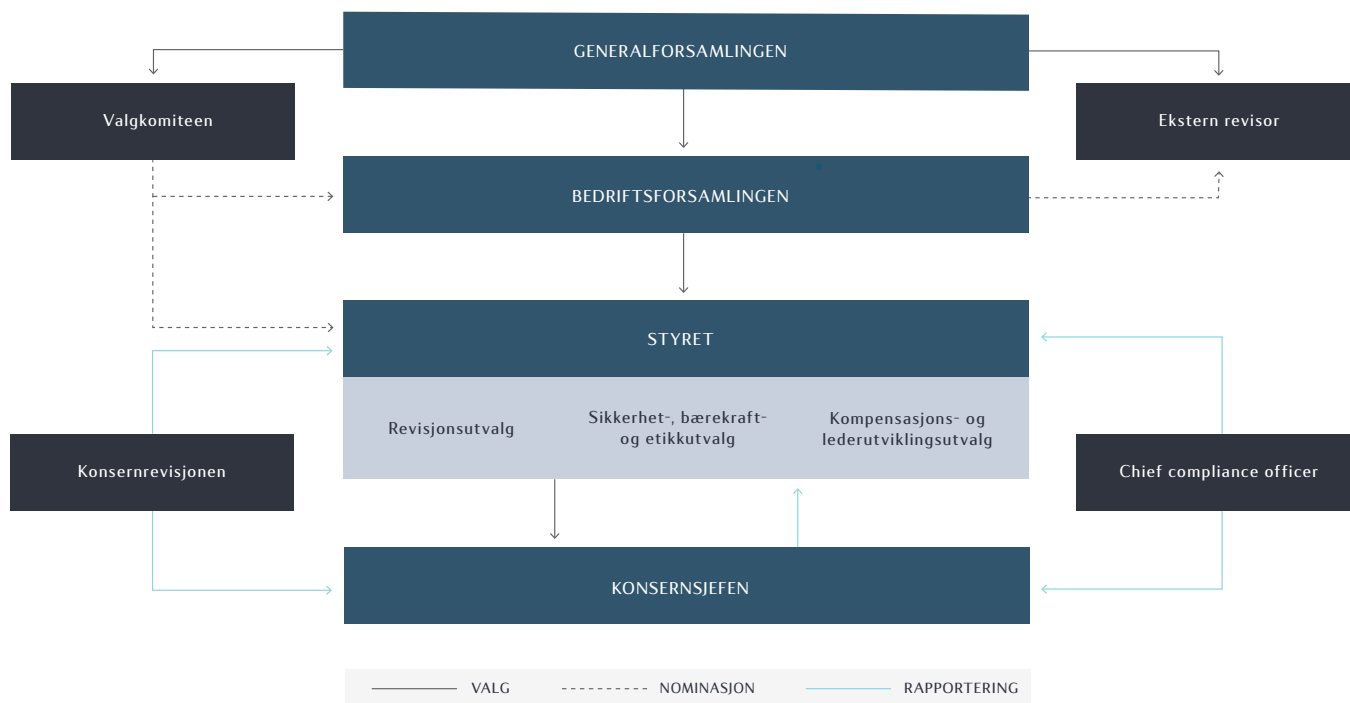
Eierstyring og selskapsledelse

Generalforsamlingen	88
Bedriftsforsamlingen	90
Styret	92
Konsernledelsen	97
Godtgjørelser	104



STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Nominasjon og valg i Statoil ASA



Statoils styre følger aktivt standarder for god eierstyring og selskapsledelse, og vil til enhver tid sikre at Statoil enten følger Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (Anbefalingen), eller forklarer eventuelle avvik fra denne. Eierstyring og selskapsledelse er gjenstand for jevnlig vurdering og diskusjon i styret, som også har behandlet teksten i dette kapittelet på et styremøte. Anbefalingen er tilgjengelig på nettsiden www.nues.no.

Anbefalingen er delt inn i 15 hovedtemaer og styrets redegjørelse dekker hvert av disse og forklarer hvordan Statoil følger Anbefalingen. Redegjørelsen beskriver grunnlaget og prinsippene for Statoils struktur for eierstyring og selskapsledelse. Mer detaljert faktainformasjon er tilgjengelig på våre nettsider, i årsrapporten vår på Form 20-F, og i bærekraftrapporten vår.

Informasjonen om eierstyring og selskapsledelse som kreves oppgitt i henhold til § 3-3b av regnskapsloven er oppgitt i redegjørelsen på følgende måte:

1. En angivelse av anbefalinger og regelverk om foretaksstyring som foretaket er omfattet av eller for øvrig velger å følge: Beskrevet i denne innledningen, og også i punkt 3.1 Implementering og rapportering.
2. Opplysninger om hvor anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1 er offentlig tilgjengelige: Beskrevet i denne innledningen.
3. En begrunnelse for eventuelle avvik fra anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1: Det er to avvik fra anbefalingen, ett i punkt 3.6 Generalforsamling og det andre i punkt 3.14 Overtakelse. Årsakene til disse avvikene er forklart under de respektive punktene i redegjørelsen.

4. En beskrivelse av hovedelementene i foretakets, og for regnskapspliktige som utarbeider konsernregnskap eventuelt også konsernets, systemer for internkontroll og risikostyring knyttet til regnskapsrapporteringsprosessen: Beskrevet i punkt 3.10 Risikostyring og internkontroll.
5. Vedtektsbestemmelser som helt eller delvis utvider eller fraviker bestemmelser i allmennaksjeloven kapittel 5: Beskrevet i punkt 3.6 Generalforsamling.
6. Sammensetningen til styre, bedriftsforsamling, representantskap og kontrollkomité, eventuelle arbeidsutvalg for disse organene, samt en beskrivelse av hovedelementene i gjeldende instruks og retningslinjer for organenes og eventuelle utvalgs arbeid: Beskrevet i punkt 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen og punkt 3.9 Styrets arbeid.
7. Vedtektsbestemmelser som regulerer oppnevning og utskiftning av styremedlemmer: Beskrevet i punkt 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen under undertittelen Styrets sammensetning.
8. Vedtektsbestemmelser og fullmakter som gir styret adgang til å beslutte at foretaket skal kjøpe tilbake eller utstede egne aksjer eller egenkapitalbevis: Beskrevet i punkt 3.3 Egenkapital og utbytte.

3.1 IMPLEMENTERING OG RAPPORTERING

Statoil ASA er et norsk børsnotert allmennaksjeselskap med hovednotering på Oslo Børs (Norge), og grunnlaget for Statoil-konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov. Våre aksjer er også notert på New York Stock Exchange (NYSE) og er underlagt kravene fra det amerikanske kredittsynet (US Securities and Exchange Commission, SEC).

Styret legger vekt på å opprettholde en høy standard for eierstyring og selskapsledelse tilsvarende norske og internasjonale standarder for beste praksis.

God eierstyring og selskapsledelse er en forutsetning for et solid og bærekraftig selskap, og vår eierstyring og selskapsledelse er bygget på åpenhet og likebehandling av våre aksjonærer. Selskapets styringssystem og kontrollrutiner bidrar til å sikre at vi driver vår virksomhet på en forsvarlig og lønnsom måte til fordel for våre ansatte, aksjonærer, samarbeidspartnere, kunder og samfunnet generelt. Vi vurderer til enhver tid gjeldende internasjonale standarder for beste praksis når det gjelder å utarbeide og utøve selskapets politikk, da vi mener det er en klar sammenheng mellom god eierstyring og selskapsledelse og det å skape aksjonærverdier.

I Statoil er måten vi skaper resultatene på like viktig som de resultatene vi skaper. Statoil-boken, som gjelder for alle ansatte, setter standarden for atferd, leveranser og ledelse.

Våre verdier er retningsgivende for atferden til alle ansatte i Statoil. Våre selskapsverdier er "modig", "åpen", "samarbeid" og "omtenksom". Både verdiene og vår etiske holdning blir ansett som en integrert del av vår forretningsvirksomhet, og våre etiske retningslinjer er nærmere beskrevet under avsnittet Risikostyring og internkontroll.

Vi sørger også for å styre den innvirkning våre aktiviteter har på mennesker, samfunn og miljø, i samsvar med selskapets konserndirektiver for helse, sikkerhet, sikring, menneskerettigheter, etikk og bærekraft, inkludert selskapets samfunnsansvar (CSR). Blant de områdene som dekkes av disse direktivene finner vi arbeidsstandarder, åpenhet og antikorrupsjon, bruk av lokal arbeidskraft og lokale anskaffelser, helse og sikkerhet, arbeidsmiljø, sikring og generelle miljømessige problemstillinger.

Selskapets system for eierstyring og selskapsledelse er nærmere beskrevet på nettstedet www.statoil.com/cg, hvor aksjonærer og andre interessegrupper kan lese om tema de har spesiell interesse for og lett navigere seg fram til tilhørende dokumentasjon.

Statoils målsetning og prinsipper

Statoils målsetning er å skape langsiktig verdi for aksjonærene gjennom undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter og andre energiformer.

Denne målsetningen søker Statoil å nå ved å stille de høyeste krav til eierstyring og selskapsledelse og ved å fremme en verdibasert prestasjonskultur som belønner eksemplarisk etisk praksis, respekt for miljøet og personlig og forretningsmessig integritet. Statoil mener

det er en forbindelse mellom god eierstyring og selskapsledelse og verdiskaping for aksjonærene.

Styrets arbeid er basert på at det finnes en klart definert fordeling av roller og ansvar mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse.

Statoils styrende strukturer og kontrollmekanismer bidrar til å sikre at selskapet driver virksomheten på en lønnsom måte til beste for aksjonærene, ansatte og andre interessenter i lokalsamfunnene Statoil opererer i.

Følgende prinsipper ligger til grunn for Statoils tilnærming til eierstyring og selskapsledelse:

- Alle aksjonærer skal behandles likt
- Statoil skal sikre at alle aksjonærer har tilgang til oppdatert, pålitelig og relevant informasjon om selskapets virksomhet
- Statoil skal ha et styre som er uavhengig (ifølge definisjonen i Norsk Standard) av konsernledelsen. Styret fokuserer på å forebygge interessekonflikt mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse
- Styret skal basere sitt arbeid på de til enhver tid gjeldende prinsippene for god eierstyring og selskapsledelse

Eierstyring og selskapsledelse i Statoil gjennomgås og drøftes årlig av styret.

Vedtekter

Gjeldende vedtekter for Statoil ble vedtatt på generalforsamlingen 14. mai 2013 og ble sist endret 26. oktober 2016 etter en aksjeemisjon i forbindelse med selskapets utbytteaksjeprogram.

Sammendrag av Statoils vedtekter:

Selskapets navn

Selskapets navn er Statoil ASA. Statoil er et norsk allmennaksjeselskap.

Forretningskontor

Selskapets forretningskontor er i Stavanger kommune, registrert i Foretaksregisteret med organisasjonsnummer 923 609 016.

Selskapets formål

Selskapets formål er å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltakelse i eller i samarbeid med andre selskaper.

Aksjekapital

Statoils aksjekapital er kr 8 112 623 528 fordelt på 3 245 049 411 ordinære aksjer.

Aksjenes pålydende

De ordinære aksjenes pålydende verdi er kr 2,50.

Styre

Ifølge Statoils vedtekter skal styret ha 9-11 medlemmer. Styrets medlemmer, herunder leder og nestleder, velges av bedriftsforsamlingen for inntil to år.

Bedriftsforsamling

Statoil har en bedriftsforsamling på 18 medlemmer som vanligvis

velges for inntil to år. Generalforsamlingen velger 12 medlemmer og fire varamedlemmer, og seks medlemmer og tilhørende varamedlemmer velges av og blant selskapets ansatte.

Generalforsamling

Ordinær generalforsamling holdes hvert år innen utgangen av juni måned. Generalforsamlingen skal behandle årsregnskap og årsberetning, herunder utdeling av utbytte, samt eventuelle andre saker som etter lov eller vedtekter hører under generalforsamlingen. Dokumenter som gjelder saker som skal behandles av generalforsamlingen, trenger ikke sendes til alle aksjeeierne dersom dokumentene er tilgjengelige på selskapets hjemmeside. En aksjeeier kan likevel kreve å få tilsendt slike dokumenter.

Aksjeeiere kan avgi sin stemme skriftlig, herunder ved bruk av elektronisk kommunikasjon, i en periode før generalforsamlingen. For å praktisere forhåndsstemming må styret fastsette nærmere retningslinjer. Styret i Statoil vedtok retningslinjer for slik forhåndsstemming i mars 2012, og disse retningslinjene er beskrevet i innkallingen til ordinære generalforsamlinger.

Markedsføring av petroleum på vegne av den norske stat

Ifølge vedtektene skal selskapet forestå markedsføring og avsetning av petroleum som produseres fra SDØEs deltagerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel, samt petroleum som staten mottar som produksjonsavgift sammen med sin egen produksjon. Generalforsamlingen i Statoil vedtok en instruks for slik markedsføring 25. mai 2001, senest endret ved fullmakt fra generalforsamlingen 11. mai 2016.

Valgkomiteén

Valgkomiteens oppgaver er å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av og honorar til aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer av bedriftsforsamlingen, å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av og honorar til aksjonærvalgte styremedlemmer, å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av styrets leder og nestleder og å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av og honorar til medlemmer av valgkomiteen. Generalforsamlingen kan vedta instruks for valgkomiteen.

Samsvar med NYSEs børsregler

Statoils primære børsnotering er på Oslo Børs, men selskapet er også registrert som utenlandsk privat utsteder hos det amerikanske finanstilsynet US Securities and Exchange Commission og notert på New York Stock Exchange.

American Depositary Shares representerer selskapets ordinære aksjer notert på New York Stock Exchange (NYSE). Statoils praksis for eierstyring og selskapsledelse følger kravene i norsk lov, men selskapet er også underlagt NYSEs børsregler.

Som utenlandsk privat utsteder er Statoil fritatt for de fleste NYSE-krav til eierstyring og selskapsledelse som amerikanske selskaper må følge. Statoil er imidlertid forpliktet til å opplyse om hvordan selskapets praksis på området skiller seg vesentlig fra den praksis som gjelder for amerikanske selskaper etter NYSEs regler. En redegjørelse for disse forskjellene følger her:

Retningslinjer for eierstyring og selskapsledelse

NYSE-reglene krever at amerikanske selskaper vedtar og kunngjør sine retningslinjer for eierstyring og selskapsledelse. Statoils prinsipper for eierstyring og selskapsledelse er utarbeidet av ledelsen

og styret i henhold til Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse og gjeldende lov. Bedriftsforsamlingen fører tilsyn med styret og ledelsen.

Styremedlemmers uavhengighet

NYSE-reglene krever at amerikanske selskaper har et flertall av "uavhengige styremedlemmer". NYSEs definisjon av "uavhengig styremedlem" angir fem spesifikke krav til uavhengighet og krever også en bekreftelse fra styret på at styremedlemmet ikke har noen vesentlig tilknytning til selskapet.

I henhold til norsk lov består Statoils styre av medlemmer valgt av aksjonærer og ansatte. Styret i Statoil har bestemt at samtlige aksjonærvalgte styremedlemmer etter styrets skjønn er uavhengige, med unntak av én. I sin vurdering av uavhengighet fokuserer styret blant annet på at det ikke er noen interessekonflikt mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse. Vurderingen er ikke strengt basert på NYSEs fem spesifikke krav, men tar hensyn til alle relevante forhold som etter styrets oppfatning kan påvirke et styremedlems uavhengighet. Styremedlemmene som velges av og blant selskapets ansatte, vil ikke bli vurdert som uavhengige etter NYSE-reglene fordi de er ansatt i Statoil. Ingen av de ansattvalgte styremedlemmene er direktører i selskapet.

For nærmere informasjon om styret, se punkt 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen

Styreutvalg

Ifølge norsk selskapslov har styret ansvar for selskapets ledelse. Statoil har et revisjonsutvalg, et utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk og et kompensasjons- og lederutviklingsutvalg. Utvalgene er ansvarlige for å forberede visse saker for styret. Revisjonsutvalget og kompensasjons- og lederutviklingsutvalget opererer etter regler som i stor grad er sammenlignbare med NYSE-reglene. De rapporterer regelmessig til styret og er under tilsyn av styret.

For nærmere informasjon om styrets utvalg, se punkt 3.9 Styrets arbeid.

Statoil oppfylder NYSE-reglenes plikt til å ha et revisjonsutvalg som oppfylder kravene i Rule 10A-3 i den amerikanske børsloven US Securities Exchange Act av 1934.

I henhold til norsk selskapslovgivning har revisjonsutvalget i Statoil et medlem som er valgt av de ansatte. Statoil anvender unntaket fra uavhengighetskravene i Rule 10A-3(b)(1)(iv)(C) i US Securities Exchange Act av 1934 for det ansattvalgte styremedlemmet. Etter Statoils oppfatning vil anvendelsen av dette unntaket ikke i vesentlig grad påvirke revisjonsutvalgets evne til å handle selvstendig eller oppfylle de øvrige kravene til revisjonsutvalg i Rule 10A-3. De øvrige medlemmene av revisjonsutvalget oppfylder kravene til uavhengighet etter Rule 10A-3.

Revisjonsutvalget vurderer blant annet kvalifikasjonene og uavhengigheten til selskapets eksterne revisor. I henhold til norsk lov velges imidlertid revisor av generalforsamlingen i selskapet.

Statoil har ikke et styreutvalg for nominasjon/eierstyring og selskapsledelse. I stedet fylles rollene som foreskrives for et utvalg for nominasjon/eierstyring og selskapsledelse etter NYSE-reglene i hovedsak av bedriftsforsamlingen og valgkomiteen som velges av generalforsamlingen. NYSE-reglene krever at kompensasjonsutvalget i amerikanske selskaper skal bestå av uavhengige medlemmer, skal

avgi innstilling om godtgjørelse til toppledelsen og ta stilling til rådgiveres uavhengighet når de blir engasjert. Som utenlandsk privat utsteder er Statoil fritatt for å følge disse reglene og kan følge hjemlandets regler. Statoil anser at samtlige medlemmer av kompensasjonsutvalget, så nært som ett medlem, er uavhengige (i henhold til Statoils regler, som ikke er identisk med NYSE-reglene som allerede nevnt). Statoils kompensasjonsutvalg kommer med anbefalinger til styret om godtgjørelse til ledelsen, også konsernsjefen. Kompensasjonsutvalget evaluerer sine egne resultater og har fullmakt til å engasjere eksterne rådgivere. Valgkomiteen, som velges av generalforsamlingen, gir anbefalinger om styrekandidater og deres godtgjørelse til bedriftsforsamlingen. Valgkomiteen kommer også med anbefalinger til generalforsamlingen om kandidater til bedriftsforsamlingen og valgkomiteen og godtgjørelse til disse.

Aksjonærgodkjenning av ordninger for aksjebasert godtgjørelse
NYSE-reglene krever at alle ordninger for aksjebasert godtgjørelse uten unntak skal legges frem for avstemming blant aksjonærene. Etter norsk lov er godkjenning av ordninger for aksjebasert godtgjørelse vanligvis forbeholdt styret, selv om aksjeemisjon og fullmakt til å kjøpe tilbake aksjer må godkjennes av den ordinære generalforsamlingen i Statoil.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.2 VIRKSOMHET

Statoil er et internasjonalt energiselskap med hovedkontor i Stavanger, Norge. Konsernet har virksomhet i mer enn 30 land, og har om lag 20.500 ansatte over hele verden. Statoil ASA er et allmennaksjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). Staten er den største aksjonæren i Statoil ASA, med en direkte eierandel på 67 %. Statoil er ledende operatør på norsk sokkel, med en internasjonal virksomhet i vekst.

Statoil er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet. Selskapet har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering, bidrar til utvikling av nye energiressurser, og har internasjonale aktiviteter innen vindkraft samt en ledende posisjon innen CO₂-fangst og -lagring (CCS).

Statoils formål er definert i selskapets vedtekter (www.statoil.com/vedtekter). Statoil skal drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltakelse i, eller i samarbeid med, andre selskaper.

Statoils visjon er å forme framtiden for energi. Styret og administrasjonen har utarbeidet en konsernstrategi for å levere på visjonen. Den er omformulert til konkrete mål som skal sikre en samordnet gjennomføring av strategien i hele selskapet.

For å lykkes med å realisere vår visjon framover, følger vi en strategi som støtter seg på følgende elementer:

- Norsk sokkel – Maksimere og utvikle langsiktige verdier ved å bygge på vår unike posisjon
- Internasjonal olje og gass – Utdype kjerneområder og utvikle vekstmuligheter
- Nye energiløsninger – Skape en ny og vesentlig industriell posisjon
- Midtstrøm og markedsføring – Sikre markedstilgang og øke verdiskapningen gjennom vår forretnings-syklus.

For å muliggjøre gjennomføring av strategien vil Statoil forske på, utvikle og iverksette teknologi for å skape muligheter og styrke verdien av våre eksisterende og framtidige eiendeler.

I arbeidet for å nå vår visjon og strategi legger vi vekt på å holde høyeste standard for styring og å dyrke en verdibasert prestasjonskultur som belønner eksemplarisk etisk praksis, respekt for miljøet og personlig og felles integritet. Vi mener det er en sammenheng mellom styring av høy kvalitet og det å skape aksjonærverdier.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.3 EGENKAPITAL OG UTBYTTE

Det er Statoils ambisjon å øke det årlige kontantutbyttet, målt i USD per aksje, i tråd med den langsiktige underliggende inntjeningen. Statoil kunngjør utbytte hvert kvartal.

Aksjonærs egenkapital

Per 31. desember 2016 var selskapets egenkapital på 35.072 millioner USD (ekskl. 27 millioner USD i aksjeposter uten bestemmende innflytelse/minoritetsinteresser), det vil si 33,6 % av selskapets samlede eiendeler. Styret anser dette som hensiktsmessig ut fra selskapets behov for soliditet i forhold til uttalte mål, strategi og risikoprofil.

En eventuell økning av selskapets aksjekapital må godkjennes av generalforsamlingen. Dersom styret skulle gis mandat for å øke selskapets aksjekapital, ville et slikt mandat være begrenset til et definert formål. Dersom generalforsamlingen skal vurdere styremandater med tanke på aksjeemisjon for forskjellige formål, må generalforsamlingen vurdere hvert mandat for seg.

Utbyttepolitikk

Det er Statoils ambisjon å øke det årlige kontantutbyttet, målt i USD per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Statoil kunngjør utbytte hvert kvartal. Styret godkjenner 1. - 3. kvartals utbytte på grunnlag av fullmakt fra generalforsamlingen, mens generalforsamlingen godkjenner utbyttet for 4. kvartal (og for året under ett) på grunnlag av et forslag fra styret. Når styret bestemmer de foreløpige utbytteutbetalingene og anbefaler samlet utbyttensnivå for året, skal det tas hensyn til forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet. I tillegg til kontantutbytte, vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning.

Aksjonærene kan under generalforsamlingen stemme for å redusere, men kan ikke øke, utbyttet for fjerde kvartal som er foreslått av styret. Det er Statoils intensjon å få denne godkjenningen vedtatt i generalforsamlingen. Statoil kunngjør utbytteutbetalingene i forbindelse med kvartalsresultatene. Utbetaling av det kvartalsvise

utbyttet forventes å finne sted ca. fem måneder etter kunngjøringen av hvert kvartalsvise utbytte.

Fra 2. kvartal 2015 innførte Statoil fastsettelse av utbytte i USD. Utbytte per aksje i NOK vil bli beregnet og kommunisert fire virkedager etter oppgjørslag for aksjonærer på Oslo Børs.

Styret vil foreslå for generalforsamlingen at det for fjerde kvartal 2016 opprettholdes et utbytte på 0,2201 USD per aksje, og at man viderefører det toårige programmet for utbytteaksjer som ble innført fra fjerde kvartal 2015. Programmet for utbytteaksjer gir aksjonærene et valg mellom å motta kvartalsvise utbytter enten i kontanter eller i form av nytustedte aksjer i Statoil, med 5 % rabatt for fjerde kvartal 2016. I mai 2016 inngikk Statoil og den norske staten en toårig avtale der staten bruker sitt kvartalsvise utbytte til å tegne seg for det antall aksjer som er nødvendig for å opprettholde sin eierandel på 67 %.

Tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting

I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning. For å kunne kjøpe tilbake aksjer må styret få fullmakt fra generalforsamlingen. Denne fullmakten må fornyes årlig. På generalforsamlingen 11. mai 2016 fikk styret fullmakt til, på vegne av selskapet, å erverve egne aksjer med samlet pålydende verdi på inntil 187.500.000 NOK. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 NOK, mens høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 NOK. Innenfor disse grensene har styret fått fullmakt til å bestemme til hvilken pris og på hvilket tidspunkt et eventuelt kjøp skal finne sted. Egne aksjer ervervet i henhold til denne fullmakten kan bare disponeres til sletting gjennom en reduksjon av selskapets aksjekapital, i henhold til allmennaksjeloven § 12-1. Det var også en forutsetning for tilbakekjøp og sletting av egne aksjer at statens eierandel i Statoil ASA ikke endres. For å oppnå dette vil det i den generalforsamling som skal beslutte sletting av de tilbakekjøpte aksjer også bli fremmet forslag om en innløsning av en andel av statens aksjer, slik at statens eierandel i selskapet opprettholdes. Fullmakten er gyldig til neste ordinære generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni 2017. Per 1. mars 2017 har styret ikke benyttet denne fullmakten til å kjøpe tilbake egne aksjer for påfølgende sletting.

Kjøp av egne aksjer til bruk i forbindelse med aksjespareprogrammet

Siden 2004 har Statoil hatt et aksjespareprogram for sine ansatte. Formålet med dette programmet er å styrke bedriftskulturen og oppmuntre til lojalitet ved at ansatte blir deleiere i selskapet. Generalforsamlingen i Statoil gir hvert år styret fullmakt til å kjøpe Statoil-aksjer i markedet for å fortsette aksjespareprogrammet. Fullmakten er gyldig til neste generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni det påfølgende året.

På generalforsamlingen 11. mai 2016 fikk styret fullmakt til, på vegne av selskapet, å erverve egne aksjer med samlet pålydende verdi på inntil 42.000.000 NOK til bruk i konsernets aksjespareprogram for egne ansatte.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.4 LIKEBEHANDLING AV AKSJEIEIERE OG TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE

Likebehandling av aksjeeiere er ett av kjerneprinsippene i Statoils styring og ledelse. Statoil har én aksjeklasse, og hver aksje gir én stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i stemmeretten, og alle aksjer har de samme rettighetene. Hver aksje har pålydende verdi på 2,50 kroner. Tilbakekjøp av egne aksjer som benyttes i aksjespareprogrammet for egne ansatte (eller eventuelt for etterfølgende sletting), gjennomføres via Oslo Børs.

Den norske stat som majoritetseier

Staten er majoritetsaksjonær i Statoil, og har også store eierinteresser i andre norske selskaper. Pr. 31. desember 2016 hadde staten en eierinteresse på 67 % (eksklusive Folketrygdfondets eierandel på 3,22 %). Denne eierstrukturen betyr at Statoil deltar i transaksjoner med mange aktører som er under samme eierstruktur, og derfor oppfyller definisjonen på nærstående parter. Alle transaksjoner anses utført på uavhengige vilkår. Statens eierandel i Statoil forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Det er en uttrykt statlig eierskapspolitikk at staten stiller seg bak prinsippene i Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse, og den norske regjeringen har signalisert en forventning om at selskaper hvor staten har en eierinteresse følger anbefalingen. Prinsippene er presentert i statens årlige eierberetninger.

Kontakten mellom staten som eier og Statoil foregår på linje med det som gjelder for andre institusjonelle investorer. I alle saker hvor staten opptre i egenskap av å være aksjonær, er dialogen med selskapet basert på informasjon som er tilgjengelig for alle aksjonærer. Vi sikrer at målene og intensjonene for all samhandling mellom staten og Statoil er klart definert, og krever at det er et klart skille mellom de ulike rollene staten innehar.

Staten har ingen egne styremedlemmer eller medlemmer i bedriftsforsamlingen i Statoil. Som majoritetsaksjonær har staten utpekt ett medlem av Statoils valgkomité.

Salg av statens olje og gass

I henhold til selskapets vedtekter er det Statoils oppgave å markedsføre og selge statens andel av olje- og naturgassproduksjonen på norsk sokkel sammen med selskapets egen produksjon. Staten har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Statoil og egne olje- og gassinteresser. Denne er nedfelt i avsetningsinstruksen som pålegger Statoil i sin virksomhet på norsk sokkel å legge vekt på disse samlede eierinteressene ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av salg.

Statsaksjeselskapet Petoro AS ivaretar de forretningsmessige forhold knyttet til den norske stats direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

Andre transaksjoner

I forbindelse med ordinære forretningsaktiviteter som rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumprodukter, har Statoil også jevnlig transaksjoner med

enheter som selskapet har eierinteresser i. Disse transaksjonene utføres på uavhengige vilkår.

Krav til styremedlemmer og ledelse

Det følger av våre etiske retningslinjer, som gjelder for både ledelsen, ansatte og styremedlemmer, at enkeltpersoner må opptre upartisk i alle forretningsaktiviteter og ikke gi andre selskaper, organisasjoner eller enkeltpersoner utilbørlige fordeler. Det legges vekt på åpenhet, og alle situasjoner som kan medføre en faktisk eller tenkt interessekonflikt skal drøftes med den enkeltes leder. Alle eksterne styreverv, eller øvrige betydelige oppdrag som innehas eller utføres av Statoil-ansatte må godkjennes av Statoil.

Styrets instruks legger til grunn at styret og konsernsjefen ikke kan delta i diskusjoner eller beslutninger i saker som er av spesiell personlig betydning for dem, eller for deres nærstående parter, på en slik måte at hver enkelt må anses å ha vesentlig personlig eller økonomisk interesse i saken. Hvert av styremedlemmene og konsernsjefen er personlig ansvarlig for å sikre at de ikke inhåler når det gjelder diskusjon av en bestemt sak. Medlemmer av styret må oppgi eventuelle interesser de eller deres nærstående parter kan ha når det gjelder utfallet av en bestemt sak. Styret må godkjenne alle avtaler mellom selskapet og et medlem av styret eller konsernsjefen. Styret må også godkjenne alle avtaler mellom selskapet og en tredjepart som et medlem av styret eller konsernsjefen kan ha vesentlige interesser i. Alle medlemmene av styret skal også kontinuerlig vurdere om det finnes forhold som kan undergrave den generelle tilliten til styremedlemmenes uavhengighet. Det påhviler styremedlemmene å være spesielt oppmerksomme når de gjør slike vurderinger i forbindelse med styrets behandling av transaksjoner, investeringer og strategiske beslutninger. Styremedlemmet skal umiddelbart gi beskjed til styrets leder dersom det finnes eller oppstår slike omstendigheter, og styrelederen vil deretter avgjøre hvordan saken skal håndteres.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.5 FRI OMSETTELIGHET

Statoils hovednotering er på Oslo Børs. Våre amerikanske depotbevis (American Depositary Rights - ADRs) omsettes på New York Stock Exchange. Hver Statoil ADR representerer én underliggende ordinær aksje.

Statoils vedtekter inneholder ingen omsetningsbegrensninger og aksjene og depotbevisene er fritt omsettelige.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.6 GENERALFORSAMLING

Generalforsamlingen er selskapets øverste styrende organ og er et demokratisk og velfungerende forum for samvirke mellom aksjeeierne, styret og selskapets ledelse.

Neste generalforsamling holdes 11. mai 2017 i Stavanger, med samtidig overføring på selskapets nettside. Generalforsamlingen holdes på norsk, med simultanoversettelse under nettoverføringen. På Statoils generalforsamling 11. mai 2016 var 76,79 % av aksjekapitalen representert, enten ved forhåndsstemmer, personlig oppmøte eller ved fullmakt.

Hovedrammen for innkalling til og avholdelse av generalforsamling i Statoil er som følger:

I henhold til selskapets vedtekter skal den ordinære generalforsamlingen holdes innen utgangen av juni hvert år. Innkalling til generalforsamling og saksdokumenter offentliggjøres på Statoils nettsider, og melding sendes til alle aksjonærer med kjent adresse minst 21 dager før møtet. Alle aksjonærer som er registrert i Verdipapirsentralen (VPS) vil motta invitasjon til generalforsamlingen. Andre dokumenter til Statoils generalforsamlinger vil gjøres tilgjengelig på Statoils nettsider. En aksjonær kan likevel kreve å få tilsendt dokumenter som omhandler saker til behandling på generalforsamlingen.

Aksjonærene har rett til å få sine forslag behandlet av generalforsamlingen, forutsatt at forslaget er framsatt skriftlig til styret i tide til at det kan medtas i innkallingen til generalforsamlingen, dvs. senest 28 dager før møtet. Aksjonærer som ikke har anledning til å møte, kan stemme ved fullmakt.

Som beskrevet i innkallingen til generalforsamling kan aksjonærene i en periode før generalforsamlingen stemme skriftlig, også gjennom elektronisk kommunikasjon.

Generalforsamlingen åpnes og ledes vanligvis av bedriftsforsamlingens leder. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder er nært knyttet til en av de involverte partene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet i forhold til sakene som behandles. Siden Statoil har et stort antall aksjonærer med en stor geografisk spredning, tilbyr selskapet dem muligheten til å følge generalforsamlinger via overføring på internett.

Følgende beslutninger vedtas på generalforsamlingen:

- Godkjenning av årsberetningen, regnskapet og eventuelt utbytte som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen
- Valg av representanter for aksjonærene til bedriftsforsamlingen og fastsettelse av bedriftsforsamlingens honorar
- Valg av medlemmer til valgkomiteen og fastsettelse av valgkomiteens honorar
- Valg av ekstern revisor og fastsettelse av revisors godtgjørelse
- Behandling av eventuelle andre saker som er satt opp på saklisten i møteinnkallingen

Alle aksjer har lik stemmerett på generalforsamlinger. Beslutninger på generalforsamlingen fattes vanligvis med enkelt flertall. Imidlertid kreves det, i henhold til norsk lov, kvalifisert flertall ved visse beslutninger, inkludert beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i våre vedtekter eller fullmakt til å øke eller redusere aksjekapitalen. For disse sakene kreves det godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer, i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen.

Dersom aksjer er registrert av en mellommann i Verdipapirsentralen (VPS), se § 4-10 i allmennaksjeloven, og den reelle eieren ønsker å stemme for sine aksjer, må den reelle eieren omregistrere aksjene i en egen VPS-konto i eget navn før generalforsamlingen. Dersom innehaveren kan dokumentere at dette er gjort og at vedkommende har en faktisk aksjonærinteresse i selskapet, vil selskapet tillate aksjonæren å stemme for aksjene. Beslutninger om stemmeretter for

aksjonærer og fullmektiger tas av den som åpner møtet, men beslutningene kan omgjøres av generalforsamlingen med enkelt flertall.

Møtereferat fra generalforsamlinger vil være tilgjengelig på Statoils nettsider rett etter møtet.

Når det gjelder ekstraordinære generalforsamlinger, vil disse bli holdt for å behandle og fatte vedtak i en bestemt sak dersom bedriftsforsamlingen, lederen av bedriftsforsamlingen, revisor eller aksjonærer som representerer minst 5 % av aksjekapitalen, krever det. Styret skal sørge for at ekstraordinær generalforsamling blir holdt innen én måned etter at slikt krav er fremmet.

Visse typer generalforsamlingsvedtak er beskrevet her:

Aksjeemisjon

Dersom Statoil foretar en aksjeemisjon, herunder av fondsaksjer, må vedtektene endres. Dette krever samme flertall som andre vedtektsendringer. Videre har aksjonærene etter norsk lov fortrinnsrett til å tegne seg for nye aksjer som utstedes av Statoil. Fortrinnsretten til å tegne seg for nye aksjer kan frafalles ved vedtak fattet av generalforsamlingen med samme prosentvise flertall som trengs for vedtektsendring. Med et flertall som beskrevet over kan generalforsamlingen gi styret fullmakt til å gjennomføre en emisjon og frafalle aksjonærenes fortrinnsrett i forbindelse med slik emisjon. Fullmakten kan gjelde for inntil to år, og pålydende verdi av aksjene i emisjonen kan ikke overstige 50 % av den nominelle aksjekapitalen på tidspunktet da fullmakten ble gitt.

Emisjon med fortrinnsrett for aksjonærer som er amerikanske statsborgere eller bosatt i USA, kan bety at Statoil må sende inn en registrering i USA i henhold til amerikansk verdipapirlovgivning. Dersom Statoil beslutter ikke å sende inn slik registrering, kan disse aksjonærene ikke utøve fortrinnsretten.

Retten til innløsning eller gjenkjøp av aksjer

Statoils vedtekter gir ikke fullmakt til innløsning av aksjer. Når det ikke foreligger fullmakt, kan generalforsamlingen likevel vedta innløsning av aksjer med to tredjedels flertall på visse vilkår. Slik innløsning av aksjer vil imidlertid i praksis avhenge av samtykke fra samtlige aksjonærer som får sine aksjer innløst.

Et norsk selskap kan kjøpe sine egne aksjer dersom generalforsamlingen har gitt fullmakt til det med godkjenning fra minst to tredjedeler av det totale antallet avgitte stemmer samt to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Den totale pålydende verdi av slike egne aksjer som eies av selskapet, kan bare erverves dersom selskapets frie egenkapital ifølge siste godkjente balanse er høyere enn vederlaget som skal betales for aksjene. Etter norsk lov kan fullmakt fra generalforsamlingen kun gis for en periode på inntil 18 måneder.

Fordeling av eiendeler ved oppløsning av selskapet

Etter norsk lov kan et selskap oppløses ved generalforsamlingsvedtak fattet av et to tredjedels flertall av de avgitte stemmene og et to tredjedels flertall av den totale aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Disse aksjene rangeres likt med hensyn til eventuell kapitalavkastning ved avvikling eller på annen måte.

Avvik fra Anbefalingen:

Ifølge Anbefalingen skal styret, valgkomiteen og selskapets revisor være til stede på generalforsamlinger. På grunn av diskusjonenes art på

generalforsamlinger har ikke Statoil ansett det som nødvendig å kreve at alle medlemmene av styret og valgkomiteen er til stede. Styrelederen, vår eksterne revisor, lederen av valgkomiteen, så vel som lederen av bedriftsforsamlingen, konsernsjefen og andre medlemmer av ledelsen er imidlertid alltid til stede på generalforsamlinger.

3.7 VALGKOMITEEN

I henhold til vedtektene skal valgkomiteen bestå av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representerer aksjonærene. Valgkomiteens oppgaver er angitt i vedtektene, og komiteens instruks er fastlagt av generalforsamlingen.

Valgkomiteen har som oppgave å avgi innstilling til:

- generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen og godtgjørelse til medlemmene av bedriftsforsamlingen
- generalforsamlingen om valg av og godtgjørelse til medlemmer av valgkomiteen
- bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret og godtgjørelse til styrets medlemmer
- bedriftsforsamlingen om valg av leder og nestleder til bedriftsforsamlingen

Valgkomiteen ønsker å sikre at det blir tatt hensyn til aksjonærenes synspunkter når det blir foreslått kandidater til de styrende organer i Statoil ASA. Valgkomiteen gir en skriftlig oppfordring til Statoils største aksjonærer om å komme med forslag til aksjonærvalgte kandidater til bedriftsforsamling og styre, i tillegg til medlemmer til valgkomiteen. Aksjonærene oppfordres også til å komme med innspill til valgkomiteen angående sammensetningen og kompetansen i Statoils styrende organer i lys av Statoils strategier og utfordringer i tiden som kommer. Fristen for å komme med innspill fastsettes vanligvis til begynnelsen av januar for å sikre at disse blir tatt med i vurderingen for de forestående nominasjoner. I tillegg har alle aksjonærer en mulighet til å sende inn forslag gjennom en elektronisk postkasse på Statoils nettsider. I valgprosessen for styret deler styret resultatene fra den årlige, normalt eksternt tilrettelagte styreevalueringen med valgkomiteen, med innspill både fra ledelsen og styret. Det holdes individuelle møter mellom valgkomiteen og hvert av styremedlemmene, også de ansattvalgte i styret. Styrelederen og konsernsjefen inviteres til å delta på minst ett møte i valgkomiteen før komiteen gir sin endelige anbefaling, men uten å ha stemmerett. Valgkomiteen benytter jevnlig ekstern ekspertise i sitt arbeid.

Medlemmene av valgkomiteen velges av generalforsamlingen. Leder av valgkomiteen og ett annet medlem velges blant de aksjonærvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen. Medlemmene av valgkomiteen velges vanligvis for to år av gangen.

Personlige varamedlemmer for ett eller flere av valgkomiteens medlemmer kan velges etter samme kriterier som beskrevet ovenfor. Et varamedlem møter vanligvis bare for det faste medlemmet dersom medlemmets verv avsluttes før utløpet av valgperioden.

Statoils valgkomité består av følgende medlemmer per 31. desember 2016, og er valgt for perioden frem til generalforsamlingen i 2018:

- Tone Lunde Bakker (leder), Global leder for cash management i Danske Bank (også leder av bedriftsforsamlingen i Statoil)
- Tom Rathke, konserndirektør Wealth Management i DnB
- Elisabeth Berge, departementsråd i Olje- og energidepartementet (med personlig varamedlem Bjørn Ståle Haavik, ekspedisjonssjef i Olje- og energidepartementet)
- Jarle Roth, konsernsjef i Arendals Fossekompani ASA (også medlem av bedriftsforsamlingen i Statoil)

Styret anser samtlige medlemmer av valgkomiteen for å være uavhengige av ledelsen og styret i Statoil. Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til valgkomiteen.

Valgkomiteen hadde 15 ordinære møter og fire telefonmøter i 2016.

Mer informasjon om valgkomiteen og dens mandat er tilgjengelig på www.statoil.com/valgkomiteen.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.8 BEDRIFTSFORSAMLINGEN, STYRET OG KONSERNLEDELSEN

Bedriftsforsamlingen

Ifølge allmennaksjeloven skal selskaper med over 200 ansatte velge en bedriftsforsamling med mindre noe annet er avtalt mellom selskapet og flertallet av de ansatte.

I samsvar med Statoils vedtekter skal bedriftsforsamlingen normalt bestå av 18 medlemmer, hvorav 12 medlemmer samt fire varamedlemmer innstilles av valgkomiteen og velges av generalforsamlingen. De representerer et bredt tverrsnitt av selskapets aksjonærer og interessegrupper. Seks medlemmer med varamedlemmer og tre observatører velges av og blant våre ansatte. Disse ansatte sitter ikke i ledelsen. Bedriftsforsamlingen velger sin egen leder og nestleder av og blant sine medlemmer.

Medlemmene av bedriftsforsamlingen velges vanligvis for to år av gangen. Medlemmer av styret og ledelsen i selskapet kan ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, men har rett til å være til stede og å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, med mindre bedriftsforsamlingen i enkeltsaker beslutter å avvike fra dette. Alle medlemmene av bedriftsforsamlingen bor i Norge. Medlemmene av bedriftsforsamlingen har ikke tjenestekontrakter med selskapet eller dets datterselskaper som gir dem fordeler når de trer ut av sine verv.

Per 31. desember 2016 hadde bedriftsforsamlingen følgende medlemmer og observatører:

Navn	Yrke	Bosted	Fødselsår	Stilling	Familiære relasjoner til konsernledelsen, styret eller bedriftsforsamlingens medlemmer	Aksjer for medlemmer per 31.12.2016	Aksjer for medlemmer per 08.03.2017	Første gang valgt	Utløpsdato for gjeldende periode
Tone Lunde Bakker	Leder for cash management internasjonalt ved Danske Bank	Oslo	1962	Leder, aksjonærvallgt	Nei	0	0	2014	2018
Nils Bastiansen	Direktør for aksjer i Folketrygdfondet	Oslo	1960	Nestleder, aksjonærvallgt	Nei	0	0	2016	2018
Jarle Roth	Konsernsjef, Arendals Fossekompani ASA	Bærum	1960	Aksjonærvallgt	Nei	43	43	2016	2018
Greger Mannsverk	Daglig leder, Kimek AS	Kirkenes	1961	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2002	2018
Steinar Olsen	Konsernsjef, Jemso A/S	Stavanger	1949	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2007	2018
Kathrine Næss	Verksdirektør, Alcoa avd Mosjøen	Mosjøen	1979	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2016	2018
Ingvald Strømmen	Dekan ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU)	Ranheim	1950	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2006	2018
Rune Bjerke	President og konsernsjef, DNB ASA	Oslo	1960	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2007	2018
Birgitte Ringstad Vartdal	Konsernsjef, Golden Ocean Group Ltd	Oslo	1977	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2016	2018
Siri Kalvig	Førsteamanuensis, Universitetet i Stavanger	Stavanger	1970	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2010	2018
Terje Venold	Uavhengig rådgiver med ulike styreverv	Bærum	1950	Aksjonærvallgt	Nei	519	519	2014	2018
Kjersti Kleven	Medeier i John Kleven AS	Ulsteinvik	1967	Aksjonærvallgt	Nei	0	0	2014	2018
Brit Gunn Ersland	Tillitsvalgt, Tekna. Prosj leder Res Tek	Bergen	1960	Ansattvalgt	Nei	2072	2270	2011	2017
Steinar Kåre Dale	Tillitsvalgt, NITO, SR Analytiker	Mongstad	1961	Ansattvalgt	Nei	3033	1931	2013	2017
Per Martin Labråten	Tillitsvalgt, Industri Energi. Produksjonstekniker	Brevik	1961	Ansattvalgt	Nei	983	1151	2007	2017
Anne K.S. Horneland	Tillitsvalgt, Industri Energi	Hafrsfjord	1956	Ansattvalgt	Nei	5216	5498	2006	2017
Jan-Eirik Feste	Tillitsvalgt, YS	Lindås	1952	Ansattvalgt	Nei	1251	1437	2008	2017
Hilde Møllerstad	Tillitsvalgt, Tekna/NITO	Oslo	1966	Ansattvalgt	Nei	3338	3642	2013	2017
Per Helge Ødegård	Tillitsvalgt, Lederne	Porsgrunn	1963	Ansattvalgt, observatør	Nei	1181	1361	1994	2017
Dag-Rune Dale	Tillitsvalgt, Industri Energi, Sikkerhetsvakt	Kollsnes	1963	Ansattvalgt, observatør	Nei	3334	3555	2013	2017
Sun Lehmann	Tillitsvalgt, Tekna	Trondheim	1972	Ansattvalgt, observatør	Nei	3608	3924	2015	2017
Total						24.578	25.331		

Valg av aksjonærvalgte medlemmer til bedriftsforsamlingen ble holdt på selskapets generalforsamling 11. mai 2016. Fra og med 12. mai 2016 er Nils Bastiansen, Birgitte Ringstad Vartdal (tidligere varamedlem), Jarle Roth og Kathrine Næss valgt som nye medlemmer av bedriftsforsamlingen, mens Kjerstin Fyllingen, Håkon Volldal og Kari Skeidsvoll Moe ble valgt som nye varamedlemmer. Olaug Svarva (leder), Idar Kreutzer (nestleder), Karin Aslaksen (medlem), Barbro Hætta (medlem), Arthur Sletteberg (varamedlem) og Bassim Haj (varamedlem) trådte ut av bedriftsforsamlingen samme dag. 7. juni 2016 valgte bedriftsforsamlingen Tone Lunde Bakker til leder og Nils Bastiansen til nestleder for bedriftsforsamlingen.

Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i Lov om allmennaksjeselskap § 6-37. Bedriftsforsamlingen velger medlemmer til styret og styrets leder og kan stemme over hver nominerte kandidat for seg. Det er også bedriftsforsamlingens ansvar å føre tilsyn med styrets og konsernsjefens ledelse av selskapet, fatte beslutninger om investeringer av betydelig omfang sett i forhold til selskapets ressurser, og fatte beslutninger som involverer rasjonalisering og/eller omlegging av driften som vil medføre større endringer eller omlegging av arbeidsstyrken.

Bedriftsforsamlingen hadde fire ordinære møter i 2016 og besøkte Statoils operasjonssenter for logistikk og beredskap i Bergen i forbindelse med ett av møtene. Styrelederen deltok på fire møter og konsernsjefen på tre møter (finansdirektøren deltok på hans vegne på ett av møtene). Andre medlemmer av ledelsen var også representert på møtene.

Prosedyren for arbeidet i bedriftsforsamlingen, samt en oppdatert oversikt over dens medlemmer, er tilgjengelig på www.statoil.com/bedriftsforsamling.

Styret

I samsvar med våre vedtekter skal styret bestå av 9-11 medlemmer valgt av bedriftsforsamlingen. Styrets leder og nestleder velges også av bedriftsforsamlingen. For tiden består Statoil-styret av 10 medlemmer. I henhold til norsk lov er selskapets ansatte representert av tre styremedlemmer.

De ansattvalgte styremedlemmene har, i motsetning til de aksjonærvalgte styremedlemmene, fire varamedlemmer som deltar på styremøtene dersom et ansattvalgt styremedlem ikke kan møte. Den daglige ledelsen er ikke representert i styret. Styremedlemmene velges for en periode på inntil to år, vanligvis for ett år av gangen. Det foreligger ingen tjenestekontrakter for styremedlemmer som gir dem fordeler når de trer ut av sine verv.

Styret vurderer sin sammensetning med hensyn til kompetanse, kapasitet og mangfold som hensiktsmessig for å forfølge selskapets mål og viktigste utfordringer samt alle aksjonærenes felles interesser. Styret anser også at det består av personer som har vilje og evne til å arbeide som et team, slik at styret arbeider effektivt som et kollegialt organ. Minst ett av styremedlemmene er kvalifisert til å være "revisjonsutvalgets finansielle ekspert", som definert i kravene fra det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission). Fem styremedlemmer er kvinner, og tre styremedlemmer har en annen nasjonalitet enn norsk og er bosatt utenfor Norge.

Alle de aksjonærvalgte styremedlemmene anses som uavhengige, bortsett fra styremedlem Wenche Agerup. I henhold til NYSEs regler

vil et styremedlem ikke anses for å være uavhengig dersom vedkommende styremedlem i løpet av de siste tre årene er, eller har vært, ansatt i en ledende stilling i et annet selskap der noen av det børsnoterte selskapets nåværende ansatte i ledende stilling er, eller i løpet av de siste tre år har vært, medlemmer av kompensasjonsutvalget. Wenche Agerup var medlem av Norsk Hydro ASAs ledelse mens Irene Rummelhoff, konserndirektør for Nye Energiløsninger i Statoil, var medlem av styrets kompensasjonsutvalg i Norsk Hydro. Agerup anses derfor som et ikke uavhengig styremedlem frem til 31. desember 2017.

Styret avholdt åtte ordinære styremøter og to ekstraordinære styremøter i 2016. Gjennomsnittlig møtedeltakelse var 98,1 %.

Informasjon om styremedlemmene og styrets underutvalg, inkludert informasjon om kompetanse, erfaring, andre styreverv, uavhengighet, aksjeeierskap og lån, er tilgjengelig i det følgende og på våre nettsider www.statoil.com/styret, som oppdateres regelmessig.

Styremedlemmer per 31. desember 2016:



Øystein Løseth

Født: 1958

Verv: Aksjonærvalgt styreleder og leder av styrets kompensasjons- og lederutviklingsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 1. oktober 2014 og styreleder og leder av styrets kompensasjons- og lederutviklingsutvalg fra 1. juli 2015. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styreleder i Eidsiva Energi AS og Hunton Fiber AS.

Antall aksjer i Statoil ASA: 1.040 (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: I perioden 2010-2014 var Øystein Løseth konsernsjef, og før det, konserndirektør fra 2009, i Vattenfall AB. I perioden 2003-2009 arbeidet Løseth i det nederlandske energiselskapet NUON, først som direktør, og deretter som konserndirektør og konsernsjef fra henholdsvis 2006 og 2008. Før dette var Løseth konserndirektør i Statkraft fra 2002 til 2003. For øvrig har han også annen omfattende ledererfaring fra Statkraft og Statoil, blant annet innen strategi og forretningsutvikling.

Utdannelse: Øystein Løseth er utdannet sivilingeniør fra NTNU (Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet) og bedriftsøkonom fra Handelshøyskolen BI i Bergen.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Løseth på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og ett møte i styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk. Øystein Løseth er norsk statsborger og bosatt i Norge.

**Roy Franklin**

Født: 1953

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og nestleder i styret, leder av styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk og medlem av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Styremedlem og nestleder i styret i Statoil ASA fra 1. juli 2015. Franklin var også medlem av styret i StatoilHydro fra oktober 2007, og i Statoil fra november 2009 til juni 2013. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Uavhengig styreleder i Cuadrilla Resources Holdings Limited, et privateid selskap med base i England som fokuserer på ukonvensjonelle energiresurser. Styremedlem i det australske olje- og gasselskapet Santos Ltd, private equity-selskapet Kerogen Capital Ltd og det London-baserte, internasjonale engineeringsselskapet Amec Foster Wheeler.

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Har bred erfaring fra lederstillinger i flere land, blant annet i BP, Paladin Resources plc og Clyde Petroleum plc.

Utdannelse: Bachelor of Science i geologi fra Universitetet i Southampton i Storbritannia.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Franklin på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, fem møter i revisjonsutvalget og seks møter i styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk. Franklin er britisk statsborger og bosatt i Storbritannia.

**Bjørn Tore Godal**

Født: 1945

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget samt medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 1. september 2010. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Nestleder av styret i Fridtjof Nansens Institutt (FNI).

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Godal var stortingsrepresentant i femten år i perioden 1986–2001 og på ulike tidspunkt handels- og skipsfartsminister, forsvarsminister og utenriksminister i til sammen åtte år mellom 1991 og 2001. Fra 2007 til 2010 var han spesialrådgiver i internasjonale energi- og klimaspørsmål i Utenriksdepartementet. Fra 2003 til 2007 var han Norges ambassadør til Tyskland, og fra 2002 til 2003 var han seniorrådgiver ved Institutt for statsvitenskap ved Universitetet i Oslo. I perioden 2014–2016 ledet Godal det regjeringsoppnevnte Afghanistanutvalget, som skal evaluere Norges sivile og militære innsats i Afghanistan i perioden 2001–2014.

Utdannelse: Godal er utdannet cand. mag. fra Universitetet i Oslo med fagene statsvitenskap, historie og sosiologi.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Godal på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og tre møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Bjørn Tore Godal er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Maria Johanna Oudeman

Født: 1958

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av styrets kompensasjons- og lederutviklingsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 15. september 2012. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Oudeman har styreverv i Solvay SA, Het Concertgebouw, Rijksmuseum og SHV Holdings.

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Oudeman er rektor ved Universitetet i Utrecht, Nederland, et av Europas ledende universiteter. Fra 2010 til 2013 var Oudeman medlem av konsernledelsen i Akzo Nobel, med ansvar for HR og organisasjonsutvikling. Akzo Nobel er verdens største malingsleverandør og storprodusent av kjemikalier, med virksomhet i mer enn 80 land. Før AkzoNobel var Oudeman executive direktør i Strip Products Division i Corus Group, nå Tata Steel Europe.

Oudeman har omfattende erfaring som linjeleder i stålindustrien, samt betydelig internasjonal forretningsmessig erfaring.

Utdannelse: Oudeman er utdannet jurist fra Rijksuniversiteit Groningen i Nederland og har MBA i Business Administration fra University of Rochester, New York, USA og Erasmus University, Rotterdam, Nederland.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Oudeman på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og fire møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget. Oudeman er nederlandsk statsborger og bosatt i Nederland.



Rebekka Glasser Herlofsen

Født: 1970

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 19. mars 2015. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Glasser Herlofsen er styremedlem i DNV Stiftelsen, DNV Holding og DNV GL, samt medlem av utvalg for skatt og kapital i Norges Rederiforbund.

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Herlofsen har siden 2012 vært CFO i rederiet Torvald Klaveness. I løpet av første halvår 2017 vil hun gå inn i ny stilling som finansdirektør i WWL ASA, et internasjonalt rederi under opprettelse. Hun har betydelig finansiell og strategisk erfaring fra flere selskaper og ulike styreverv. Herlofsen begynte sin karriere i et av Nordens største meglerhus, Enskilda Securities, hvor hun arbeidet med corporate finance fra 1995 til 1999 i Oslo og London. De neste ti årene arbeidet hun i det norske rederiet Bergesen d.y. ASA (senere BW Group) hvor hun blant annet ledet selskapets arbeid innen oppkjøp, fusjoner, strategi og selskapsplanlegging og satt i selskapets toppledelse.

Utdannelse: Siviløkonom og autorisert finansanalytiker fra Norges Handelshøyskole (NHH). Lederutviklingsprogram for toppledere fra IMD business school, Sveits.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Herlofsen på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget.

Rebekka Glasser Herlofsen er norsk statsborger og bosatt i Norge.

**Wenche Agerup****Født:** 1964

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget samt medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 21. august 2015. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Nei

I henhold til NYSEs regler vil et styremedlem ikke anses for å være uavhengig etter NYSEs regler dersom vedkommende styremedlem i løpet av de siste tre årene er, eller har vært, ansatt i en ledende stilling i et annet selskap der noen av det børsnoterte selskapets nåværende ansatte i ledende stilling er, eller i løpet av de siste tre år har vært, medlemmer av kompensasjonsutvalget. Wenche Agerup var medlem av Norsk Hydro ASAs ledelse mens Irene Rummelhoff, konserndirektør for Nye Energiløsninger i Statoil, var medlem av styrets kompensasjonsutvalg i Norsk Hydro. Agerup anses derfor som et ikke uavhengig styremedlem frem til 31. desember 2017.

Andre styreverv: Agerup er styremedlem i seismikkelskapet TGS ASA og medlem i Rådet i Stiftelsen Det Norske Veritas.

Antall aksjer i Statoil ASA: 2.522 aksjer (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Agerup er konserndirektør (Corporate Affairs) og juridisk direktør i Telenor ASA. Agerup var tidligere konserndirektør for stabs- og støttefunksjoner og juridisk direktør i Norsk Hydro ASA fra 2010 til 31. desember 2014. Hun har siden 1997 hatt flere ulike lederroller i Hydro, blant annet innenfor selskapets M&A-aktiviteter, forretningsområdet Alumina, Bauxitt og Energi, som fabrikkjef ved Hydros fabrikkannlegg i Årdal og som prosjektdirektør for et Joint Venture i Australia hvor Hydro samarbeidet med det australske, børsnoterte selskapet UMC.

Utdannelse: Uteksaminert som jurist fra Universitetet i Oslo i 1989 og fullførte en Master of Business Administration ved Babson College, USA, i 1991.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Agerup på sju ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og fem møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Wenche Agerup er norsk statsborger og bosatt i Norge.

**Jeroen van der Veer****Født:** 1947

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og leder av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 18. mars 2016. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Van der Veer er styreleder i ING Bank NV og Royal Philips Electronics, leder for «Supervisory Council» for Technical University of Delft og Platform Beta Techniek, leder for «Advisory Board» for Rotterdam Climate Initiative, samt styremedlem i Boskalis Westminster Groep NV og Het Concertgebouw.

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: van der Veer var konsernsjef i det internasjonale olje- og gasselskapet Royal Dutch Shell Plc (Shell) i perioden 2004 til 2009, da han gikk av med pensjon. Van der Veer fortsatte deretter som medlem av styret i Shell frem til 2013. Han begynte i Shell i 1971 og har erfaring innenfor alle deler av selskapets virksomhet, og har betydelig kompetanse innen eierstyring og selskapsledelse (corporate governance).

Utdannelse: van der Veer har en mastergrad i maskinteknikk fra Delft University of Technology i Nederland og en mastergrad i økonomi fra Erasmus University, Rotterdam, Nederland. I 2005 ble han utnevnt æresdoktor ved University of Port Harcourt i Nigeria.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok van der Veer på seks ordinære styremøter, ett ekstraordinært styremøte og tre møter i revisjonsutvalget. van der Veer er nederlandsk statsborger og bosatt i Nederland.



Lill-Heidi Bakkerud

Født: 1963

Verv: Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 1998 til 2002 og igjen fra 2004. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Nei

Andre styreverv: Bakkerud er styremedlem i fagforbundet Industri Energi (IE) og innehar en rekke verv som følge av dette.

Antall aksjer i Statoil ASA: 342 (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Bakkerud har arbeidet som prosessstekniker ved det petrokjemiske anlegget i Bamble og på Gullfaks-feltet i Nordsjøen. Nå tillitsvalgt på heltid som leder av Industri Energis Statoil-avdeling.

Utdannelse: Utdannet fagarbeider i prosess/kjemi.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Bakkerud på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og fem møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Lill-Heidi Bakkerud er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Ingrid Elisabeth di Valerio

Født: 1964

Verv: Ansattvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 1. juli 2013. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Nei

Andre styreverv: Styremedlem i Teknas sentrale valgkomité.

Antall aksjer i Statoil ASA: 3.670 (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Di Valerio har vært ansatt i Statoil siden 2005 og arbeider innen material i enheten Teknologi, prosjekter og boring. Di Valerio var hovedtillitsvalgt for Tekna i Statoil fra 2008 til 2013. Hun satt også i Teknas hovedstyre 2005–2013.

Utdannelse: Sivilingeniør i matematikk og fysikk fra NTNU (Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet).

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok di Valerio på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget. Ingrid Elisabeth di Valerio er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Stig Læg Reid

Født: 1963

Verv: Ansattvalgt styremedlem samt medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA fra 1. juli 2013. Står på valg i 2017.

Uavhengig: Nei

Andre styreverv: Medlem av NITOs forhandlingsutvalg i privat sektor.

Aksjer i Statoil: 1881 (per 31.12.2016)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Læg Reid har vært Ansatt i ÅSV og Norsk Hydro fra 1985. Han har jobbet med konstruksjon og som prosjektingeniør innen Primæraluminium til 2005, og innen plattform-vektestimering fra 2005. Han er i dag fulltids tillitsvalgt som leder av NITO i Statoil.

Utdannelse: Bachelor, maskin fra OIH.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2016 deltok Læg Reid på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Stig Læg Reid er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Siste endring av styrets sammensetning skjedde med virkning fra 18. mars 2016 da Jeroen van der Veer ble valgt av aksjonærene som nytt styremedlem, samt at aksjonærvalgt styremedlem Jakob Stausholm forlot styret 30. september 2016. Jeroen van der Veer overtok som leder av revisjonsutvalget etter Stausholm 26. oktober 2016.

Konsernledelsen

Konsernsjefen har det overordnede ansvaret for daglig drift i Statoil og utnevner konsernledelsen. Konsernsjefen er ansvarlig for å utarbeide Statoils forretningsstrategi og fremlegge den for styret til vedtak, for iverksetting av forretningsstrategien, og for å fremme en resultatorientert, verdibasert kultur.

Medlemmer av konsernledelsen har et felles ansvar for å sikre og fremme Statoils konserninteresser og gi konsersjefen et best mulig grunnlag for å fastsette selskapets retning, ta beslutninger og gjennomføre og følge opp forretningsvirksomhet. I tillegg er hvert medlem av konsernledelsen leder for et eget forretningsområde, eller stabsfunksjon.

Medlemmer av Statoils konsernledelse per 31. desember 2016:



Eldar Sætre,
Konsersjef

Eldar Sætre

Født: 1956

Stilling: Konsersjef i Statoil ASA siden 15. oktober 2014.

Eksterne verv: Styremedlem i Strømsberg Gruppen AS og Trucknor AS.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 47.882

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Sætre begynte i Statoil i 1980. Konserndirektør for økonomi og finans (CFO) fra oktober 2003 til desember 2010. Konserndirektør for Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) fra 2011 til 2014.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole i Bergen.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: Sætre er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Hans Jakob Hegge,
Konserndirektør for økonomi og finans
(CFO)

Hans Jakob Hegge

Født: 1969

Stilling: Konserndirektør for økonomi og finans (CFO) i Statoil ASA siden 1. august 2015.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 28.190

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Hegge har hatt en rekke lederstillinger i Statoil, bl.a. områdedirektør for Drift Nord i Utvikling og produksjon Norge (UPN) (2013-2015), områdedirektør for Drift Øst (2011-2013) i UPN, direktør for driftsutvikling i UPN (2009-2011) og direktør for Global Business Services i CFO-området (2005-2009). Fra 1995 til 2004 hadde han ulike stillinger i UPN, forretningsområdet Naturgass og konsernfunksjoner i Statoil.

Utdannelse: Siviløkonom fra Handelshøyskolen i Bergen.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: Hegge er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Jannicke Nilsson,
Konserndirektør for sikker og effektiv
drift (Chief Operating Officer)

Jannicke Nilsson

Født: 1965

Stilling: Konserndirektør for sikker og effektiv drift (COO) i Statoil ASA siden 1. desember 2016.

Eksterne verv: Styremedlem i Odfjell SE

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 35.049

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Nilsson begynte i Statoil i 1999 og har hatt en rekke sentrale lederstillinger i oppstrømsvirksomheten i Norge, blant annet som direktør for Technical Excellence i Teknologi, prosjekter og boring, områdedirektør for Drift Nordsjøen, direktør for Modifikasjoner og prosjektportefølje Bergen, og plattformssjef på Oseberg Sør. I august 2013 ble hun utnevnt til leder for STEP-programmet (Statoil technical efficiency programme), der hun fikk ansvaret for en prosjektportefølje som har som mål å oppnå effektiviseringsgevinster på 2,5 milliarder USD per år fra 2016.

Utdannelse: Mastergrad i kybernetikk og prosessautomasjon, og en bachelorgrad i automasjon fra Rogaland distrikthøgskole/Universitetet i Stavanger.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Nilsson er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Lars Christian Bacher,
Konserndirektør, Utvikling og
produksjon internasjonalt (DPI)

Lars Christian Bacher

Født: 1964

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. september 2012.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 24.896

Lån fra Statoil ASA: Ingen

Erfaring: Bacher begynte i Statoil i 1991 og har hatt en rekke lederstillinger i Statoil, blant annet som plattformsjef på Norne- og Statfjord-feltene. Han ledet arbeidet med fusjonen av offshore-anleggene til Norsk Hydro og Statoil. Bacher har også vært produksjonsdirektør for Gullfaks og Tampen-områdene. Han kom fra stilling som direktør for Statoils virksomhet i Canada i Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI), en stilling han hadde fra september 2009.

Utdannelse: Sivilingeniør i kjemiteknikk fra Norges Tekniske Høgskole (NTH), og har høyere avdeling i finans fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Bacher er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Torggrim Reitan,
Konserndirektør, Utvikling og
produksjon USA (DPUSA)

Torggrim Reitan

Født: 1969

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. januar 2011.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 32.276

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Fra 1. januar 2011 til 1. august 2015 var Reitan konserndirektør for økonomi og finans (CFO) i Statoil. Han har hatt flere lederstillinger i Statoil, blant annet som direktør for trading and operations i forretningsområdet Naturgass (2009 - 2010), direktør for prestasjonsstyring og analyse (2007 - 2009) og direktør for prestasjonsstyring, skatt og M&A (2005 - 2007). Fra 1995 til 2004 hadde Reitan ulike stillinger i forretningsområdet Naturgass og konsernfunksjoner i Statoil.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Reitan er norsk statsborger og bosatt i USA.



John Knight,
Konserndirektør, Global Strategi og
forretningsutvikling (GSB)

John Knight

Født: 1958

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. januar 2011.

Eksterne verv: Medlem av rådgivende utvalg ved Columbia University Center on Global Energy Policy, New York, og medlem av rådgivende utvalg (Advisory Board) ved Lloyd's Register. Styreformann for ONS 18, Stavanger.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 103.808

Lån fra Statoil ASA: Ingen

Erfaring: Knight har hatt flere lederstillinger i internasjonal virksomhet i Statoil siden 2002, hovedsakelig innen forretningsutvikling. Mellom 1987 og 2002 hadde Knight ulike stillinger innen internasjonal energifinans. Han praktiserte som advokat fra 1977 til 1987, i perioden 1985-1987 i Shell Petroleum i London.

Utdannelse: Knight er utdannet jurist fra Cambridge University og Inns of Court School of Law i London.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen..

Annet: Knight er britisk statsborger og bosatt i England.



Tim Dodson.
Konserndirektør, Leting (EXP)

Tim Dodson

Født: 1959

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. januar 2011.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 29.418

Lån fra Statoil ASA: Ingen

Erfaring: Dodson har vært ansatt i Statoil siden 1985 og har hatt sentrale lederstillinger i selskapet, blant annet som direktør for Global leting, Leting og produksjon Norge, og Teknologiarenaen.

Utdannelse: Bachelor i geologi og geografi fra University of Keele.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Dodson er britisk statsborger og bosatt i Norge.

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Øvrum er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Arne Sigve Nylund,
Konserndirektør, Utvikling og
produksjon Norge (UPN)

Arne Sigve Nylund

Født: 1960

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. januar 2014.

Eksterne verv: Styremedlem i Norsk Olje & Gass.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 11.312

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Ansatt i Mobil Exploration Inc. fra 1983-1987. Siden 1987 har Nylund hatt flere sentrale lederstillinger i Statoil ASA.

Utdannelse: Maskiningeniør fra Stavanger Ingeniørhøgskole med tilleggsutdannelse i driftsteknologi fra Rogaland distriktshøgskole/Universitetet i Stavanger (UiS). Bedriftsøkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familiereelasjoner: Ingen familiereelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Nylund er norsk statsborger og bosatt i Norge



Margareth Øvrum.
Konserndirektør, Teknologi, prosjekter
og boring (TPD)

Margareth Øvrum

Født: 1958

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden september 2004.

Eksterne verv: Styremedlem i Atlas Copco AB (Sverige) (til 26. april 2017), Alfa Laval (Sverige) og FMC Corporation (USA).

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 49.227

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Øvrum har vært ansatt i Statoil siden 1982 og har hatt sentrale lederstillinger i selskapet, blant annet som konserndirektør for Helse, miljø og sikkerhet, og konserndirektør for Teknologi og prosjekter. Øvrum var selskapets første kvinnelige plattformsjef, på Gullfaksfeltet. Hun har vært produksjonsdirektør for Veslefrikk og direktør for Driftsstøtte på norsk sokkel.

Utdannelse: Sivilingeniør fra Norges tekniske høgskole (NTH) i Trondheim, med spesialisering i teknisk fysikk.



Jens Økland,
Konserndirektør, Markedsføring,
midtstrøm og prosessering (MMP)

Jens Økland

Født: 1969

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. juni 2015.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 13.937

Lån fra Statoil ASA: Ingen

Erfaring: Økland har vært ansatt i Statoil siden 1994 og har hovedsakelig arbeidet i midt- og nedstrømsområder. Før han ble konserndirektør for MMP var han produksjonsdirektør for Åsgard-området i Utvikling og produksjon Norge. Økland har videre vært direktør for Statoils naturgassportefølje og forsyningsvirksomhet i Nord-Amerika, som markedsfører og utvikler infrastruktur løsninger for Statoils egenproduksjon og andre selskapers produksjon. Før han ledet Statoils gassdivisjon i Nord-Amerika hadde han ledende stillinger innen markedsføring og forretningsutvikling av gass i Europa med hovedvekt på Tyskland, som er Statoils største gassmarked.

Utdannelse: Siviløkonom fra Handelshøyskolen BI.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Økland er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Irene Rummelhoff,
konserndirektør, Nye energiløsninger
(NES)

Irene Rummelhoff

Født: 1967

Stilling: Konserndirektør i Statoil ASA siden 1. juni 2015.

Eksterne verv: Nestleder i styret i Norsk Hydro ASA.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2016: 21.556

Lån i Statoil ASA: Ingen

Erfaring: Rummelhoff begynte i Statoil i 1991. Hun har hatt en rekke lederstillinger innenfor internasjonal forretningsutvikling, leting og nedstrømsvirksomheten i Statoil.

Utdannelse: Sivilingeniør i petroleumsfag fra Norges Tekniske Høgskole (NTH).

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret, eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: Rummelhoff er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Statoil har gitt lån til den Statoil-ansatte ektefellen til visse konserndirektører som en del av den generelle låneordningen for Statoil-ansatte. Ansatte i lønnsgruppe 12, eller høyere, kan ta opp billån fra Statoil i samsvar med standardiserte bestemmelser fastsatt av selskapet. Maksimum standard billån er begrenset til kostnaden av bilen, inkludert registreringsavgift, men kan ikke overskride 300.000 NOK. Ansatte på individuelle lønnsavtaler har rett på et billån på opp til 575.000 NOK (VP og SVP), eller 475.000 NOK (andre stillinger). Billånet er rentefritt, men rentefordelen må innrapporteres som lønn. Fast ansatte i Statoil ASA kan også søke om forbrukslån på opp til 300.000 NOK. Renten på forbrukslånet tilsvarer normrenten som fastsettes av Finansdepartementet og gjelder til enhver tid for "rimelige lån" fra arbeidsgiveren, dvs. laveste rente en arbeidsgiver kan tilby uten at det utløser beskatning av skattefordel for den ansatte.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.9 STYRETS ARBEID

Styret er ansvarlig for den overordnede forvaltningen av Statoil-konsernet og for å føre tilsyn med den daglige ledelse og konsernets forretningsaktiviteter. Dette betyr at styret er ansvarlig for å etablere kontrollsystemer og sikre at virksomheten drives i samsvar med gjeldende lover og regler, selskapets etiske retningslinjer og verdigrunnlag slik det er beskrevet i Statoil-boken, og eiernes forventninger til god eierstyring og selskapsledelse. Styret legger vekt på å ivareta interessene til alle aksjonærer, men også interessene til selskapets øvrige interessegrupper.

Styret behandler saker av stor viktighet eller av ekstraordinær karakter, og kan i tillegg be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. En viktig oppgave for styret er å utnevne konsernsjef og fastsette hans/hennes arbeidsinstruks og ansettelsesvilkår.

Styret har vedtatt en generisk årlig saksliste for styrearbeidet som blir revidert med jevne mellomrom. Tilbakevendende saker på styrets saksliste er sikring, sikkerhet og bærekraft, selskapets strategi, forretningsplaner, kvartals- og årsresultater, årsrapporter, etikk, ledelsens månedlige resultatrapportering, godtgjørelse til ledende ansatte, ledervurderinger og planlegging av etterfølgere når det gjelder konsernsjefen og toppledelsen, gjennomgang av status for prosjekter, personal- og organisasjonsstrategi og -prioriteringer, en årlig gjennomgang av selskapets risikostyring, to drøftinger av de viktigste risikofaktorer og risikospørsmål hvert år, og en årlig gjennomgang av styrets styrende dokumentasjon. I begynnelsen av hvert styremøte har konsernsjefen eget møte med styret for å diskutere viktige saker i selskapet. Til slutt i alle styremøter har styret en lukket møtedel der kun styremedlemmer deltar i diskusjonene og vurderer møtet.

Styrets arbeid baseres på en instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling, og bestemmer hvilke saker som skal behandles av styret, inkludert prosedyrer for behandling av saker hvor enkeltmedlemmer av styret eller en nærstående part har store personlige eller økonomiske interesser. Instruksen beskriver også konsernsjefens arbeidsoppgaver og plikter overfor styret. Styrets instruks er tilgjengelig på våre nettsider www.statoil.com/styret. I tillegg til styret deltar konsernsjefen, konserndirektøren for økonomi og finans (CFO), konserndirektøren for drift (COO), kommunikasjonsdirektøren, selskapets juridiske direktør og

direksjonssekretæren på alle styremøtene. Øvrige medlemmer av konsernledelsen og øverste ledelse deltar på styremøter i forbindelse med bestemte saker.

Nye styremedlemmer tilbys et innføringsprogram der det blir holdt møter med sentrale personer i ledelsen, de gis en innføring i Statoils virksomhet, og relevant informasjon om selskapet og styrets arbeid blir gjort tilgjengelig gjennom selskapets nettbaserte styreportal.

Styret foretar en årlig egenevaluering med innspill fra forskjellige kilder og, som hovedregel, med ekstern tilrettelegging. Evalueringsrapporten diskuteres i et styremøte og gjøres tilgjengelig for valgkomiteen som innspill til utvalgets arbeid.

Hele styret, eller deler av det, besøker jevnlig forskjellige Statoil-anlegg og kontorsteder i Norge og ellers i verden, og minst annethvert år reiser også alle styremedlemmer på et lengre styrebesøk til et anlegg i utlandet. Ved besøk på Statoils utenlandske anlegg legger styret vekt på betydningen av å få bedre innsikt i og mer kunnskap om sikkerhet og sikring i Statoils aktiviteter, Statoils tekniske og kommersielle aktiviteter så vel som selskapets lokale organisasjoner. I 2016 besøkte hele eller deler av styret Statoils virksomheter i Brasil, Tanzania, Russland og USA.

Statoils styre har tre underutvalg: revisjonsutvalget, kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, og utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Utvalgene behandler saker som skal opp i styret, og deres fullmakt er begrenset til å gi anbefalinger angående slike saker. Utvalgene består utelukkende av styremedlemmer, og svarer kun overfor styret når det gjelder hvordan de utfører sine arbeidsoppgaver. Referater fra møter i underutvalgene sendes til hele styret, og lederen i det enkelte utvalg informerer styret jevnlig om utvalgets arbeid på styremøtene. Utvalgenes sammensetning og arbeid er nærmere beskrevet nedenfor.

Revisjonsutvalget

Styret velger minst tre av sine medlemmer til revisjonsutvalget og oppnevner én av dem til leder. De ansattvalgte styremedlemmene kan nominere ett medlem til revisjonsutvalget.

Ved utgangen av 2016 besto revisjonsutvalget av Jeroen van der Veer (leder), Roy Franklin, Rebekka Glasser Herlofsen og Ingrid di Valerio (ansattvalgt styremedlem). Jakob Stausholm ledet revisjonsutvalget fra september 2009 til han gikk ut av styret 30. september 2016.

Revisjonsutvalget er et underutvalg av styret og har som formål å være et saksforberedende organ i forhold til styrets tilsynsfunksjon når det gjelder regnskapsrapporteringen og effektiviteten i selskapets internkontrollsystem. Det utfører også øvrige oppgaver som utvalget blir tildelt i henhold til instruksen for revisjonsutvalget som er vedtatt av styret. Revisjonsutvalget skal bistå styret i dets tilsynsansvar i slike spørsmål som:

- Godkjenne internrevisjonsplanen på vegne av styret
- Føre tilsyn med regnskapsrapporteringsprosessen, herunder olje- og gassreserver, bedragerisaker og gjennomgang av implementering av regnskapsprinsipper og retningslinjer
- Føre tilsyn med effektiviteten i selskapets internkontroll, internrevisjon og risikostyringssystemer
- Ha kontinuerlig kontakt med ekstern revisor når det gjelder årsregnskapet
- Vurdere og føre tilsyn med uavhengigheten til selskapets

internrevisor og uavhengigheten til ekstern revisor, ref. revisorloven kap. 4 og spesielt hvorvidt andre tjenester enn revisjon levert av ekstern revisor eller revisjonsfirmaet er en trussel mot ekstern revisors uavhengighet

Revisjonsutvalget skal føre tilsyn med implementering og etterlevelse av konsernets etiske retningslinjer med hensyn til regnskapsrapportering.

Internrevisjonsfunksjonen rapporterer direkte til styrets revisjonsutvalg og konsernsjefen.

I henhold til norsk lov velges ekstern revisor av aksjonærene på generalforsamlingen på grunnlag av et forslag fra bedriftsforsamlingen. Revisjonsutvalget avgir en erklæring til generalforsamlingen om forslaget.

Revisjonsutvalget møtes minst fem ganger i året, og både styret og revisjonsutvalget har møter med intern revisor og ekstern revisor regelmessig uten at selskapets ledelse er til stede.

Revisjonsutvalget har også fått i oppgave å vurdere omfanget av revisjonen og karakteren av eventuelle andre tjenester enn revisjon som er levert av eksterne revisorer.

Revisjonsutvalget skal sørge for at selskapet har etablert prosedyrer for å ta imot og behandle klager knyttet til regnskap, internkontroll eller revisjon, samt prosedyrer for konfidensielle og anonyme meldinger via etikkhjelpelinjen fra ansatte om saker som gjelder regnskap eller revisjon eller andre forhold som anses å utgjøre brudd på konsernets regler for etisk adferd, vesentlig brudd på amerikansk verdipapirlovgivning på føderalt eller delstatsnivå, vesentlig brudd på tillitsforhold eller tilsvarende vesentlig brudd på amerikanske eller norske lovpålagte bestemmelser. Revisjonsutvalget er utpekt som selskapets "compliance"-komité for det formål som er beskrevet i Part 205 i Title 17 i "U.S. Code of Federal Regulations".

I forbindelse med utførelsen av sine oppgaver kan revisjonsutvalget undersøke alle aktiviteter og forhold knyttet til selskapets virksomhet. I denne forbindelse kan revisjonsutvalget be konsernsjefen eller eventuelle andre ansatte om å gi tilgang til informasjon, anlegg og personell og eventuell annen bistand utvalget ber om. Revisjonsutvalget har fullmakt til å utføre eller ta initiativ til alle de undersøkelser eller granskninger som vurderes som nødvendige for å utføre sine arbeidsoppgaver, og kan bruke selskapets internrevisjon eller granskingsenhet, ekstern revisor eller eksterne rådgivere i den forbindelse. Kostnadene til slikt arbeid vil dekkes av konsernet.

Revisjonsutvalget er kun ansvarlig overfor styret for utførelsen av sine oppgaver. Arbeidet i revisjonsutvalget vil under ingen omstendigheter endre styrets og de individuelle styremedlemmers ansvar, og styret har det hele og fulle ansvar for revisjonsutvalgets oppgaver.

Revisjonsutvalget holdt seks møter i 2016. Møtedeltakelsen var på 96 %.

Styret har besluttet at et medlem av revisjonsutvalget, Jeroen van der Veer, kvalifiserer som "audit committee financial expert", som definert i Item 16A av Form 20-F. Styret har også konkludert med at Jeroen van der Veer, Roy Franklin og Rebekka Glasser Herlofsen er uavhengige ifølge Rule 10A-3 i Securities Exchange Act.

Instruksen til styrets revisjonsutvalg er tilgjengelig på våre nettsider www.statoil.com/revisjonsutvalget.

Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget

Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er et underutvalg av styret som bistår styret i spørsmål knyttet til lederlønn og lederutvikling. Utvalgets viktigste ansvarsområder er:

(1) å innstille, som et saksforberedende organ, overfor styret i alle saker som gjelder prinsipper og rammeverk for lederlønn, kompensasjonsstrategier og -konsepter, konsernsjefens kontrakt og vilkår samt lederutvikling, ledervurdering og planer for lederes etterfølgere.

(2) å være informert om og rådgje administrasjonen i arbeidet med videreutvikling av Statoils kompensasjonsstrategi for toppledere og utforming av formålstjenlige kompensasjonskonsepter for toppledere, og

(3) å gjennomgå Statoils kompensasjonskonsepter for å ivareta eiernes langsiktige interesser.

Utvalget består av opptil fire styremedlemmer. Ved utgangen av 2016 besto utvalget av Øystein Løseth (leder), Bjørn Tore Godal, Maria Johanna Oudeman og Wenche Agerup. Ingen av utvalgets medlemmer sitter i selskapets ledelse. Samtlige medlemmer, med unntak av Wenche Agerup, er uavhengige.

Styrets kompensasjonsutvalg hadde fem møter i 2016, og møtedeltakelsen var på 95 %.

For en nærmere beskrivelse av kompensasjonsutvalgets formål og oppgaver, se instruksen til styrets kompensasjons- og lederutviklingsutvalg på våre nettsider www.statoil.com/kompensasjonsutvalget.

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk er et underutvalg av styret som bistår styret i saker knyttet til sikkerhet, bærekraft og etikk.

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk ledes av Roy Franklin, og de andre medlemmene er Bjørn Tore Godal, Wenche Agerup, Stig Lægred (ansattvalgt styremedlem) og Lill-Heidi Bakkerud (ansattvalgt styremedlem).

I sin virksomhet er Statoil forpliktet til å etterleve gjeldende lover og forskrifter og opptre etisk, miljømessig-, sikkerhets- og samfunnsmessig ansvarlig. Utvalget er nedsatt for å støtte vårt engasjement i så henseende, og det bistår styret med å føre tilsyn med selskapets retningslinjer, systemer og prinsipper for sikkerhet, bærekraft og etikk, med unntak av spørsmål av "finansiell karakter".

Målet med å etablere og opprettholde et utvalg som skal jobbe med sikkerhet, bærekraft og etikk, er å sikre at styret har sterkt fokus på og kunnskap om disse komplekse, viktige områdene som er i konstant utvikling. Utvalget fungerer som forberedende organ for styret og fører blant annet tilsyn med og vurderer effektiviteten, utviklingen og implementeringen av retningslinjer, systemer og prinsipper på slike områder som sikkerhet, bærekraft og etikk, med unntak av spørsmål av "finansiell karakter".

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk hadde seks møter i 2016, og møtedeltakelsen var på 83 %.

For en nærmere beskrivelse av målsetningene, oppgavene og sammensetningen av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk, se våre nettsider på www.statoil.com/sbeutvalget.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.10 RISIKOSTYRING OG INTERNKONTROLL

Risikostyring

Styret fokuserer på å sikre forsvarlig kontroll med selskapets internkontroll og generelle risikostyring. Styret gjennomgår hvert år risikostyringen i selskapet, og to ganger i året får styret en presentasjon av og drøfter de viktigste risikofaktorer og risikospørsmål Statoil står overfor. Styrets revisjonsutvalg bistår styret og opptre som forberedende organ i forbindelse med overvåking av selskapets systemer for internkontroll, internrevisjon og systemer for risikostyring. Styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk overvåker og vurderer sikkerhets- og bærekraftsrisiko som er relevante for Statoils aktiviteter, og begge utvalgene rapporterer jevnlig til hele styret.

Risikostyringen i Statoil skal sikre at virksomheten vår er trygg og i samsvar med våre krav. Vår generelle tilnærming til risikostyring består i en kontinuerlig vurdering og styring av risiko knyttet til verdikjeden vår for å bidra til at selskapet når sine viktigste mål, nemlig å skape verdier og unngå uønskede hendelser.

Selskapet har et eget risikostyringsutvalg som ledes av konserndirektøren for økonomi og finans. Utvalget møtes minst seks ganger i året for å gi råd og anbefalinger om Statoils risikostyring. En detaljert rapport om selskapets risikostyring presenteres i kapittel 2.10 Risikostyring.

All risiko er knyttet til Statoils verdikjede - fra tilgang, utvikling, prosjektutførelse og drift til markedet. I tillegg til de økonomiske konsekvensene disse risikofaktorene kan ha for Statoils kontantstrøm, har vi også etablert prosedyrer og systemer for å redusere hendelser relatert til sikkerhet, sikring og integritet (som for eksempel bedrageri og korrupsjon), i tillegg til innvirkning på omdømmet som følge av problemer knyttet til menneskerettigheter, arbeidsstandarder og åpenhet. De fleste av disse risikofaktorene styres av linjelederne for våre hovedforretningsområder. Enkelte typer driftsrisiko er forsikret av vårt eget forsikringselskap, som opererer i norske og internasjonale forsikringsmarkeder.

Kontroller og prosedyrer

Denne delen omhandler kontroller og prosedyrer for selskapets finansielle rapportering.

Evaluering av kontroller og prosedyrer for rapportering

Ledelsen har i samarbeid med konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans vurdert effektiviteten av selskapets kontroller og prosedyrer for rapportering opp mot kravene i US Securities Exchange Act Rule 13a-15(b) ved utgangen av perioden som omfattes av Form 20-F. Basert på denne vurderingen har

konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans konkludert med at disse rapporteringskontrollene og -prosedyrene med rimelig sikkerhet kan sies å være effektive.

For å gjøre denne vurderingen enklere gjennomgår den finansielle rapporteringskomiteen viktige rapporter fremlagt av Statoil og sjekker dem for feil, feilfremstillinger og utelatelser. Den finansielle rapporteringskomiteen ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen består av lederne for investor relations, regnskap og finans, resultatledelse og risiko, skatt og juridisk rådgiver, og kan suppleres med annet internt og eksternt personell. Leder for internrevisjonen er observatør på komitémøtene.

I forbindelse med utforming og evaluering av rapporteringskontrollene og -prosedyrene innså ledelsen, i samarbeid med konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans, at uansett hvor god utformingen og anvendelsen av kontrollene og prosedyrene er, kan de bare gi en viss sikkerhet for at kontrollmålsetningene blir nådd, og at ledelsen må bruke skjønn når de skal foreta en kost-nytteanalyse av slike kontroller og prosedyrer. Fordi alle kontrollsystemer har iboende begrensninger, kan en evaluering av kontrollene ikke gi absolutt sikkerhet for at alle kontrollproblemer og mulige tilfeller av bedrageri i selskapet blir oppdaget.

Ledelsens rapport om den finansielle internkontrollen

Ledelsen i Statoil ASA skal sørge for å opprettholde tilstrekkelig finansiell internkontroll. Den finansielle internkontrollen er en prosess som under ledelse av konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans skal gi rimelig sikkerhet for at den finansielle rapporteringen er pålitelighet som grunnlag for utarbeidelse av Statoils eksterne regnskap i henhold til Financial Reporting Standards (IFRS) vedtatt av Den europeiske union (EU). Regnskapsprinsippene som konsernet anvender er også i overensstemmelse med IFRS utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Ledelsen har vurdert den finansielle internkontrollens effektivitet på grunnlag av Internal Control – Integrated Framework (2013) utgitt av Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Basert på denne vurderingen er ledelsens konklusjon at Statoils finansielle internkontroll per 31. desember 2016 var effektiv.

Statoils finansielle internkontroll omfatter retningslinjer og prosedyrer for registrering av opplysninger som rimelig detaljert, nøyaktig og rettferdig avspeiler transaksjoner og disponering av aktiva, gir rimelig sikkerhet for at transaksjonene er registrert på den måten som kreves for å utarbeide regnskapet i henhold til IFRS, og at inntekter og utgifter bare føres i samsvar med godkjenning gitt av ledelsen og styret i Statoil og gir rimelig sikkerhet for at man kan hindre eller raskt oppdage uautorisert kjøp, bruk eller salg av Statoils aktiva som kan ha en vesentlig innvirkning på regnskapet.

På grunn av de iboende begrensningene vil den finansielle internkontrollen kanskje ikke bidra til å hindre eller oppdage alle feilrapporteringer. Videre er enhver vurdering av internkontrollens effektivitet for senere perioder forbundet med risiko for at kontrollene kan bli utilstrekkelige fordi betingelsene endres, og fordi graden av samsvar med retningslinjer og prosedyrer kan bli forringet.

Den finansielle internkontrollen per 31. desember 2016 er revidert av KPMG AS, et uavhengig revisjonsfirma som også reviderer konsernregnskapet i denne årsrapporten.

Det har ikke vært noen endringer i den finansielle internkontrollen i løpet av perioden som i vesentlig grad har påvirket eller med rimelighet kan antas å ha påvirket den finansielle internkontrollen vesentlig.

Vi gjør stadig forbedringer i vårt internkontrollmiljø.

Etiske retningslinjer

Etikk – Statoils tilnærming

Statoil er av den oppfatning at ansvarlig og etisk adferd er en forutsetning for en bærekraftig virksomhet. Statoils etiske retningslinjer er basert på selskapets verdier og viser at Statoil tilstreber høye etiske standarder i all sin virksomhet.

Våre etiske retningslinjer

De etiske retningslinjene beskriver Statoils krav til forretningspraksis på områder som antikorrupsjon, rettferdig konkurranse, menneskerettigheter og ikke-diskriminerende arbeidsmiljø med like muligheter for alle. De gjelder for Statoils styremedlemmer, ansatte og innleid personell.

Statoil tilstreber å samarbeide med andre som deler selskapets engasjement for etikk og etterlevelse. Risiko håndterer vi gjennom inngående kunnskap om leverandører, forretningspartnere og markeder. Statoil forventer at leverandører og forretningspartnere overholder gjeldende lov, respekterer internasjonalt aksepterte menneskerettigheter og lever opp til etiske standarder som er i overensstemmelse med Statoils etiske krav når de utfører arbeid for eller sammen med Statoil. I joint venture-selskaper og partnerskap som ikke styres av Statoil, arbeider Statoil i god tro for å oppfordre til at retningslinjer og prosedyrer for etikk og antikorrupsjon som samsvarer med selskapets standarder, blir innført. For alle som arbeider for Statoil, men ikke følger retningslinjene, setter vi i verk disiplinærtiltak. Dette kan innebære avskjed eller oppsigelse av kontrakt.

Opplæring i og bekreftelse av de etiske retningslinjene

Statoil gjennomfører opplæring i de etiske retningslinjene og annen mer omfattende opplæring i spesifikke spørsmål, for eksempel antikorrupsjon og antitrust, for å forklare hvordan retningslinjene får anvendelse og beskrive de redskapene vi stiller til rådighet for å håndtere risiko.

Alle Statoil-ansatte må hvert år bekrefte, i elektronisk form, at de forstår og vil følge de etiske retningslinjene. Formålet med denne bekreftelsen er å minne hver enkelt om plikten til å følge Statoils verdier og etiske krav, og skaper et miljø med åpen dialog omkring etiske spørsmål, både internt og eksternt.

Antikorrupsjonsprogram

Statoil er imot alle former for korrupsjon, inkludert, bestikkelse, tilretteleggingsbetaling og påvirkningshandel. Vi har innført et antikorrupsjonsprogram for hele selskapet for å sikre at vår nulltoleranse for korrupsjon blir gjennomført. Dette omfatter obligatoriske prosedyrer som er i samsvar med gjeldende lover og forskrifter samt opplæring i aktuelle spørsmål som gaver, representasjon og interessekonflikt. Compliance officers, som har ansvar for å sikre at etikk- og antikorrupsjonshensyn alltid er integrert i Statoils forretningsvirksomhet, utgjør en viktig del av programmet.

I 2016 innførte og implementerte Statoil oppdaterte og mer brukervennlige etiske retningslinjer, innbefattet ny informasjon om internasjonale handelsrestriksjoner og hvitvasking. Statoil videreførte implementeringen av de etiske retningslinjene, også med fokus på tilsyn med og oppfølging av leverandørene hvor risikovurdering ble mer integrert i virksomheten. Statoil innførte også en helhetlig tilnærming for diskusjon omkring ulike spørsmål om etterlevelse og bærekraft, og forbindelsen mellom dem, gjennom seminarer for interne og eksterne interessenter.

Speak Up

Statoil fokuserer på å ha en åpen dialog om etiske spørsmål. De etiske retningslinjene krever at alle som lurte på noe eller har mistanke om avvik, skal ta dette opp enten gjennom interne kanaler eller gjennom Statoils eksterne etikkhjelpelinje. Ansatte oppfordres til å diskutere sine bekymringer med sine overordnede. Statoil erkjenner at det ikke alltid er enkelt å melde fra, og derfor er det flere interne kanaler for varsling, herunder gjennom personalavdelingen eller etikk- og etterlevelseshjelpelinjen i juridisk avdeling. Det er også mulig å uttrykke bekymring gjennom den eksterne etikkhjelpelinjen som er åpen hele døgnet og muliggjør anonym rapportering og toveiskommunikasjon ved bruk av PIN-kode. Statoil har regler for at gjengjeldelse ikke skal forekomme for personer som i god tro melder fra om saker.

Nærmere informasjon om Statoils regler og krav knyttet til de etiske retningslinjene er tilgjengelig på www.statoil.com/etikk.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.11 GODTGJØRELSE TIL STYRET OG BEDRIFTSFORSAMLINGEN

Godtgjørelse til styret

Godtgjørelse til medlemmer av styret og underutvalgene fastsettes av bedriftsforsamlingen basert på en anbefaling fra valgkomiteen. Medlemmene mottar en fast årlig godtgjørelse, men varamedlemmer (velges bare for de ansattvalgte i styret) får betalt for hvert møte de deltar på. Det fastsettes egne satser for henholdsvis styrets leder, nestleder og andre medlemmer. Det bestemmes også egne satser for styrets underutvalg, med en tilsvarende differensiering mellom lederen og øvrige medlemmer i hvert utvalg. De ansattvalgte medlemmene av styret mottar samme godtgjørelse som de aksjonærvalgte medlemmene.

Styret mottar sin godtgjørelse i kontanter. Styremedlemmer som bor utenfor Skandinavia og utenfor Europa, mottar en egen reisegodtgjørelse for hvert møte de deltar på. Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatavhengig, og ikke knyttet til opsjonsprogrammer eller lignende ordninger. Ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Dersom aksjonærvalgte medlemmer av styret og/eller selskaper de har tilknytning til tar på seg oppdrag for Statoil i tillegg til styrevervet, vil hele styret bli informert om dette.

Den samlede godtgjørelsen til styret, inkludert godtgjørelse til styrets tre underutvalg, var på 6.524.119 kroner (776.803 USD) i 2016.

Medlemmer av styret 2016 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer)	Ytelser totalt	Antall aksjer pr. 31. desember 2016
Øystein Løseth (styreformann)	104	1.040
Roy Franklin (nestleder)	114	-
Jakob Stausholm ¹⁾	52	i.a.
Wenche Agerup	65	2.522
Bjørn Tore Godal	65	-
Rebekka Glasser Herlofsen	61	-
Maria Johanna Oudeman	81	-
Jeroen van der Veer ²⁾	61	-
Lill-Heidi Bakkerud	55	342
Stig Lægroid	55	1.881
Ingrid Elisabeth di Valerio	61	3.670
Totalt	777	9.455

1) Styremedlem til og med 30. september 2016 (avgått).

2) Styremedlem fra 18. mars 2016.

Godtgjørelse til bedriftsforsamlingen

Godtgjørelsen til bedriftsforsamlingen fastsettes av generalforsamlingen, basert på en anbefaling fra valgkomiteen. Medlemmene mottar en fast årlig godtgjørelse, men varamedlemmer får betalt for hvert møte de deltar på. Det fastsettes egne satser for henholdsvis bedriftsforsamlingens leder, nestleder og andre medlemmer. De ansattvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen

mottar samme godtgjørelse som de aksjonærvalgte medlemmene. Bedriftsforsamlingen mottar godtgjørelsen som kontantutbetaling.

Den samlede godtgjørelsen til bedriftsforsamlingen var på 1.065.682 NOK (126.875 USD) i 2016.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.12 GODTGJØRELSE TIL KONSERNLEDELSEN

I 2016 var samlet godtgjørelse til konsernledelsen 71.414.699 NOK (8.503.083 USD) (avrundet tall). Styrets fullstendige erklæring om godtgjørelse til ledende ansatte følger nedenfor.

Kun følgende deler av teksten i punkt 3.12 er en del av Statoils årsrapport på Form 20-F som registreres hos amerikanske børsmyndigheter: tabellen som oppsummerer de viktigste elementene i Statoil lederlønn; diskusjonen om pensjons- og forsikringsordninger, sluttvederlagsordninger og andre fordeler; diskusjonen om prestasjonsstyring og resultatvurdering som grunnlag for variabel lønn og tabellen som oppsummerer de viktigste mål og KPIer for hvert perspektiv; tabellen som oppsummerer godtgjørelse til hvert medlem av konsernledelsen; diskusjonen av selskapets resultatmodifikator; og diskusjonen om aksjeandel, inkludert sammendragstabellen.

MELDING FRA STYRELEDER



Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Statoils konsernledelse

Statoils belønningssystem og betingelser er tett forankret i selskapets verdigrunnlag, personalpolitikk og prestasjonsorienterte rammeverk. Belønningssystemene for ledere skal sikre at vi tiltrekker oss og beholder de rette medarbeiderne – medarbeidere som er sterkt forpliktet til å levere på selskapets forretningsstrategi og klarer å tilpasse seg et forretningsmiljø i endring. Styret legger stor vekt på å tilby selskapets øverste ledelse betingelser som er konkurransedyktige, men ikke markedsledende, i de markeder vi opererer i. Godtgjørelsen til lederne skal også virke rettfærdig og være i samsvar med det generelle nivået for godtgjørelse i selskapet, og aksjonærenes interesser. Styret må foreta denne avveiningen. Det er vårt ansvar.

Det er styrets faste overbevisning at selskapets belønningssystemer og belønningspraksis er transparente og i henhold til gjeldende retningslinjer og god forretningsskikk.

Oslo, 9. mars 2017
Øystein Løseth

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a, vil styret legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av Statoils konsernledelse på den ordinære generalforsamlingen i 2017.

Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2017

Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningsprinsipper og konsepter som beskrevet i fjorårets erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Statoils konsernledelse, vil bli videreført i regnskapsåret 2017.

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt verdibaserte rammeverk for prestasjonsstyring og skal:

- reflektere vår globale konkurransedyktige markedsstrategi og lokale markedsforhold
- motivere til en sterk og bærekraftig prestasjonskultur
- belønne og anerkjenne "hva" vi leverer og "hvordan" vi leverer
- differensiere basert på ansvar og prestasjoner
- være rettferdig, transparent og ikke-diskriminerende
- fremme samarbeid og laginnsats
- belønne både kort- og langsiktige bidrag og resultater
- gjenspeile selskapets prestasjoner og økonomiske resultat
- styrke interessefellesskapet mellom selskapets ansatte og dets eiere

Belønningskonseptet for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fast lønn: grunnlønn og eventuell kontantkompensasjon
- Variabel lønn: årlig variabel lønn (AVP) og langtidsinsentivordning (LTI)
- Andre ytelser: i første rekke pensjon, forsikring og aksjespareprogram
- Selskapets resultatmodifikator og terskelverdi for variabel lønn

Tabellen på neste side illustrerer hvordan vår belønningspolitikk og rammeverk er integrert i vårt belønningskonsept.

Hovedelementer – Statoils lederlønnskonsept

Belønningselement	Målsetting	Belønningsnivå	Prestasjonskriterier
Grunnlønn	Tiltrekke og beholde de rette medarbeiderne gjennom å tilby konkurransedyktige, men ikke markedsledende betingelser.	Vårt grunnlønnsnivå er i tråd med og differensiert i henhold til den enkeltes ansvar og prestasjoner. Nivået er konkurransedyktig i markedene selskapet opererer i.	Grunnlønnen er vanligvis gjenstand for årlig vurdering basert på den enkeltes oppnåelse av forhåndsdefinerte mål, se "Variabel lønn" nedenfor.
Kontantgodtgjørelse	Kontantgodtgjørelse anvendes som et supplerende fastlønnselement for at vi skal som skal være konkurransedyktig i markedet.	Det henvises til lønnstabellen. Fire av konserndirektørene mottar en kontantgodtgjørelse i stedet for pensjonsopptjening, beskrevet under pensjon og forsikringsordninger.	Det er ikke knyttet resultatkrav til kontantgodtgjørelsen. Kontantgodtgjørelsen medregnes ikke i pensjonsgivende inntekt.
Variabel lønn	Motivere til en sterk prestasjonskultur. Belønne personer for årlig oppnåelse av forretningsmessige mål, og mål knyttet til «hvordan» resultatene oppnås.	Medlemmer av konsernledelsen er berettiget til en variabel lønn på 0-50 % av fastlønnen. Målbonus ² er 25 %. Terskelverdi prinsippene og resultatmodifikatoren skal gjelde.	Oppnåelse av årlige leveransemål (hvordan og hva som skal leveres) innrettet mot å skape langvarig og bærekraftig verdi for aksjonærene. Vurderingen av mål definert i den enkeltes prestasjonskontrakt, inkludert mål knyttet til utvalgte KPI-er fra den balanserte måltavlen danner grunnlaget for den variable lønnen.
Langtidsincentiv (LTI)	Styrke det langsiktige interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledere og aksjonærer, samt beholde ansatte i nøkkeltillinger.	Langtidsincentivordningen er en kontantgodtgjørelse som blir beregnet i % av deltakernes grunnlønn. Selskapet kjøper aksjer tilsvarende netto årssum på vegne av deltakeren. Aksjene er bundet i tre år, og frigjøres så for deltakerens disponering. Nivået på den årlige langtidsincentivbelønningen ligger området 25-30 %. Terskelprinsippene gjelder for den årlige tildelingen. Selskapets resultatmodifikator gjelder ikke for LTI i Statoil ASA.	I Statoil ASA reflekterer deltakelse i langtidsincentivprogrammet og størrelsen på det årlige LTI-elementet nivå og tyngde for stillingen og er ikke direkte knyttet til stillingsinnehavers prestasjoner.
Terskel	Finansiell terskel for betaling av variabel lønn og LTI-tildeling.	Den finansielle terskelen er knyttet til Statoils justerte driftsresultat etter skatt, med en forutsetning om minimumsresultat for utbetaling av bonus. Dette minimumsnivået er 2 milliarder USD. Med et driftsresultat mellom 2 og 3,3 milliarder USD reduseres nivået for bonus med 50 %. Med et driftsresultat på over 3,3 milliarder USD er terskelen oppnådd og bonus påvirkes ikke.	Justert driftsresultat etter skatt. Anvendelse av terskelen avhenger av en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale prestasjon.
Selskapets resultatmodifikator	Styrke koplingen mellom variabel lønn og selskapets resultater.	Selskapets resultatmodifikator bestemmer hvor stor bonusandel som vil bli utbetalt, varierende mellom 50 og 150 %. Bruk av selskapets resultatmodifikator er under forutsetning av godkjenning fra generalforsamlingen	Selskapets resultater vurderes opp mot kriterier som vektet likt: relativ avkastning til aksjeeierne (TSR) og relativ avkastning på sysselsatt kapital (RoACE). Anvendelse av modifikatoren avhenger av en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale prestasjon.
Pensjons- og forsikringsordninger	Tilby konkurransedyktige betingelser	Selskapet tilbyr en tjenstepensjonsordning og forsikringsordning som er tilpasset lokale markeder, jf. avsnitt om pensjons- og forsikringsordninger nedenfor.	Ikke relevant
Aksjespareprogram	Styrke interessefellesskapet mellom ansatte og aksjeeiere og belønne verdiskapning over tid.	Aksjespareplanen tilbys alle ansatte i konsernet, forutsatt at det ikke foreligger noen restriksjoner basert på lokal lovgivning eller forretningsmessige krav. Deltakerne tilbys å kjøpe Statoil-aksjer i markedet for inntil 5 % av sin grunnlønn.	En bonusaksje per kjøpt aksje tildeles dersom aksjene er beholdt i minst to år og deltakeren fortsatt er ansatt i selskapet.

² Målbonus reflekterer fullt tilfredsstillende oppnåelse av mål

Pensjons- og forsikringsordninger

Konserndirektørene omfattes av den generelle pensjonsordningen i Statoil ASA, som er en innskuddsbasert ordning med et innskuddsnivå på 7 % inntil 7,1 G og 22 % over 7,1 G³. En ytelsesbasert ordning er beholdt for en gruppe skjermede arbeidstakere. For nye konserndirektører som tiltrer etter 13. februar 2015, gjelder et tak på pensjonsgrunnlag på 12 G. I stedet for pensjonsopptjening for lønn over 12 G gis en kontantytelse.

Konserndirektører som tiltrådte før 13. februar 2015, vil beholde pensjonsinnskudd for lønn over 12 G på grunnlag av forpliktelser i tidligere inngåtte avtaler.

Konsernsjefen og tre konserndirektører har individuelle avtaler om tidligpensjon med selskapet.

Konsernsjefen og en av konserndirektørene har pensjonsvilkår i henhold til en tidligere standardordning som ble innført i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 % av pensjonsgivende inntekt ved en pensjonsalder på 62 år. Ved beregning av medlemstid i Statoils pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert år den enkelte har tjenestegjort som konserndirektør.

I tillegg har to av Statoils konserndirektører separate avtaler om pensjonsalder ved 65 år og et førtidspensjonsnivå på 66 % av pensjonsgivende inntekt.

De individuelle pensjonsvilkårene for konserndirektørene som er beskrevet ovenfor, er et resultat av forpliktelsene i henhold til tidligere inngåtte avtaler.

Statoil har implementert et generelt tak på pensjonsopptjening for lønn over 12 G for alle nyansatte i selskapet fra 1. September 2017.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, tilbys konserndirektørene ansatt i morselskapet uføre- og etterlattepensjon i henhold til Statoils alminnelige pensjonsordning/ytelsespensjonsordning. Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Statoil.

Sluttvederlagsordninger

Konsernsjefen og konserndirektørene har rett til sluttvederlag tilsvarende seks månedslønner, gjeldende fra utløpet av oppsigelsestiden på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratre sine stillinger. Tilsvarende sluttvederlag skal også betales dersom partene er enige om at arbeidsforholdet skal opphøre og konserndirektøren leverer sin oppsigelse etter skriftlig avtale med selskapet. Annen inntekt ervervet av konserndirektøren i sluttvederlagsperioden medfører en forholdsmessig reduksjon. Dette gjelder inntekter fra alle arbeidsforhold eller fra næringsvirksomhet som vedkommende er aktiv eier av.

Retten til sluttvederlag forutsetter at konsernsjefen eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsømmelse av sin arbeidsplikt, illojalitet eller annet brudd på tjenesteplikter.

Ensidig oppsigelse initiert av konsernsjef/konserndirektør gir normalt ikke rett til sluttvederlag.

Andre ytelser

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg naturalytelser som fri bil og fri elektronisk kommunikasjon. De kan også delta i aksjespareprogrammet som beskrevet over.

Prestasjonsstyring og resultatvurdering som grunnlag for variabel lønn

Regulering av individuell lønn og utbetaling av variabel lønn foretas med utgangspunkt i prestasjonsevalueringer og måloppnåelse som følges opp gjennom selskapets prestasjonsstyringssystem.

Prestasjonsmålene evalueres i to dimensjoner; «Hva» vi leverer, og «Hvordan» vi leverer.

«Hva» vi leverer (forretningsleveranse), defineres i selskapets rammeverk for prestasjonsstyring «Ambisjon til handling», som omfatter strategiske mål, prestasjonsindikatorer (KPI-er) og aksjoner for hvert av de fem perspektivene: Sikkerhet, sikring og bærekraft, Mennesker og ledelse, Drift, Marked og Resultater. Det er generell praksis i Statoil å sette ambisiøse mål for å inspirere og motivere til sterk innsats.

Mål for «Hvordan» vi leverer, er basert på våre kjerneverdier og ledelsesprinsipper og omfatter atferden som kreves og forventes for å oppnå leveransemålene.

Prestasjonsvurderingen er helhetlig og innebærer både måling og vurdering. Ettersom KPI-målene kun er indikatorer, anvendes skjønn og erfaring. Det blir tatt hensyn til vesentlige endringer i forutsetningene samt ambisjonsnivå for de aktuelle målene, bærekraft i løsningene og strategiske bidrag.

Denne balanserte tilnærmingen med et bredt sett av mål knyttet til både «hva» og «hvordan»-dimensjonene, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, anses i betydelig grad å redusere risikoen for at belønningspolitikken stimulerer til overdreven risikotaking eller at den på annen måte har uheldige konsekvenser.

I prestasjonskontraktene til konsernsjefen og finansdirektøren er ett av flere mål knyttet til selskapets relative avkastning for aksjeeierne (TSR). Den variable lønnen blir bestemt ut fra en totalvurdering av oppnåelsen av ulike mål, blant annet selskapet relative avkastning til aksjeeierne.

³ Grunnbeløpet i folketrygden

I 2016 var hovedmålene og KPI-ene for hvert perspektiv slik det er beskrevet nedenfor. Hvert perspektiv ble i tillegg støttet av omfattende planer og aksjoner.

Strategiske mål		Resultatvurdering for 2016
Sikkerhet, sikring og bærekraft	Strategiske mål og aksjoner omfatter sikkerhet, sikring og bærekraft.	Frekvensen for alvorlige hendelser (faktisk) på 0,29 var over målsettingen. Målet for antall olje- og gasslekkasjer ble ikke nådd. CO ₂ -intensitet for oppstrømsporteføljen var i samsvar med målsettingen.
Mennesker og ledelse	Strategiske mål og aksjoner omfatter høyt presterende ledere og team samt global og kostnadseffektiv kompetanse.	Ansattes engasjement var over målsettingen, og økte fra 2015 i en periode med omfattende organisasjons- effektiviseringsprogrammer. Medarbeiderutvikling var på nivå med 2015, med sterkt fokus på kompetansebygging og læringsaktiviteter gjennom hele 2016, med positive resultater.
Drift	Strategiske mål og aksjoner omfatter pålitelig og kostnadseffektiv drift samt verdidrevet teknologiutvikling.	Produksjonen var høyere enn målsettingen, til tross for omfattende vedlikeholdsprogram. Relativ produksjonskostnad per enhet var fremdeles lavere enn konkurrentenes. Produksjonseffektiviteten var litt under målsettingen.
Marked	Strategiske mål og aksjoner omfatter tillit fra interessenter, optimalisering av verdikjeden og prosjekt- og porteføljestyling.	Investeringskostnadene var under målsettingen og eksternt prognosenivå, på grunn av effektivisering og strengere prioritering. Kostnadseffektiviteten til prosjekter under utvikling var over målsettingen, og over gjennomsnittet i bransjen. Reserveerstatningsraten var under målsettingen på >1. Verdiskapning fra leting var under målsettingen, hovedsakelig på grunn av lavere funnvolumer enn forventet.
Resultat	Strategiske mål og aksjoner omfatter avkastning til aksjonærene, finansiell robusthet, verdiskapning fra leting, kostnads- og kapitaldisiplin og sikkerhet.	Relativ avkastning til aksjonærene (TSR) økte, og endte på tredjeplass i en gruppe med 12 sammenlignbare selskaper. Relativ ROACE for 2016 endte på 9. plass i en gruppe med 12 sammenlignbare selskaper, en nedgang som følge av eksponering for oppstrømsmarginer. Kontantstrøm-forbedringsprogrammet leverte over målsettingen.

Styrets vurdering av konsernsjefens prestasjoner

I sin vurdering av konsernsjefens prestasjoner og følgelig hans årsbonus for 2016, har styret vektlagt solid leveranse innen produksjon, effektivisering og prioritering. Investeringskostnadene er under målsetting og eksternt prognosenivå, og relativ samlet avkastning til eierne er i første kvartil. Antall olje- og gass utslipp ligger over målsetting, mens CO₂ intensiteten for oppstrømsporteføljen var iht. mål. Resultatet for alvorlige hendelser er over målsettingen (frekvensen var 0.29 mot målsatt 0.18).

KPI-er for konsernsjefen for 2017

Konsernsjefens variable lønn og økning av grunnlønn fra 1. januar 2018 baseres på vurdering av resultatene for følgende KPI-er:

Sikkerhet, sikring og bærekraft

- frekvens for alvorlige hendelser (faktisk)
- CO₂-intensitet for oppstrømsporteføljen

Marked

- kapitalinvesteringer

Resultater

- relativ avkastning for aksjonærene
- relativ RoACE
- forbedringsprogram for kontantstrøm

Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2016

Innledning

- Belønningspolitikken og prinsippene som ble gjennomført i 2016, var i henhold til erklæringen som ble fremlagt for generalforsamlingen 11. mai 2016.
- Det var ingen generell lønnsøkning for medlemmer av konsernledelsen i 2016.
- Etter anvendelse av terskelverdien nevnt i avsnitt om belønningskonsept for konsernledelsen, ble langtidsincentivet (LTI) i Statoil ASA redusert med 50 % av det maksimale LTI nivået.

Terskelverdi og selskapets modifikator for variabel lønn

Selskapets resultatmodifikator avhenger av resultatet på to kriterier, avkastning på sysselsatt kapital (RoACE) og samlet avkastning til aksjeeierne (TSR), hvor begge parametere måles i forhold til 11 sammenlignbare selskaper. For 2016 var resultatene for Statoil som følger: relativ RoACE: nummer 9 av 12 selskaper og relativ TSR: nummer 3 av 12 selskaper. Dette gir et RoACE-resultat i tredje kvartil og et TSR-resultat i første kvartil samt en resultatmodifikator på 1,17 for 2016.

Terskelverdiene er knyttet til selskapets justerte driftsresultat etter skatt. I 2016 var Statoils justerte driftsresultat etter skatt minus 208 millioner USD, sterkt påvirket av lave olje- og gass priser gjennom året. Samtidig har selskapet levert sterke operasjonelle resultater og forbedringsprogrammene har gitt betydelige kostnadsreduksjoner.

Selv om justert driftsresultat for 2016 endte under terskelnivået, er det, basert på en helhetlig vurdering av de samlede resultater, besluttet at en terskel på 50% skal gjelde for opptjeningsåret 2016. Følgelig har bonusutbetalinger og LTI tildelinger blitt redusert med 50 %.

Vilkår for ledelsen

Den årlige grunnlønnen til konsernsjef Eldar Sæthre er 5.700.000 NOK. Videre har konsernsjefen rett til et ytterligere fastlønnsэлемент på 2.000.000 NOK som ikke medregnes i den pensjongivende inntekten. Konsernsjefens lønnspakke er omstrukturert i 2016. Selskapets langsiktige incentivordning er endret for å være i overensstemmelse med nye retningslinjer for lederlønn. Langtidsincentivtildelingen vil ikke lenger bli regnet med i grunnlaget for beregning av variabel lønn. For å redusere effekten av redusert variabel lønn for konsernsjefen, er hans faste godtgjørelse økt med

373.000 NOK fra 1. januar 2017. Konsernsjefen deltar i en variabel lønnsordning med et målnivå på 25 % (maks 50 %) og selskapets langtidsincentivordning for 2017 med en verdi på 30 % av grunnlønnen. Pensjonsvilkårene forblir uendret i tråd med tidligere inngått pensjonsavtale som beskrevet i punkt pensjon og forsikringsordninger.

Vilkårene for konserndirektører ansatt i Statoil ASA er beskrevet i tabell under avsnitt om belønningskonsept for konsernledelsen.

Basert på en gjensidig forståelse vil John Knight, som er ansatt i Statoil UK, avslutte sitt arbeidsforhold i selskapet med virkning fra 1. januar 2019. For å sikre klarhet og forutberegnelighet knyttet til kompensasjoner og kostnader for Knights gjenstående ansettelsesperiode, er det besluttet å justere hans belønningspakke med effekt for opptjeningsåret 2016

Hovedendringene i John Knights belønning er;

- Grunnlønnen er økt fra 599.908 GBP til 630.000 GBP med virkning fra 1. januar 2017
- Variabel lønn (årsbonus og langtidsincentiv) som maksimalt ville kunne gitt 150% av grunnlønn, er terminert
- I stedet for variabel lønn vil han tilkomme et fastlønns tillegg på 535.000 GBP i 2017 og 2018, og 600.000 GBP i 2019.

I stedet for bidrag til pensjonsopptjening mottar Knight en årlig godtgjørelse på 20% av grunnlønn. Hans kontrakt inneholder også bestemmelser om en sluttlønn på 12 måneders grunnlønn. John Knights skattbare inntekt i 2016 var 1.810.000 USD sammenlignet med 2.089.000 USD i 2015. Den justerte belønningspakken inneholder ikke variable kompensasjonselementer og vurderes således ikke som et avvik fra statens retningslinjer for variabel lønn. Videre er den justerte belønningspakken konkurransedyktig, men ikke lønnsledende i tråd med selskapets retningslinjer.

Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering eller endring av belønningspolitikk og konsepter, og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til konsernledelsen, følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6 og 6-16 a) samt styrets instruks. Styrets instruks er tilgjengelig på www.statoil.com/styret.

Styret har etablert et eget kompensasjons- og lederutviklingsutvalg. Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Utvalgets hovedoppgave er å bistå styret i dets arbeid med lønns- og arbeidsvilkår for Statoils konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av selskapets øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige ansettelsesvilkår.

Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er ansvarlig kun overfor styret i Statoil ASA for utførelse av sine oppgaver. Styret eller det enkelte styremedlems ansvar endres ikke som følge av utvalgets arbeid.

For videre detaljer om rolle og ansvar for kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, se utvalgets instruks på www.statoil.com/kompensasjonsutvalget.

4 Basert på gjennomsnittlig valutakurs for 2015; USD/NOK = 8,0739, USD/GBP = 1,5289.

Fast godtgjørelse											
Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) ^{1), 2)}	Fast lønn ³⁾	Kontant-godtgjørelse ⁴⁾	LTI ⁵⁾	Bonus ⁶⁾	Andre skatte-pliktige ytelser	2016 Skattbar lønn	Ikke skatte-pliktige natural- ytelser	Estimert pensjons-kostnad ⁷⁾	Nåverdi av pensjons-forpliktelse ⁸⁾	2015 Skattbar lønn ⁹⁾	Antall aksjer pr. 31. desember 2016
Eldar Sætre ¹³⁾	937	0	138	245	37	1.356	0	0	11.261	1.754	47.882
Margareth Øvrum	453	0	53	106	18	631	20	0	6.788	751	49.227
Timothy Dodson	440	0	51	67	15	573	39	141	4.746	673	29.418
Irene Rummelhoff	349	54	37	61	10	511	0	26	1.070	294	21.556
Jens Økland	347	58	40	53	12	509	0	22	785	329	13.937
Arne Sigve Nylund	398	0	49	80	18	546	0	112	4.047	690	11.312
Lars Christian Bacher	419	0	45	89	14	567	52	110	2.039	647	24.896
Hans Jakob Hegge	372	62	43	71	13	561	0	23	1.097	251	28.190
Jannicke Nilsson ¹⁰⁾	32	5	2	0	0	40	0	3	1.032	NA	35.049
Anders Opedal ¹¹⁾	338	57	40	78	2	514	0	23	1.030	456	15.910
Torgrim Reitan ¹²⁾	611	0	49	87	137	884	0	115	1.947	744	32.276
John Knight ¹³⁾	1.679	0	0	0	131	1.810	0	0	0	2.089	103.808

- 1) Alle beløp i tabellen presenteres i USD basert på gjennomsnitts kurser (2016: USD/NOK = 8,3987, USD/GBP = 1,3538. 2015: USD/NOK = 8,0739, USD/GBP = 1,5289). Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelser.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen mottar kompensasjon i norske kroner unntatt John Knight som mottar kompensasjon i GBP.
- 3) Fast lønn består av grunnlønn, fastlønnelement, feriepenges og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.
- 4) Kontantgodtgjørelse består av kompensasjon for bortfall av pensjonsopptjening over 12G (grunnbeløpet i folketrygden).
- 5) I langtidsinnsattordningen (LTI-ordningen) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Statoilaksjer, inkludert en bindingsperiode. LTI-elementet oppgis i tildelingsåret for medlemmer av konsernledelsen ansatt i Statoil ASA.
- 6) Bonus inkluderer feriepenges for medlemmer av konsernledelsen som er bosatt i Norge.
- 7) Estimert pensjonskostnad er beregnet basert på aktuar messige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt (hovedsakelig fastlønn) pr. 31. desember 2015 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2016.
- 8) Estimert nåverdi av pensjonsforpliktelsen relatert til Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Øvrums og Timothy Dodson, er basert på estimerte verdier på fripoliser og rettighetsbrev fra den ytelsesbaserte pensjonsordningen. Estimert nåverdi av pensjonsforpliktelsen relatert til de øvrige medlemmene av konsernledelsen, er presentert med estimerte verdier på fripoliser og rettighetsbrev fra den ytelsesbaserte pensjonsordningen og med opptjente midler i den innskuddsbaserte pensjonsordningen.
- 9) Inkluderer medlemmer av konsernledelsen i 2015 som også er medlemmer i 2016.
- 10) Jannicke Nilsson tiltrådte som chief operating officer (COO) fra 1. desember 2016.
- 11) Anders Opedal gikk av som chief operating officer (COO) 30. november 2016.
- 12) Kompensasjonene til Torggrim Reitan er i samsvar med selskapets standardbetingelser ved utstasjonering til USA.
- 13) Fast lønn for Eldar Sætre inkluderer et fastlønnelement på 238 tusen USD som ikke inngår i pensjonsgrunnlaget. John Knights fastlønn inkluderer et fastlønnelement på 143 tusen USD som erstatter hans tidligere innskuddspensjon, samt et fastlønnelement på 724 tusen USD som erstatter hans bonusordninger.

Det er ikke gitt lån fra selskapet til medlemmer av konsernledelsen.

Resultatmodifikator

Innledning

Etter godkjenning av generalforsamlingen i 2016 er det innført en resultatmodifikator som skal benyttes ved beregning av variabel lønn. Det tas sikte på videreføring av resultatmodifikatoren i 2017. Relativ avkastning til aksjeeierne er anbefalt som ett av kriteriene i modifikatoren. Saken er oversendt til generalforsamlingen for godkjenning, i samsvar med bestemmelsene i Lov om allmennaksjeselskap § 5-6 tredje ledd siste punktum ref. § 6-16 a, første ledd, tredje punktum nr. 3.

Bakgrunn

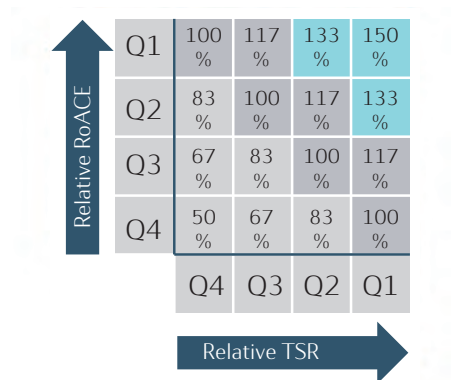
Statoil har innført årlige variable lønnsordninger (AVP) for medlemmer av konsernledelsen. Disse ordningene er beskrevet i avsnitt om belønningskonsept for konsernledelsen. Andre ledere og ansatte i definerte faglige stillinger kvalifiserer også for individuell variabel lønn i henhold til selskapets retningslinjer.

Resultatmodifikatoren er innført for å styrke forbindelsen mellom selskapets samlede finansielle resultater og individuell variabel lønn. Myndighetenes retningslinjer for fastsettelse av lønn til ledende ansatte understreker også at «det skal være en klar sammenheng mellom de mål som ligger til grunn for den variable lønnen og selskapets mål.»

Forslag

Basert på dette vil resultatmodifikatoren bli videreført i 2017. Resultatmodifikatoren vil bli vurdert mot to likevektede faktorer: relativ samlet avkastning til aksjeeierne (TSR) og relative avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (RoACE). TSR og RoACE benyttes nå også som prestasjonsindikatorer i konsernets prestasjonsstyringssystem.

Resultatene av disse to prestasjonsindikatorene sammenlignes også med våre konkurrenter og vår relative posisjon blir fastslått. En posisjon på Q1 betyr at Statoil er i øverste kvartil blant konkurrerende selskap. En posisjon på Q4 betyr at Statoil er i nederste kvartil basert på prestasjon. I år med sterke leveranser på relativ TSR og RoACE vil matrisen føre til at variabel lønn blir modifisert med en faktor høyere enn 1 og, tilsvarende, lavere enn 1 i svake år. Kombinasjonen av rangering for begge mål vil fungere som en "multiplikator" i samsvar med retningslinjen i matrisen nedenfor.



Ved å benytte relative tall vil effekten av svingende oljepris bli redusert. Innenfor rammene av 50 - 150% er matrisen retningsgivende og multiplikatoren (prosent) kan justeres dersom olje- eller gasspriseffektene, eller annet utenfor selskapets kontroll, anses å gi skjeve resultater i et gitt år.

Under forutsetning om godkjenning av generalforsamlingen i 2017, vil resultatmodifikatoren bli videreført i beregninger av årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen i opptjeningsåret 2017, med innvirkning på variabel lønn i 2018. Modifikatoren vil også bli benyttet i andre variable lønnsordninger under konsernledernivå. Videre benyttelse av resultatmodifikatoren vil også bli vurdert og vedtatt dersom dette anses hensiktsmessig.

Årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen vil være innenfor rammene av 50 % av fast godtgjørelse uansett resultatet av modifikatoren. Avvik fra denne rammen for medlemmer av konsernledelsen vil bli forklart i styrets årlige erklæring om godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser for Statoils konsernledelse.

Aksjeandel

Nedenfor vises antall Statoil aksjer eid av medlemmene av styret og konsernledelsen og/eller eid av deres nærstående. Hvert medlem av bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Statoil-aksjene.

Aksjeandeler i Statoil (inkludert aksjeandeler for «nære bekjente»)	Per 31. desember 2016	Per 8. mars 2017
Medlemmer i konsernledelsen		
Eldar Sætre	47,882	48,629
Hans Jakob Hegge	28,190	29,111
Jannicke Nilsson	35,049	35,972
Lars Christian Bacher	24,896	20,895
Torgrim Reitan	32,276	33,133
John Knight	103,808	105,593
Tim Dodson	29,418	30,349
Margareth Øvrum	49,227	50,499
Arne Sigve Nylund	11,312	11,312
Jens Økland	13,937	14,462
Irene Rummelhoff	21,556	22,082
Medlemmer i styret		
Øystein Løseth	1,040	1,040
Roy Franklin	0	0
Bjørn Tore Godal	0	0
Jeroen van der Veer	0	0
Maria Johanna Oudeman	0	0
Rebekka Glasser Herlofsen	0	0
Wenche Agerup	2,522	2,522
Lill-Heidi Bakkerud	342	342
Ingrid Elisabeth di Valerio	3,670	3,949
Stig Lægreid	1,881	1,881

Hvert medlem av bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Statoil-aksjene per 31. desember 2016 og per 8. mars 2017. Til sammen eide medlemmer av bedriftsforsamlingen 24.578 aksjer per 31. desember 2016 og til sammen 25.331 aksjer per 8. mars 2017. Informasjon om aksjebesittelsen til hvert av medlemmene av bedriftsforsamlingen er oppgitt i punkt 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen.

Stemmeretten til medlemmene av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen avviker ikke fra stemmeretten til ordinære aksjonærer.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.13 INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON

Rapporteringen er basert på åpenhet og ivaretar kravet om likebehandling av aktørene i verdipapirmarkedet. Statoil har fastsatt retningslinjer for selskapets rapportering av finansiell og annen informasjon, og formålet med retningslinjene er å sikre at rask og korrekt informasjon om selskapet gjøres tilgjengelig for våre aksjonærer og samfunnet generelt.

En finansiell kalender og aksjonærinformasjon er tilgjengelig på nettsiden www.statoil.com/finansiellkalender.

Enheten Investor Relations har det faglige ansvaret for å koordinere selskapets kommunikasjon med kapitalmarkedene og for relasjonene mellom Statoil og selskapets eksisterende og potensielle investorer.

Investor Relations har ansvaret for å formidle og registrere informasjon i henhold til de lover og forskrifter som gjelder der Statoils verdipapirer er notert. Investor Relations rapporterer direkte til konserndirektøren for økonomi og finans.

Selskapets ledelse holder regelmessige presentasjoner for investorer og analytikere. Selskapets kvartalspresentasjoner overføres direkte på vår hjemmeside. Investor Relations kommuniserer med eksisterende og potensielle aksjonærer gjennom presentasjoner, møter på tomannshånd, konferanser, nettsider, finansielle medier, telefon, post og e-post. Relevante rapporter fra disse kommunikasjonskanalene legges ut sammen med annen relevant informasjon på selskapets nettside www.statoil.com/no/investor.

All informasjon som sendes ut til selskapets aksjeeiere publiseres på selskapets hjemmeside samtidig som den blir sendt ut til aksjeeierne.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.14 OVERTAKELSE

Styret slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer, og Statoils vedtekter setter ingen grenser for aksjeerverv. Statoil har ingen mekanismer som beskytter selskapet mot overtakelse i sine vedtekter, og har heller ikke iverksatt andre tiltak som begrenser muligheten til å kjøpe aksjer i selskapet. Staten eier 67 % av aksjene, og omsetteligheten av disse aksjene er gjenstand for beslutning i Stortinget.

Styret plikter å opptre profesjonelt og i henhold til gjeldende prinsipp for god eierstyring og selskapsledelse skulle en situasjon inntreffe hvor dette punktet i Anbefalingen blir aktualisert.

Avvik fra Anbefalingen:

I henhold til Anbefalingen skal styret etablere retningslinjer for hvordan det vil opptre i tilfelle av et overtakelsestilbud. Styret har ikke etablert slike retningslinjer på grunn av selskapets eierstruktur og de årsakene som er nevnt over. I tilfelle av et bud som drøftet i punkt 14 i Anbefalingen, vil styret, i tillegg til å følge relevant lovgivning, forsøke å følge henstillingene i Anbefalingen. Styret har ingen andre eksplisitte grunnprinsipper eller skriftlige retningslinjer for hvilke prosedyrer som skal følges i tilfelle av et overtakelsesbud. Styret er ellers enig i det som er uttrykt i Anbefalingen når det gjelder dette tema.

3.15 EKSTERN REVISOR

Vårt eksterne offentlig registrerte revisorfirma (ekstern revisor) er uavhengig av Statoil og er valgt av generalforsamlingen. Godtgjørelsen til ekstern revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruks for revisjonsutvalget, som er godkjent av styret, er revisjonsutvalget ansvarlig for å påse at selskapet har en uavhengig og effektiv ekstern og intern revisjon. Hvert år fremlegger ekstern revisor en plan for gjennomføring av revisjonsarbeidet for revisjonsutvalget. Ekstern revisor er til stede på styremøter som behandler utarbeidelsen av årsregnskapet.

Ekstern revisor deltar også på møter i revisjonsutvalget. Revisjonsutvalget behandler alle rapporter fra ekstern revisor før styrebehandling. Revisjonsutvalget har møter minst fem ganger i året, og både styret og revisjonsutvalget har regelmessige møter med intern og ekstern revisor uten at ledelsen er til stede. I evalueringen av ekstern revisor legges det vekt på firmaets kvalifikasjoner, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt, i tillegg til honorarets størrelse.

Revisjonsutvalget vurderer og gir innstilling til styret, bedriftsforsamlingen og generalforsamlingen når det gjelder valg av

ekstern revisor. Utvalget har ansvar for å sikre at ekstern revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de landene Statoil er børsnotert. Ekstern revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner ikke kan inneha hovedansvaret for oppdraget i mer enn fem år på rad.

Retningslinjer og prosedyrer for forhåndsgodkjenning i revisjonsutvalget

I henhold til revisjonsutvalgets instruks har styret gitt revisjonsutvalget fullmakt til å forhåndsgodkjenne oppdrag som skal utføres av ekstern revisor. I forbindelse med denne forhåndsgodkjenningen har revisjonsutvalget gitt nærmere retningslinjer. Revisjonsutvalget har utarbeidet retningslinjer for ledelsen for forhåndsgodkjenning av oppdrag som skal utføres av ekstern revisor.

Alle revisjonsrelaterte og andre tjenester som utføres av ekstern revisor må forhåndsgodkjennes av revisjonsutvalget. Gitt at forslaget til tjenester er tillatt i henhold til retningslinjer fra SEC i USA, blir det vanligvis gitt forhåndsgodkjenning på ordinære møter i revisjonsutvalget. Lederen av revisjonsutvalget har fullmakt til å forhåndsgodkjenne tjenester som er i samsvar med retningslinjer gitt av revisjonsutvalget som angir nærmere hva slags tjenester som er godkjent. Det er en forutsetning at tjenester som forhåndsgodkjennes på denne måten, presenteres for det samlede revisjonsutvalget på utvalgets neste møte. Noen forhåndsgodkjenninger kan derfor gis på ad hoc-basis av lederen av revisjonsutvalget dersom det er ansett som nødvendig med et hurtig svar.

Godtgjørelse til ekstern revisor 2014 – 2016

I konsernregnskapet og i morselskapets årsregnskap er ekstern revisors godtgjørelse delt mellom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte og andre tjenester. I presentasjonen for generalforsamlingen redegjør styrelederen for fordelingen mellom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte og andre tjenester.

Tabellen under viser samlet godtgjørelse knyttet til profesjonelle tjenester levert av Statoils hovedrevisor KPMG AS for regnskapsåret 2016, 2015 og 2014.

Godtgjørelse til revisor

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Revisjonshonorar	6,5	6,1	7,1
Revisjonsrelaterte tjenester	1,0	1,7	1,3
Skattehonorar	0,1	0,0	0,0
Andre tjenester	0,0	0,0	0,0
Total	7,5	7,9	8,4

Alle honorarer i tabellen er godkjent av revisjonsutvalget.

Revisjonshonorar defineres som honorar for vanlig revisjonsarbeid som må utføres hvert år for å fremlegge en revisjonsberetning om Statoils konsernregnskap, internkontroll over årlig rapportering og rapporter om årsregnskapet. Det omfatter også andre revisjonstjenester, som er tjenester som det bare er ekstern revisor som kan gi, for eksempel revisjon av engangstransaksjoner og anvendelse av nye regnskapsprinsipper, revisjon av vesentlige og nylig gjennomførte systemkontroller og begrenset vurdering av kvartalsregnskapene.

Revisjonsrelaterte tjenester omfatter andre kontrolltjenester og tilknyttede tjenester levert av revisor, men som ikke er begrenset til tjenester som bare kan utføres av ekstern revisor som undertegner

revisjonsberetningen, og som er relatert til gjennomføringen av revisjonen eller kontrollen av selskapets årsregnskap, for eksempel aktsomhetsvurdering i forbindelse med oppkjøp, revisjon av pensjons- og fordelsplaner, konsultasjoner vedrørende finansregnskaps- og rapporteringsstandarder.

Andre tjenester omfatter tjenester levert av revisor innenfor rammen av Sarbanes-Oxley Act, dvs. visse avtalte prosedyrer.

I tillegg til tallene i tabellen over kom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte tjenester knyttet til Statoil-opererte lisenser betalt til KPMG for årene 2016, 2015 og 2014 på henholdsvis 0.8 millioner USD, 0.9 millioner USD og 1.0 millioner USD.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen



Regnskap og noter

Konsernregnskap	119
Selskapsregnskap for Statoil ASA	184

4.1 Konsernregnskap Statoil

Med effekt fra 1. januar 2016 er årsregnskapet presentert i amerikanske dollar (USD). Sammenlignbare tall er blitt omarbeidet fra NOK til USD. For mer informasjon vedrørende dette se note 26 Endring i presentasjonsvaluta.

KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2016	2015	2014
Salgsinntekter		45.688	57.900	96.708
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer		(119)	(29)	(34)
Andre inntekter	4	304	1.770	2.590
Sum inntekter	3	45.873	59.642	99.264
Varekostnad		(21.505)	(26.254)	(47.980)
Driftskostnader		(9.025)	(10.512)	(11.657)
Salgs- og administrasjonskostnader		(762)	(921)	(1.159)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10, 11	(11.550)	(16.715)	(15.925)
Letekostnader	11	(2.952)	(3.872)	(4.666)
Resultat før finansposter og skattekostnad	3	80	1.366	17.878
Netto finansposter	8	(258)	(1.311)	20
Resultat før skattekostnad		(178)	55	17.898
Skattekostnad	9	(2.724)	(5.225)	(14.011)
Årets resultat		(2.902)	(5.169)	3.887
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		(2.922)	(5.192)	3.871
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		20	22	16
Ordinært resultat per aksje (i USD)		(0,91)	(1,63)	1,22
Utvannet resultat per aksje (i USD)		(0,91)	(1,63)	1,21
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner)		3.195	3.179	3.180
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående, utvannet (i millioner)		3.207	3.189	3.189

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2016	2015	2014
Årets resultat		(2.902)	(5.169)	3.887
Aktuarmessige gevinster (tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger	19	(503)	1.599	636
Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		129	(461)	(56)
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet		(374)	1.138	580
Omregningsdifferanser		17	(3.976)	(5.167)
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet		17	(3.976)	(5.167)
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		(357)	(2.838)	(4.587)
Sum innregnede inntekter og kostnader		(3.259)	(8.007)	(701)
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		(3.279)	(8.030)	(717)
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		20	22	16

KONSERNBALANSE

(i millioner USD)	Note	31. desember		
		2016	2015	2014
EIENDELER				
Varige driftsmidler	10	59.556	62.006	75.619
Immaterielle eiendeler	11	9.243	9.452	11.458
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	12	2.245	824	1.127
Utsatt skattefordel	9	2.195	2.022	1.732
Pensjonsmidler	19	839	1.284	1.072
Finansielle derivater	25	1.819	2.697	4.023
Finansielle investeringer	13	2.344	2.336	2.634
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	893	967	766
Sum anleggsmidler		79.133	81.588	98.430
Varelager	14	3.227	2.502	3.193
Kundefordringer og andre fordringer	15	7.839	6.671	11.212
Finansielle derivater	25	492	542	717
Finansielle investeringer	13	8.211	9.817	7.968
Betalingsmidler	16	5.090	8.623	11.182
Sum omløpsmidler		24.859	28.154	34.272
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	4	537	0	0
Sum eiendeler		104.530	109.742	132.702
EGENKAPITAL OG GJELD				
Aksjonærs egenkapital		35.072	40.271	51.225
Ikke-kontrollerende eierinteresser		27	36	57
Sum egenkapital	17	35.099	40.307	51.282
Finansiell gjeld	18, 22	27.999	29.965	27.593
Utsatt skatt	9	6.427	7.421	9.613
Pensjonsforpliktelser	19	3.380	2.979	3.752
Avsetninger	20	13.406	12.422	15.766
Finansielle derivater	25	1.420	1.285	611
Sum langsiktig gjeld		52.633	54.073	57.335
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	21	9.666	9.333	13.545
Betalbar skatt		2.184	2.740	5.321
Finansiell gjeld	18	3.674	2.326	3.561
Skyldig utbytte	17	712	700	770
Finansielle derivater	25	508	264	887
Sum kortsiktig gjeld		16.744	15.363	24.085
Forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg	4	54	0	0
Sum gjeld		69.431	69.436	81.420
Sum egenkapital og gjeld		104.530	109.743	132.702

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner USD)	Aksjekapital	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Omregnings-differanser	Aksjonærs egenkapital	Ikke-kontrollerende eierinteresser	Sum egenkapital
31. desember 2013	1.139	5.741	47.690	3.863	58.432	81	58.513
Årets resultat			3.871		3.871	16	3.887
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			580	(5.167)	(4.587)		(4.587)
Sum innregnede inntekter og kostnader							(701)
Utbytte			(6.517)		(6.517)		(6.517)
Andre egenkapitaltransaksjoner		(26)	54		27	(39)	(12)
31. desember 2014	1.139	5.714	45.677	(1.305)	51.225	57	51.282
Årets resultat			(5.192)		(5.192)	22	(5.169)
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			1.138	(3.976)	(2.838)		(2.838)
Sum innregnede inntekter og kostnader							(8.007)
Utbytte			(2.930)		(2.930)		(2.930)
Andre egenkapitaltransaksjoner		6	(0)		6	(43)	(38)
31. desember 2015	1.139	5.720	38.693	(5.281)	40.271	36	40.307
Årets resultat			(2.922)		(2.922)	20	(2.902)
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			(374)	17	(357)		(357)
Sum innregnede inntekter og kostnader							(3.259)
Utbytte	17	887	(2.824)		(1.920)		(1.920)
Andre egenkapitaltransaksjoner		1	0		2	(30)	(28)
31. desember 2016	1.156	6.607	32.573	(5.264) ¹⁾	35.072	27	35.099

1) Omregningsdifferanser inkluderer et tap på 321 millioner USD direkte relatert til eiendeler klassifisert som holdt for salg. Se note 4 Oppkjøp og nedsalg for informasjon om transaksjonen.

Se note 17 Egenkapital og utbytte.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	2016	For regnskapsåret 2015	2014
Resultat før skattekostnad		(178)	55	17.898
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10, 11	11.550	16.715	15.925
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	11	1.800	2.164	2.097
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		(137)	1.166	883
(Gevinst) tap fra nedsalg	4	(110)	(1.716)	(1.998)
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		1.076	558	(1.671)
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	25	1.307	1.551	254
Mottatte renter		280	363	341
Betalte renter		(548)	(443)	(551)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		15.040	20.414	33.178
Betalte skatter		(4.386)	(8.078)	(15.308)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		(1.620)	1.292	2.335
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		9.034	13.628	20.205
Kjøp av virksomhet	4	0	(398)	0
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler		(12.191)	(15.518)	(19.497)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		877	(2.813)	(1.919)
Endring i andre langsiktige poster		107	(22)	128
Salg av eiendeler	4	761	4.249	3.514
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		(10.446)	(14.501)	(17.775)
Ny langsiktig rentebærende gjeld	18	1.322	4.272	3.010
Nedbetaling langsiktig gjeld		(1.072)	(1.464)	(1.537)
Betalt utbytte	17	(1.876)	(2.836)	(5.499)
Netto endring kortsiktige lån og annet		(333)	(701)	(2)
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter		(1.959)	(729)	(4.028)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		(3.371)	(1.602)	(1.598)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		(152)	(871)	(1.329)
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakreditttrekk)	16	8.613	11.085	14.013
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakreditttrekk)	16	5.090	8.613	11.085

Betalingsmidler inkluderer kassakreditttrekk på 0 millioner USD per 31. desember 2016, 10 millioner USD per 31. desember 2015 og 97 millioner USD per 31. desember 2014.

Betalte renter i kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er eksklusive aktiverte renter på 355 millioner USD per 31. desember 2016, 392 millioner USD per 31. desember 2015 og 250 millioner USD per 31. desember 2014. Aktiverte renter er inkludert i Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler i kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter.

Noter til konsernregnskapet

1 Organisasjon

Statoil ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoil ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Statoilkonsernets virksomhet består i hovedsak av leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer.

Statoilkonsernets olje- og gassvirksomhet og lisensandeler på norsk sokkel tilhører det heleide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Dette selskapet er samskyldner eller garantist for enkelte av Statoil ASAs gjeldsforpliktelser.

Statoils konsernregnskap for 2016 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 9. mars 2017.

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Overensstemmelseserklæring

Det konsoliderte regnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper ("Statoil") er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRS'er) som fastsatt av Den europeiske unionen (EU) med ikrafttredelse per 31. desember 2016, og er også i samsvar med IFRS er utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er historisk kost prinsippet lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette konsernregnskapet. Enkelte sammenligningstall er omarbeidet for å stemme overens med presentasjonen i innværende år. På grunn av avrundning, vil sum og delsum ikke være lik total i enkelte tabeller.

Driftsrelaterte kostnader i konsernresultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad, avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger er presentert på egne linjer basert på art, mens andre kostnader, Salgs- og administrasjonskostnader og Letekostnader er presentert basert på funksjon. Betydelige kostnader som lønn, pensjoner, osv. er presentert basert på art i notene til konsernregnskapet.

Utgitte, ikke implementerte standarder og endringer i standarder

På tidspunkt for dette konsernregnskapet er følgende nye regnskapsstandarder og endringer i standarder som er relevant for Statoil vedtatt, men ikke trådt i kraft:

IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter

IFRS 15, effektiv fra 1. januar 2018, omhandler regnskapsføring av inntekter fra kundekontrakter og relaterte notekrav og vil erstatte IAS 18 Driftsinntekter.

Standarden krever identifisering av leveringsforpliktelser for en vare eller tjeneste i hver enkelt kundekontrakt. Inntekt vil bli regnskapsført når leveringsforpliktelsene er oppfylt, med det beløp som selskapet forventer å motta knyttet til den identifiserte leveringsforpliktelsen.

Implementeringen av IFRS 15 vil hovedsakelig påvirke segmentet Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP), som står for det vesentligste av Statoils salg av petroleum til kunder, og som er ansvarlig for markedsføringen og salget av petroleumsvolumene til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

IFRS 15 krever enten retrospektiv implementering eller implementering med basis i akkumulert effekt på egenkapitalen. Statoil har foreløpig ikke besluttet implementeringsmetode for standarden, men på dette stadium i vurderingene forventes det ikke at noen av metodene vil ha vesentlig innvirkning på konsernbalansen, konsernresultatregnskapet eller konsolidert kontantstrømoppstilling.

Statoil vil implementere IFRS 15 1. januar 2018.

De vesentligste regnskapsforhold knyttet til IFRS 15-implementeringen i Statoil, samt deres forventede effekt, kan oppsummeres som følger:

Agent/prinsipalvurderinger knyttet til markedsføring og salg av Den norske stats råolje og naturgass fra norsk kontinentalsokkel; i gjennomgangen av disse salgene under IFRS 15 har Statoil vurdert om selskapet agerer som agent eller prinsipal i transaksjonene, dvs. om Statoil kontrollerer volumene i forkant av videresalg til tredjepart. Statoils salg av statens naturgassvolumer skjer for statens regning og risiko, og selv om Statoil er gitt rettigheten til å kontrollere bruken av volumene, tilflyter alle fordeler fra salget staten. På denne bakgrunn vurderes ikke Statoil å være prinsipal i salget av SDØEs naturgassvolumer.

Statoil kontrollerer også bruken av volumene ved salg av råolje som stammer fra statens eiendeler på sokkelen. Selv om enkelte fordeler fra salgene også her i ettertid tilflytter staten, kjøper Statoil volumene fra staten og mottar det alt vesentlige av de gjenværende fordelene fra salget. Statoil anses derfor som prinsippal i råoljesalgene. Regnskapsføringen av Statoils salg av SDØEs naturgass og råolje vil følgelig ikke bli vesentlig endret sammenlignet med nåværende praksis under IAS 18, som beskrives separat i denne noten.

Transport av solgte varer; i forbindelse med visse salg av produkter som råolje og naturgass transporterer Statoil i noen tilfeller produktene etter at kontrollen over dem har gått over til kjøper. Etter implementeringen av IFRS 15 vil slik transport i de fleste tilfeller betraktes som en tjeneste som ytes over tid og er distinkt, og som derfor vil bli innregnet separat i regnskapet. Tidsforskjellen i innregning av inntekt fra kundekontrakter som følge av dette forventes på det nåværende tidspunkt ikke å få vesentlig innvirkning på konsernregnskapet.

Innregning av skatt betalt in natura henhold til betingelsene i produksjonsdelingsavtaler (Profit sharing agreements, PSAer); i enkelte land betales skatt in natura, og volumene blir etterpå solgt i henhold til betingelsene i den angjeldende PSA samt gjeldende skatteregler. Siden salget av volumene ikke gjennomføres direkte av Statoil, pågår det fortsatt vurderinger av hvorvidt salgsinntektene kvalifiserer som inntekt fra kundekontrakter under IFRS 15. Uavhengig av den endelige konklusjon på dette vil skattebetalinger in natura og salgene av volumene fortsatt bli innregnet brutto i resultatregnskapet, klassifisert som henholdsvis skattekostnad i henhold til IAS 12 og en form for inntekt.

IFRS 9 Finansielle instrumenter

IFRS 9, effektiv fra 1. januar 2018, vil erstatte IAS 39 Finansielle instrumenter - Innregning og Måling. IFRS 9 introduserer en ny modell for klassifisering og måling av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser, en modifisert tilnærming til sikringsbokføring, samt en mer fremtidsrettet nedskrivningsmodell.

IFRS 9 vil hovedsakelig påvirke Statoils aktivitet innen finansierings- og likviditetsstyring samt segmentet MMP, som innregner hoveddelen av selskapets kundefordringer og råvarebaserte finansielle instrumenter.

Deler av Statoils betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer knyttet til likviditetsstyring, som under IAS 39 er klassifisert som holdt for omsetning med verdiendringer over resultatet, vil etter IFRS 9 bli klassifisert og målt til amortisert kost, basert på en vurdering av kontraktsbetingelser og anvendt forretningsmodell. Investeringsporteføljen til Statoils forsikringsselskap (captive) vil imidlertid fortsatt bli klassifisert og målt til virkelig verdi over resultatregnskapet under IFRS 9.

Med bakgrunn i deres tilknytning til salg og inntektsstyring, blir råvarebaserte derivaters virkning på konsernresultatregnskapet nå klassifisert under salgsinntekter. Etter implementeringen av IFRS 9 forventes denne effekten å bli innregnet i en relevant undergruppe av Sum inntekter. Det er foreløpig ikke gjort beslutninger om, og i så fall for hvilke elementer, sikringsbokføring skal anvendes.

Overgangsparagrafene i standarden krever delvis retrospektiv implementering og delvis prospektiv implementering. Implementeringsspørsmålene knyttet til IFRS 9 forventes på det nåværende tidspunkt ikke å få vesentlig innvirkning på konsernbalansen, konsernresultatregnskapet eller konsolidert kontantstrømoppstilling.

Statoil vil implementere IFRS 9 1. januar 2017.

IFRS 16 Leieavtaler

IFRS 16, effektiv fra 1. januar 2019, omhandler innregning av leieavtaler og tilhørende noteopplysninger i regnskapet, og vil erstatte IAS 17 Leieavtaler. I leietakers regnskap krever den nye standarden at alle kontrakter som kvalifiserer som leieavtaler under standardens definisjon, skal innregnes som leierettighetseiendeler og leieforpliktelser i balansen, mens leiebetalinger skal innregnes som rentekostnader og reduksjon av leieforpliktelser. Leierettighetseiendelene skal avskrives i tråd med IAS 16 Eiendom, anlegg og utstyr i løpet av den korteste av hver kontrakts leieperiode eller eiendelenes utnyttbare levetid.

Standarden innebærer dermed en vesentlig endring i leietakeres regnskapsføring av leieavtaler som nå er definert som operasjonelle leieavtaler under IAS 17, både når det gjelder virkning på balansen og for resultatregnskapet. IFRS 16 definerer en leieavtale som en kontrakt som overfører retten til å kontrollere bruken av en identifisert eiendel i en periode i bytte mot et vederlag. Selv om denne definisjon ikke er ulik definisjonen i IAS 17, ville det ha krevd ytterligere vurdering av hver enkelt kontrakt for å avgjøre om alle leieavtalene inkludert i note 22 Leieavtaler i dette årsregnskapet, eller kontrakter som for tiden ikke er definert som leieavtaler, ville kvalifisere som leieavtaler under den nye standarden.

Standarden introduserer nye krav både når det gjelder det å bestemme en leieavtales løpetid og de tilknyttede neddiskonterte kontantstrømmene som avgjør leieforpliktesbeløpet som skal innregnes. Standarden krever enten full retrospektiv implementering eller retrospektiv implementering med den akkumulerte effekten av førstegangs innregning som en justering av egenkapitalen på implementeringstidspunktet, og i så tilfelle med en rekke praktiske forenklingsmetoder ved overføring av eksisterende leieavtaler på implementeringstidspunktet. Statoil er i ferd med å vurdere av effekten av IFRS 16, og har foreløpig ikke avgjort forventet virkning av standarden på årsregnskapet.

Implementeringen av IFRS 16 vil påvirke alle Statoils segmenter.

Statoil vil implementere IFRS 16 1. januar 2018, og forventer på dette tidspunkt å anvende den modifiserte retrospektive implementeringsmetoden.

Andre endringer i standarder

Endringer i IFRS 10 Konsernregnskap og IAS 28 Investeringer i tilknyttede foretak og felleskontrollert virksomhet, vil være effektive fra en dato som det er opp til IASB å bestemme, etablerer krav til regnskapsføring av salg og tingsinnskudd av eiendeler mellom en investor og investorens tilknyttede foretak eller felleskontrollerte virksomhet. Uavhengig av om eiendeler er bokført i et datterselskap, vil fullstendig gevinst bli innregnet i resultatregnskapet når transaksjonen omhandler eiendeler som anses som en virksomhet, mens kun delvis gevinst vil bli innregnet når transaksjonen omhandler eiendeler som ikke er å anse som en virksomhet. Endringene skal implementeres prospektivt. Statoil har ikke bestemt implementeringstidspunkt for endringene.

Endringer i IAS 7 Kontantstrømpstilling knyttet til IASBs noteopplysningsinitiativ, effektiv fra 1. januar 2017, innfører visse tilleggskrav for noteopplysning av endringer i finansielle forpliktelser. Statoil har implementert endringene på ikrafttredelsesdato.

Øvrige standarder og endringer i standarder som er utgitt, men ikke trådt i kraft, forventes ikke å være vesentlige for Statoils konsernregnskap, eller forventes ikke å være relevante for Statoil på implementeringstidspunktet.

Endring i Statoils presentasjonsvaluta

Statoil endret den 1. januar 2016 sin presentasjonsvaluta fra norske kroner (NOK) til amerikanske dollar (USD), hovedsakelig med sikte på å reflektere den underliggende USD-eksponeringen i Statoils forretningsvirksomhet bedre, samt for å følge industripraksis. Da endring i presentasjonsvaluta innebærer en prinsippendring, er sammenlignbare tall blitt re-presentert i USD for å vise endringen. Alle valutaomregningsdifferanser er satt til null fra den 1. januar 2006, som er datoen for Statoils overgang til IFRS. Omregningsdifferanser og kumulative omregningsdifferanser presenteres som om Statoil hadde brukt USD som presentasjonsvaluta fra den datoen. For nærmere detaljer og re-presentert konsolidert finansiell informasjon for tidligere perioder vises til Note 26 Endring av presentasjonsvaluta i dette konsernregnskapet.

Konsolidering

Konsernregnskapet omfatter regnskapet til morselskapet Statoil ASA og datterselskaper, og inkluderer Statoils eierinteresser i felleskontrollert virksomhet og tilknyttede foretak.

Datterselskaper

Foretak vurderes å være kontrollert av Statoil, og blir konsolidert i konsernregnskapet, når Statoil har makt over foretaket, mulighet til å påvirke avkastningen gjennom sin makt over foretaket, og er eksponert for eller har rettigheter til variabel avkastning fra sitt engasjement i foretaket.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert.

Ikke-kontrollerende eierinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

Felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger, felleskontrollert virksomhet og tilknyttede foretak

En ordning der Statoil er deltaker defineres som felleskontrollert når deling av kontroll er kontraktsmessig avtalt, noe som bare foreligger når beslutninger om relevante aktiviteter krever enstemmighet mellom partene som deler kontrollen. Slike felleskontrollerte ordninger klassifiseres enten som felleskontrollerte driftsordninger eller felleskontrollert virksomhet.

Partene som har felles kontroll over en felleskontrollert driftsordning har rettigheter med hensyn til eiendelene og plikter med hensyn til forpliktelsene som er knyttet til deres respektive andel av den felleskontrollerte ordningen. I vurderingen av om vilkårene i den kontraktsmessige avtalen og andre fakta og omstendigheter fører til en klassifisering som felleskontrollert driftsordning, vurderer Statoil særlig karakteristika ved produktene og markedene til ordningen og om substansen i avtalene medfører at partene har rettigheter til det alt vesentlige av ordningens eiendeler. Statoil innregner eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader knyttet til Statoils andel i felleskontrollerte driftsordninger i samsvar med prinsippene som gjelder for slike eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader. Dette fører vanligvis til regnskapsføring av felleskontrollerte driftsordninger på linje med den tidligere metoden for proporsjonal konsolidering.

De av Statoils lete- og utvinningslisenser som faller inn under virkeområdet til IFRS 11 Felleskontrollerte ordninger er klassifisert som felleskontrollerte driftsordninger. En betydelig andel av Statoils felles lete- og produksjonsaktivitet i enheter uten begrenset ansvar drives i ordninger som ikke er felleskontrollerte, enten fordi det ikke er krav om enstemmighet mellom de involverte partene, eller fordi ingen enkeltstående gruppe deltakere har felles kontroll over virksomheten. Lisensbasert aktivitet hvor kontroll kan oppnås gjennom avtaler mellom flere enn en kombinasjon av involverte parter ansees å ligge utenfor virkeområdet til IFRS 11, og slike aktiviteter innregnes linje for linje i tråd med Statoils eierandel. I vurderingen av om hver enkelt ordning knyttet til Statoils felles lisensbaserte lete- og produksjonsaktivitet i enheter uten begrenset ansvar ligger innenfor eller utenfor IFRS 11's virkeområde, vurderer Statoil betingelsene i de aktuelle lisensavtalene, myndighetstillatelser og andre legale ordninger som påvirker hvordan og av hvem hver ordning blir kontrollert. Påfølgende endringer i eierandeler eller i antallet lisensdeltakere, transaksjoner som omfatter lisensandeler, eller endringer i relevante kontraktsvilkår kan føre til endringer i Statoils vurdering av kontroll, og påvirke en lisensbasert ordnings klassifisering i forhold til IFRS 11 i konsernregnskapet. For tiden er det ikke vesentlige forskjeller i Statoils regnskapsføring av lisensaktiviteter i enheter uten begrenset ansvar, enten de ligger innenfor eller utenfor virkeområdet til IFRS 11.

Felleskontrollerte virksomheter hvor Statoil har rettigheter knyttet til ordningens netto eiendeler, regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

Investeringer i foretak hvor Statoil ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsippavgjørelser, klassifiseres som tilknyttede foretak og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

Egenkapitalmetoden innebærer at investeringer blir ført i balansen til kostpris med tillegg av Statoils andel av endring i enhetens netto eiendeler etter oppkjøpet, med fratrekk for mottatte kapitalutdelinger og eventuelle nedskrivninger av investeringen. Goodwill kan forekomme og utgjør det beløp som Statoils investering overstiger netto markedsverdi av det tilknyttede foretakets eller den felleskontrollerte virksomhetens identifiserbare eiendeler og forpliktelser med. Slik goodwill innregnes som del av den angjeldende investeringen. Konsernresultatregnskapet reflekterer Statoils andel av resultat etter skatt for enheten som bokføres etter egenkapitalmetoden, med justering for avskrivning, amortisering og eventuell nedskrivning av enhetens eiendeler basert på deres markedsverdi på oppkjøpstidspunktet. Der det er vesentlige forskjeller i regnskapsprinsipper, gjøres justeringer i regnskapet slik at prinsippene til en enhet bokført etter egenkapitalmetoden er i tråd med Statoils regnskapsprinsipper. Vesentlige urealiserte gevinster på transaksjoner mellom Statoil og en enhet bokført etter egenkapitalmetoden elimineres for Statoils andel av denne enheten. Urealiserte tap elimineres også, med mindre transaksjonen innebærer bevis for at overdratte eiendeler må nedskrives. Statoil vurderer investeringer i enheter bokført etter egenkapitalmetoden for nedskrivning når hendelser eller endrede forhold tilsier at bokført verdi ikke er gjenvinnbar.

Statoil som operatør for felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokert med utgangspunkt i påløpte timer til driftssegmenter og Statoil-opererte felleskontrollerte driftsordninger under IFRS 11 og lignende ordninger (lisenser) utenfor virkeområdet til IFRS 11. Kostnader allokert til de andre partnernes andeler i felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger reduserer kostnadene i konsernresultatregnskapet. Kun Statoils andel av resultatposter og balanseposter relatert til Statoil-opererte felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger er reflektert i Statoils resultatregnskap og balanse.

Segmentrapportering

Statoil identifiserer driftssegmenter basert på de deler av konsernet som regelmessig gjennomgås av øverste beslutningstaker, konsernledelsen. Statoil rapporterer driftssegmenter samlet når disse tilfredsstiller gitte aggregeringskriterier.

Regnskapsprinsippene som beskrevet i denne noten gjelder også for finansiell informasjon som er inkludert i segmentrelaterte noteopplysninger i dette konsernregnskapet.

Omregning av utenlandsk valuta

Ved utarbeidelse av regnskapene til de enkelte selskapene blir transaksjoner i andre valutaer enn selskapets funksjonelle valuta omregnet til funksjonell valuta ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til funksjonell valuta ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i konsernregnskapet som gevinst eller tap på utenlandsk valuta. Differanser som oppstår ved omregning av estimatbaserte avsetninger reflekteres imidlertid generelt som del av endringen i det underliggende estimatet, og kan således inngå i konsernregnskapets driftskostnader eller skattekostnader, avhengig av den enkelte avsetningens art. Poster som ikke er pengeposter, og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

Presentasjonsvaluta

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, eiendeler og forpliktelser for hvert datterselskap omregnet fra funksjonell valuta til USD, som er presentasjonsvaluta for Statoils konsernregnskap. Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn USD, omregnes eiendeler og gjeld til USD basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på kursen på transaksjonstidspunktet. Differanser ved omregning fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta føres direkte mot inntekter og kostnader innregnet mot egenkapitalen. Ved salg av en virksomhet blir det akkumulerte omregningsbeløpet som tidligere er innregnet mot egenkapitalen reklassifisert til resultatregnskapet og inkludert som en del av salgsggevinst eller -tap.

Virksomhetssammenslutninger

Skjønn må utøves i hvert tilfelle for å vurdere hvorvidt et oppkjøp tilfredsstiller kriteriene for virksomhetssammenslutning. Kjøp vurderes mot de relevante IFRS-kriteriene for å avgjøre om det representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av eiendeler. På bakgrunn av foreliggende fakta har kjøp av letelisenser hvor utbygging ikke er besluttet hovedsakelig blitt konkludert å gjelde kjøp av eiendeler.

Virksomhetssammenslutninger, med unntak av transaksjoner mellom selskaper under felles kontroll, regnskapsføres etter oppkjøpsmetoden. Identifiserbare materielle og immaterielle eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet. Påløpte oppkjøpskostnader kostnadsføres under salgs- og administrasjonskostnader.

Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass og petroleumsprodukter samt andre varer regnskapsføres når risiko overføres til kunden, normalt når eiendomsretten overføres ved varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor Statoil har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden, som innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det Statoils eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det Statoils eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind"). Inntekter regnskapsføres inklusive betaling i form av fysiske leveranser ("in-kind payments") som representerer inntektsskatt.

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettobasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene *Salgsinntekter* og *Varekostnad* i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under salgsinntekter.

Transaksjoner med Den norske stat

Statoil markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjon fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom SDØE. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som henholdsvis *Varekostnad* og *Salgsinntekter*. Statoil selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Disse salgene, og de relaterte utgifter refundert av Den norske stat, er regnskapsført netto i konsernregnskapet.

Ytelser til ansatte

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid.

Forskning og utvikling

Statoil driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Statoils egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter vurderes med hensyn på balanseføring i tråd med de relevante IFRS-regler. I etterfølgende perioder rapporteres eventuelle balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

Skattekostnad

Skattekostnad i konsernregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i konsernresultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er innregnet direkte mot egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrav vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalinger (knyttet til potensielle skattekrav, inkludert straffeskatt) inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt (knyttet til omstridte skattekrav) reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sannsynlig. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i netto finansposter i konsernregnskapet. Friinntekten på norsk sokkel innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker betalbar skatt.

Utsatt skatt beregnes som utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier av eiendeler og gjeldsposter og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte eller i praksis vedtatte skattesatser. Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelene kan utnyttes. For å balanseføre utsatte skattefordeler basert på forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet, underbygget av faktorer som eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer, forventede valutakursendringer og lignende forhold.

Lete- og utbyggingsutgifter

Statoil benytter "successful efforts"-metoden for å regnskapsføre leteutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre letebrønner balanseføres som lete- og evalueringskostnader og inngår i linjen for *Immaterielle eiendeler* inntil brønnen er ferdig og resultatene vurdert, eller det foreligger andre potensielle nedskrivningsindikatorer.

Utgifter knyttet til leteboring balanseføres som immaterielle eiendeler mens det avklares om brønnene har påvist potensielt sikre olje- og gassreserver. Denne evalueringen blir normalt ferdigstilt innen ett år etter boreslutt. Hvis evaluering viser at en letebrønn ikke har påvist sikre reserver, blir de balanseførte kostnadene vurdert for fraregning eller testet for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre lete- og evalueringsutgifter, kostnadsføres løpende.

Balanseførte leteutgifter knyttet til letebrønner offshore som påviser sikre reserver, inkludert utgifter til kjøp av andeler i letelisenser, overføres fra balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter (under immaterielle eiendeler) til varige driftsmidler på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet. Når ingen sanksjonering er påkrevd for landbaserte brønner, skjer overføring av balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter (under immaterielle eiendeler) til varige driftsmidler når hver brønn er produksjonsklar.

Ved kjøp av andeler i letelisenser ("farm-in"-avtaler) hvor Statoil har avtalt å dekke en andel av selger ("farmor") sine lete- og/eller fremtidige utbyggingsutgifter ("carried interests"), blir disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne lete- og utbyggingsutgifter etter hvert som lete- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Når kjøper tilsvarende påtar seg å dekke fremtidige lete- og utbyggingsutgifter som en del av vederlaget, regnskapsfører Statoil nedslag i eierandeler i letelisenser ("farm-out"-avtaler) med kontinuitet, uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Ved etter-skatt baserte avhendelser av eiendeler på norsk sokkel inkluderes tilbakeføring av tidligere beregnede og regnskapsførte utsatte skatteforpliktelser knyttet til disse eiendelene i gevinst- og tapsberegningen. Brutto gevinst eller tap føres deretter i sin helhet under andre inntekter i konsernregnskapet.

Vederlag fra salget av en ikke utbygd del av en landbasert eiendel reduserer eiendelens bokførte beløp. Den del av salgsvederlaget som eventuelt overstiger eiendelens bokførte beløp reflekteres i konsernresultatregnskapet under andre inntekter.

Bytte av eierandeler i leteliser regnskapsføres med kontinuitet, og balanseført verdi på eiendelen som byttes bort videreføres på eiendelen som mottas i bytte, uten regnskapsføring av gevinst eller tap.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrasket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingskostnad, eventuelle utgifter påkrevd for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å stenge ned og fjerne eiendelen, og eventuelle lånekostnader henført til eiendeler som kvalifiserer for slik balanseføring. Varige driftsmidler omfatter også kostnader pådratt i henhold til betingelsene i PSAer i enkelte land, og som kvalifiserer for innregning som eiendeler i konsernbalansen. Statseide virksomheter i de enkelte land besitter imidlertid normalt de formelle eierrettighetene til slike PSA-baserte varige driftsmidler.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som avgis, med mindre hverken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner inkluderer utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene der en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjoner og ettersyn i tilknytning til større vedlikeholdsprogram som planlegges og gjennomføres med mer enn ett års jevnlig mellomrom, balanseføres og avskrives over perioden frem til neste planlagte inspeksjon og vedlikeholdsarbeid. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Balanseførte leteutgifter, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass, balanseføres som produksjonsanlegg olje og gass innenfor varige driftsmidler. Når slike balanseførte utgifter er bygget for vesentlig større volumer enn reservene knyttet til allerede utbygde og produserende brønner, avskrives de etter produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver som forventes utvunnet fra området i løpet av konsesjons- eller avtaleperioden. Produksjonsbrønner avskrives etter produksjonsenhets-metoden basert på sikre utbygde reserver, og balanseført kjøpesum for sikre reserver avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver. I sjeldne tilfeller der bruken av sikre reserver som avskrivningsgrunnlag ikke reflekterer mønsteret for hvordan eiendelens fremtidige økonomiske fordeler forventes å bli forbrukt, brukes mer hensiktsmessige reserve-estimat. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives normalt lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av varige driftsmidler med en kostpris som er betydelig i forhold til det totale driftsmiddelet avskrives separat. For oppstrømsrelaterte driftsmidler er det etablert separate avskrivningskategorier. Disse skiller som minimum mellom plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig, og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av et varig driftsmiddel blir fraregnet dersom den avhendes, eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes ved bruk av eiendelen. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i andre inntekter eller driftskostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

Eiendeler klassifisert som holdt for salg

Anleggsmidler klassifiseres separat som holdt for salg i balansen når deres balanseførte verdi vil bli gjenvunnet ved en salgstransaksjon heller enn ved fortsatt bruk. Denne betingelsen ansees bare oppfylt når salget er svært sannsynlig, eiendelen er tilgjengelig for umiddelbart salg i sin nåværende tilstand, og ledelsen har forpliktet seg til salget, som må forventes å kvalifisere for innregning som fullført salg innen ett år fra tidspunktet for klassifisering. Forpliktelser direkte knyttet til eiendelene klassifisert som holdt for salg og som forventes å inngå i salgstransaksjonen blir også klassifisert separat. Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler klassifisert som holdt for salg blir ikke avskrevet eller amortisert fra klassifiseringstidspunktet. Netto eiendeler og gjeld som inngår i en avhendingsgruppe klassifisert som holdt for salg vurderes til laveste av balanseført verdi og virkelig verdi fratrasket salgsutgifter.

Leieavtaler

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til Statoil, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Når en eiendel leid av en felleskontrollert driftsordning eller tilsvarende ordning som Statoil deltar i kvalifiserer som finansiell leieavtale, regnskapsfører Statoil sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen. Finansielle leieavtaler klassifiseres i konsernbalansen som henholdsvis *varige* driftsmidler og finansiell gjeld. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler, og utgiftene innregnes i relevant driftskostnadslinje, lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordeler knyttet til leieavtalene.

Statoil skiller mellom leieavtaler og kapasitetskontrakter. Leieavtaler gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode, mens kapasitetskontrakter gir Statoil rettigheter til, samt også plikt til å betale for, tilgang til en viss volumkapasitet knyttet til transport, terminalbruk, lagring, o.l. Slike kapasitetskontrakter som ikke omfatter særskilte enkelteideler og heller ikke det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, blir av Statoil vurdert å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Vederlag for kapasitet regnskapsføres som driftskostnader i den perioden der kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for Statoil.

Immaterielle eiendeler inkludert goodwill

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer anskaffelseskost for leterettigheter, utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger.

Goodwill innregnes når summen av overført vederlag og innregnet beløp knyttet til ikke-kontrollerende eierinteresser overstiger virkelig verdi av oppkjøpte identifiserbare eiendeler og forpliktelser overtatt i en virksomhetssammenslutning på oppkjøpstidspunktet. Goodwill ved oppkjøp allokteres til hver kontantgenererende enhet eller gruppe av kontantgenererende enheter som forventes å dra nytte av synergieffektene av sammenslutningen. Etter førstegangs innregning måles goodwill til kostpris med fradrag for eventuelle akkumulerte nedskrivningsbeløp.

Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler innregnes første gang til virkelig verdi når Statoil blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi-beregninger, se seksjonen Måling av virkelig verdi nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle eiendelene avhenger av hvilken kategori de klassifiseres i ved førstegangs innregning.

Statoil klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre hovedkategorier ved førstegangs innregning: Finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, lån og fordringer, og finansielle eiendeler tilgjengelig for salg. Den første hovedkategorien, finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, består videre av to underkategorier: Finansielle eiendeler holdt for omsetning og finansielle eiendeler som ved førstegangs innregning utpekes som til virkelig verdi over resultatet. Sistnevnte underkategori blir også referert til som "virkelig verdi-opsjonen".

Betalingsmidler omfatter kontanter, innskudd i banker og tilsvarende institusjoner, og kortsiktige særlig likvide investeringer som kan konverteres til fastsatte kontantbeløp, er eksponert for uvesentlig risiko for endringer i virkelig verdi, og med løpetid på tre måneder eller kortere fra ervervstidspunktet.

Kundefordringer bokføres til opprinnelig beløp med fradrag for avsetning for tap, som regnskapsføres når det foreligger indikasjoner på at Statoil ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

En vesentlig del av Statoils investering i sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer styres samlet som en investeringsportefølje for Statoils forsikringselskap (captive) og eies for å overholde særskilte kapitaldekningskrav. Investeringsporteføljen styres og vurderes på basis av virkelig verdi i samsvar med gjeldende investeringsstrategi. Porteføljen regnskapsføres ved bruk av virkelig verdi-opsjonen med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom deres gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de av andre årsaker forventes oppgjørt innen dette, eller dersom de holdes for omsetningsformål. Finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser vises hver for seg i konsernbalansen med mindre Statoil både juridisk har rett til og påviselig har til hensikt å gjøre opp fordringer på og forpliktelser til en og den samme motparten netto. I så fall nettoføres disse i balansen.

Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (FIFO-prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

Nedskrivning

Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler bortsett fra goodwill

Individuelle eiendeler eller grupper av eiendeler testes for nedskrivning dersom hendelser eller endrede forhold indikerer at den balanseførte verdien kan overstige gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes som kontantgenererende enheter (KGEer), som er den minste identifiserbare gruppen av eiendeler som genererer inngående kontantstrømmer som i all vesentlighet er uavhengige av inngående kontantstrømmer fra andre grupper av eiendeler. Olje- og gassfelt eller installasjoner anses normalt som separate KGEer. Hvert ukonvensjonelle skiferområde vurderes som en KGE når ingen inngående kontantstrøm fra deler av området er pålitelig identifiserbar som i all vesentlighet uavhengig av inngående kontantstrøm fra andre deler av området. Ved nedskrivningsvurderinger blir bokført verdi av KGEer bestemt på samme grunnlag som det gjenvinnbare beløp. I Statoils virksomhet kreves det skjønn for å vurdere hva som utgjør en KGE. Utvikling i produksjon, infrastrukturløsninger, markeder, produktprising, ledelsesbeslutninger og andre faktorer kan over tid føre til endringer i KGEer, som for eksempel inndeling av en opprinnelig KGE i flere.

Ved vurderingen av om en eiendel må nedskrives, sammenlignes eiendelens bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er den høyeste verdi av eiendelens virkelige verdi fratrasket salgsgifter og eiendelens bruksverdi. Virkelig verdi fratrasket salgsgifter bestemmes basert på sammenlignbare transaksjoner gjennomført på armlengdes avstand, eller basert på Statoils estimat av oppnåelig pris for eiendelen i en transaksjon mellom velinformerte og frivillige markedsdeltakere. Bruksverdi beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De estimerte fremtidige kontantstrømmene blir basert på rimelige og dokumenterbare forutsetninger og representerer ledelsens beste estimat på de ulike økonomiske forhold som vil foreligge i eiendelens gjenværende utnyttbare levetid, slik disse fremgår av Statoils nyste godkjente langtidsprognose. I utarbeidelsen av langsiktige prognoser anvender Statoil en metode for jevnlig oppdateringer av forutsetninger og økonomiske forhold som gjennomgås av konsernledelsen og oppdateres minst en gang i året. For eiendeler og KGEer med forventet levetid eller produksjon av forventede reserver ut over en periode på fem år, inkluderer estimatene forventet produksjon av olje- og naturgassvolumer, og de tilhørende kontantstrømmene inkluderer prosjekt- eller eiendelsspesifikke estimater for den relevante perioden. Slike estimater utarbeides på grunnlag av konsistent anvendte konsernprinsipper og -forutsetninger.

Ved en nedskrivningsvurdering basert på gjenvinnbart beløp blir de fremtidige forventede kontantstrømmer risikjustert i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på Statoils gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Bruken av etter-skatt diskonteringsrente for å beregne gjenvinnbart beløp fører ikke til en vesentlig forskjellig vurdering av behovet for, eller beløpet knyttet til, nedskrivning, i forhold til hva som ville fremkommet ved anvendelse av før-skatt diskonteringsrente.

Balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost av olje og gass leterettigheter vurderes med hensyn på nedskrivning når forhold eller hendelser tilsier at balanseført beløp kan overstige gjenvinnbart beløp, og minimum en gang i året. Letebrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, eller der økonomisk lønnsomhet for større investeringer vil avhenge av vellykket gjennomføring av ytterligere leteboring, forblir balanseført i evalueringsperioden for funnet. Deretter vil det foretas en nedskrivningsvurdering hvis ingen utbyggingsbeslutninger er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er konkrete planer for fremtidig boring i lisensen.

Ved utgangen av hver regnskapsperiode vurderes det om det foreligger indikasjoner på at tidligere regnskapsførte nedskrivninger ikke lenger er relevante eller er redusert. Hvis det foreligger slike indikasjoner, estimeres det gjenvinnbare beløp. Nedskrivninger reverseres bare i den grad det har skjedd endringer i estimatet som legges til grunn for å bestemme en eiendels gjenvinnbare beløp siden forrige nedskrivning ble regnskapsført. Når dette er tilfelle, økes eiendelens bokførte verdi til dens gjenvinnbare beløp. Dette kan ikke overstige det beløp som ville vært bokført, etter avskrivninger, hvis det ikke hadde vært gjennomført nedskrivninger av eiendelen i tidligere år.

Tap ved verdifall og reversering av slike tap klassifiseres i resultatregnskapet som letekostnader eller avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger, på bakgrunn av postens art som henholdsvis balanseførte leteutgifter (immaterielle leteeiendeler) eller anlegg under utbygging og produksjonsanlegg (varige driftsmidler og andre immaterielle eiendeler).

Nedskrivning av goodwill

Goodwill testes for tap ved verdifall årlig, eller oftere dersom det foreligger hendelser eller endrede forhold som indikerer mulig verdifall. Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den KGE, eller den gruppe av enheter, som goodwillen er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for KGEen, eller for gruppen av enheter, er lavere enn balanseført verdi, blir tapet ved verdifallet innregnet i konsernregnskapet. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

Finansielle forpliktelser

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når Statoil blir part i kontrakten. Den påfølgende målingen av finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert inn i. Kategoriene som er relevante for Statoil er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rente-metoden. Sistnevnte kategori omfatter Statoils langsiktige banklån og obligasjonslån.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er holdt for omsetningsformål. Finansielle forpliktelser fraregnes i balansen når den kontraktsmessige forpliktelsen utløper, blir oppfylt eller kansellert. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansielle poster eller renter og andre finansieringskostnader innenfor netto finansposter.

Finansielle derivater

Statoil benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Slike finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved kontraktsinngåelse og blir målt til virkelig verdi med verdiendring over resultatet i etterfølgende perioder. Resultateffekten av råvarebaserte finansielle derivater inngår i konsernregnskapet under salgsinntekter, da det alt vesentlige av slike derivater er knyttet til salgskontrakter eller driftsinntektsrelatert risikostyring. Resultateffekten av andre finansielle instrumenter inngår i netto finansposter.

Finansielle derivater presenteres som eiendeler når virkelig verdi er positiv og som gjeld når virkelig verdi er negativ. Finansielle derivateiendeler eller -gjeld som forventes inndrevet eller som innebærer juridisk rett til oppgjør mer enn 12 måneder etter balansedagen er klassifisert som langsiktige, med unntak for finansielle derivater holdt for omsetning.

Kontrakter om kjøp eller salg av en ikke-finansiell gjenstand som kan gjøres opp netto i kontanter, i et annet finansielt instrument eller ved bytte av finansielle instrumenter som om kontraktene var finansielle instrumenter, regnskapsføres som finansielle instrumenter. Et unntak fra dette er imidlertid kontrakter som er inngått og som fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med Statoils forventede innkjøps-, salgs- eller bruksbehov ("eget bruk"). Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Dette gjelder et betydelig antall av Statoils kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass, som innregnes ved levering.

Derivater innebygd i andre finansielle instrumenter eller i andre ikke-finansielle vertskontrakter regnskapsføres som separate derivater, og innregnes til virkelig verdi med verdiendring over resultatet, når de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen ved det innbygde derivatet ikke er nært relatert til de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen til vertskontrakten, og vertskontrakten ikke er balanseført til virkelig verdi. Der det finnes et aktivt marked for en råvare eller en annen ikke-finansiell gjenstand som omfattes av en kjøps- eller salgskontrakt, vil for eksempel en prisformel bli vurdert å være nært relatert til vertskontrakten hvis den er indeksert til det relevante aktive markedet. En prisformel indeksert basert på andre markeder eller produkter vil imidlertid medføre innregning av et separat derivat i regnskapet. Hvis det ikke finnes noe aktivt marked for råvaren eller den ikke-finansielle gjenstanden som kontrakten omfatter, vurderer Statoil kjennetegnene til et slikt prisbasert innebygd derivat å være nært relatert til vertskontrakten hvis prisformelen er basert på relevante indekser som er vanlig i bruk blant andre markedsaktører. Dette gjelder noen av Statoils langsiktige gassalgskontrakter.

Pensjonsforpliktelser

Statoil har pensjonsplaner for ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet (ytelsesplaner), eller til en innskuddsbasert pensjon, der en del av innskuddene er innskudd over drift, der forpliktelsen øker med en lovet avkastning som skal godtgjøres over driften,

og som settes lik den faktiske avkastning på midler investert i den ordinære innskuddsplanen. For ytelsesplaner er det beløpet den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsnivå.

Statoils forholdsmessige andel av flerforetaks-ytelsesplaner innregnes som forpliktelse i balansen i den grad tilstrekkelig informasjon er tilgjengelig og forpliktelsen kan estimeres pålitelig.

Statoils netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet neddiskonteres for å beregne nåverdien av forpliktelsen, og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer tilnærmet løpetid for Statoils forpliktelser. Diskonteringsrenten som benyttes for hoveddelen av forpliktelsene er basert på norske obligasjoner med fortrinnsrett, som vurderes å være foretaksobligasjoner av høy kvalitet. Kostnadene ved pensjonsplanene utgiftsføres over perioden der ansatte utfører tjenester og opparbeider rett til å motta ytelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Netto renteelement for ytelsesplaner beregnes ved å anvende fastsatt diskonteringsrente på forpliktelsens og pensjonsmidlenes nåverdi i begynnelsen av perioden, og hensynta alle vesentlige endringer i løpet av året. Det netto renteelementet innregnes i konsernregnskapet som en del av netto pensjonskostnad i resultat før finansposter og skattekostnad. Forskjellen mellom netto renteinntekt og faktisk avkastning innregnes direkte mot egenkapitalen.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes ved planendringer (innføring eller tilbaketrekking av, eller endringer i, en ytelsesplan) eller når avkorting (betydelig reduksjon foretatt av foretaket i antallet ansatte som omfattes av en ordning) finner sted, eller når relaterte omstrukturingskostnader eller sluttvederlag blir innregnet. Forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene blir målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger, og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i konsernregnskapet.

Aktuarmessige gevinster og tap innregnes i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Aktuarmessige gevinster og tap knyttet til sluttvederlagsavsetning innregnes i konsernregnskapet i perioden de oppstår. Da morselskapet Statoil ASAs funksjonelle valuta er amerikanske dollar, vil den vesentligste del av Statoils pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. norske kroner). Aktuarmessige gevinster og tap knyttet til morselskapets pensjonsforpliktelser inkluderer følgende effekten av valutaomregning.

Innskudd til pensjonsplaner som er innskuddsplaner kostnadsføres etter hvert som tilskuddsbeløpene opptjenes av de ansatte.

Innskuddsplaner over driften hos morselskapet Statoil ASA innregnes som pensjonsforpliktelser med faktisk verdi av de driftsbaserte innskuddene og lovet avkastning på rapporteringstidspunktet. Innskudd over driften og endringer i virkelig verdi av driftsbaserte pensjonsmidler innregnes i resultatregnskapet som periodisk pensjonskostnad.

Pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og felleskontrollerte driftsordninger (lisenser) der Statoil er operatør med utgangspunkt i påløpte timer, og innregnet i resultatregnskapet basert på funksjon.

Tapsbringende kontrakter

Statoil regnskapsfører avsetning for netto kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene ved å oppfylle kontraktsforpliktelsene overstiger de økonomiske fordelene som forventes mottatt i tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en KGE med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av KGEen, inngår i nedskrivningsvurderingene for den aktuelle KGEen.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når Statoil har en (juridisk eller faktisk) forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Forpliktelsen innregnes med nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Diskonteringsrenten som anvendes ved beregning av fjerningsforpliktelser er en risikofri rente som hensyntar relevant valuta og tidshorisont for de underliggende kontantstrømmene, justert for kredittpremie som reflekterer Statoils egen kreditt risiko. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gassinstallasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av driftsperioden gjennom endring i lovgivningen eller ved en beslutning om å opphøre med virksomheten, eller være knyttet til Statoils løpende bruk av rørledningssystemer der fjerningsforpliktelser påhviler skiperne. Forpliktelsene inngår i avsetninger i balansen. Enkelte raffinering- og prosesseringsanlegg anses å ha ubestemt levetid, og det er derfor ikke innregnet fjerningsforpliktelse for disse anleggene.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives deretter sammen med denne. Endring i et estimat for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen. Når en reduksjon i nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene knyttet til en produserende eiendel overstiger eiendelens bokførte verdi, bokføres det resterende beløp som en reduksjon av avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger i resultatregnskapet. Når en eiendel har nådd slutten av sin bruksperiode, blir alle påfølgende endringer i fjerningsforpliktelsene løpende regnskapsført under andre kostnader i resultatregnskapet. Avsetninger for fjerning knyttet til Statoils aktivitet som skiper av volumer gjennom tredjeparts transportsystemer utgiftsføres når kostnadene påløper.

Måling av virkelig verdi

Noterte priser i aktive markeder er det beste bevis for virkelig verdi, og Statoil anvender derfor slike så langt det lar seg gjøre. Finansielle instrumenter notert i aktive markeder vil normalt omfatte sertifikater, obligasjoner og egenkapitalinstrumenter med noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler. Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og finansielle derivater fastsettes med referanse til midtkurs ved balansedagens utløp.

Når det ikke foreligger et aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdsettelsesmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi for et annet instrument som er i det vesentligste det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller med tilhørende interne forutsetninger. I verdsettelsesmetodene tar Statoil også hensyn til motpartens og egen kreditt risiko. Dette gjøres enten via diskonteringsrenten som benyttes, eller ved direkte å justere de beregnede kontantstrømmene. Når Statoil bokfører elementer av langsiktige råvarebaserte kontrakter til virkelig verdi baseres dermed verdsettelsen så langt som mulig på noterte terminpriser og underliggende indekser i kontraktene, samt forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige observerbare markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimater

Bruk av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, bortsett fra de som omfatter estimering (se under), og som har særlig betydning for beløpene som er innregnet i konsernregnskapet.

Inntektsføring - brutto eller netto presentasjon av SDØE-volumer

Som beskrevet over i avsnittet Transaksjoner med Den norske stats markedsfører og selger Statoil Den norske stats andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som varekostnad og salgsinntekter. Statoil har i vurderingen av brutto eller netto presentasjon tatt utgangspunkt i de detaljerte kriteriene for innregning av driftsinntekter, og har konkludert med at risiko og avkastning knyttet til eie av oljevolumene er blitt overført fra SDØE til Statoil.

Statoil selger også Den norske stats produksjon av naturgass i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette gass-salget og relaterte utgifter som refunderes fra staten regnskapsføres netto i Statoils regnskap. De samme kriteriene for overgang av risiko og avkastning som beskrevet over ble vurdert i denne forbindelse, og det ble konkludert med at risiko og avkastning knyttet til eie av gassen ikke er overført fra SDØE til Statoil.

Hovedkilder til estimeringsusikkerhet

Utarbeidelse av konsernregnskap krever at ledelsen benytter estimater og bygger på forutsetninger som påvirker rapporterte beløp for eiendeler og gjeld, inntekter og kostnader. Estimaten og de relaterte forutsetningene er basert på historisk erfaring og ulike andre faktorer som antas å være rimelige ut fra de gitte omstendigheter, og som danner grunnlag for å foreta vurderinger av balanseførte verdier på eiendeler og gjeldsposter som ikke er lett tilgjengelige basert på andre kilder. Faktiske resultater kan avvike fra disse estimatene. Estimaten og de underliggende forutsetningene evalueres løpende med hensyn til dagens og forventede fremtidige markedsforhold.

Statoil er eksponert for endringer i en rekke underliggende økonomiske faktorer som påvirker totalresultatet, slik som pris på olje og naturgass, raffineringmarginer, kurser på utenlandsk valuta og rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes fra endringer i disse faktorene. I tillegg påvirkes Statoils resultater av produksjonsnivået, som på kort sikt påvirkes av for eksempel vedlikeholdsarbeid. På lang sikt påvirkes resultatene blant annet av suksessraten for leteaktivitet og feltutbyggingsaktiviteter.

Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå det skjønn som må utøves for å utarbeide regnskapet, og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, balanse og kontantstrømmer.

Sikre olje- og gassreserver

Sikre olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på konsernregnskapet, da endringer i de sikre reservene, for eksempel som følge av prisendringer, kan ha en vesentlig virkning på beregningen av produksjonsenhetsavskrivninger. Statoils eksperter har estimert Statoils sikre olje- og gassreserver på basis av bransjestandarder og kriterier regulert av det amerikanske kredittilsynet (Securities and Exchange Commission - SEC), som krever anvendelse av 12 måneders prisgjennomsnitt i estimering av reservene, og som må baseres på eksisterende økonomiske forhold og driftsmetoder, med en stor grad av sannsynlighet (minst 90 % sannsynlighet) for at reservene vil bli utvinnet. Det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) sine krav til tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass er i tråd med SECs regelverk. Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, samt kapasitet på installerte anlegg. For fremtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimerer når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinsiering og gjennomføring, og når relevante godkjenninger er mottatt fra regulatorer og myndigheter eller vil bli mottatt med rimelig grad av sikkerhet. Påliteligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvaliteten og kvantiteten på de tekniske og økonomiske data, og effektiviteten ved utvinning og prosessering av hydrokarbonene. Statoils reserver er vurdert av en uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra Statoils egne estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder olje og gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske, driftstekniske og regulatoriske forhold på det tidspunkt reserveestimatet blir utarbeidet. Estimaten for økonomisk utvinnbare reserver inkluderer kun produksjon av volumer i perioden som omfattes av gjeldende produksjonstillatelse, med mindre forlengelse påviselig kan forventes med rimelig grad av sikkerhet. Utvinningen av hydrokarboner må ha startet eller må forventes startet innen rimelig tid.

Forventede olje- og gassreserver

Forventede olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på konsernregnskapet, da endringer i de forventede reservene, for eksempel som følge av prisendringer, vil påvirke nedstengnings- og fjerningsforpliktelser samt testing for tap ved verdifall, som igjen kan påvirke resultatregnskapet vesentlig dersom dette medfører nedskrivninger. Forventede olje- og gassreserver er estimerte gjenværende kommersielt utvinnbare volumer fra produserende felt eller fra prosjekter klarert for utbygging, basert på Statoils vurdering av fremtidige økonomiske forhold. Utvinnbare olje- og gassvolumer er alltid usikre størrelser og forventet verdi er det veide snittet, eller statistiske midtpunkt, av mulige utfall. Forventede reserver er derfor normalt større enn sikre reserver som er i tråd med SECs regelverk. Forventede olje- og gassreserver estimeres av Statoils eksperter på basis av bransjestandarder. Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrømsseideler ved nedskrivningsvurdering og ved beregning av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser. Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsesbegrensninger. Påliteligheten i disse estimatene avhenger på ethvert tidspunkt av både kvalitet og kvantitet på de tekniske og økonomiske data og effektiviteten ved utvinningen og prosesseringen av hydrokarbonene.

Letekostnader og kjøpte leterettigheter

Statoil balansefører midlertidig utgifter til boring av letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Statoil balansefører også kjøpte letearealer og signaturbonuser som betales for å oppnå tilgang til ikke utviklede olje- og gassarealer. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse utgiftene skal forbli balanseførte eller må nedskrives i perioden vil i betydelig grad påvirke periodens driftsresultat.

Nedskrivning/reversering av nedskrivning

Statoil har betydelige investeringer i varige driftsmidler og immaterielle eiendeler. Endrede omstendigheter eller forventninger med hensyn til en eiendels fremtidige bruk eller inntjening kan være en indikasjon på verdifall og kan medføre at den balanseførte verdien må nedskrives til gjenvinnbart beløp. Dersom gjenvinnbart beløp senere øker, reverseres nedskrivningen. Vurderingen av hvorvidt en eiendel må nedskrives, eller om en nedskrivning skal reverseres, bygger i stor grad på skjønnsmessige vurderinger og vesentlige etablerte forutsetninger om fremtiden.

Slike vesentlige forutsetninger innebærer endringsrisiko på bakgrunn av de iboende volatile egenskapene til makroøkonomiske faktorer som fremtidige råvarepriser eller diskonteringsrente, og usikkerhet når det gjelder eiendelsspesifikke faktorer som reserveestimerer samt driftsbeslutninger som påvirker produksjonsprofil og aktivitetsnivå for våre olje- og gasseiendeler. Ved estimering av gjenvinnbart beløp anvendes i hovedsak den mest sannsynlige fremtidige kontantstrømmen, et punkttestimat, for å reflektere iboende tids- og beløpsusikkerhet knyttet til forutsetningene anvendt i den estimerte fremtidige kontantstrømmen. Ved forutsetninger som forventes å ha vesentlige skjevheter i sannsynlighetsfordeling eller utfall anvendes beslutningstrær eller simulering.

Balanseførte leteekostnader vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseført beløp overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette, og minimum en gang i året. Hvis evaluering av en letebrønn viser at den ikke har påvist sikre reserver, vurderes brønnen for nedskrivning. Etter første evalueringsfase vil det være å anse som indikasjon på at nedskrivningsvurdering av en brønn må gjennomføres hvis ingen utbyggingsbeslutning er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er konkrete planer om videre boring på lisensen. Nedskrivning av letebrønner reverseres i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Beregning av gjenvinnbare beløp kan være komplekse når beløp må beregnes med utgangspunkt i relevante fremtidige kontantstrømmer som estimeres basert på forutsetninger om fremtiden og neddiskonteres til nåverdi. Testing for tap ved verdifall krever at det etableres langsiktige forutsetninger knyttet til økonomiske faktorer som fremtidige markedspriser, raffineringmarginene, valutakurser, driftsmidlets fremtidige produktivitet, diskonteringsrente, politisk risiko, landrisiko og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante fremtidige kontantstrømmer. Langsiktige forutsetninger blir etablert på konsernnivå. Det er en stor grad av skjønn involvert når disse forutsetningene etableres og når andre relevante faktorer fastsettes, slik som terminkurver, estimert fremtidig produksjon og estimert avhendingsverdi for eiendeler.

Pensjonsforpliktelser

Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner som representerer en langsiktig forpliktelse i balansen, og indirekte også periodens pensjonskostnad i resultatregnskapet, etablerer Statoil en rekke kritiske forutsetninger som påvirker disse estimatene. Først og fremst gjelder dette forutsetninger om hvilken diskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige utbetalinger og på pensjonsmidler, forventet pensjonsregulering og den forventede årlige lønnsveksten. Disse forutsetningene har en direkte og betydelig påvirkning på beløpene som presenteres. Betydelige endringer i disse forutsetningene mellom perioder vil kunne ha en vesentlig virkning på konsernregnskapet.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse

Statoil har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Kostnadene knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene krever oppdatering grunnet endringer i gjeldende regelverk og tilgjengelig teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden, og teknologi og fjerningsutgifter er i konstant forandring. Estimaten inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og om hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungløftlektene vil være på fjerningstidspunktet. Disse faktorene kan variere betydelig avhengig av hvilket fjerningskonsept som forutsettes. Både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse med tilhørende balanseførte utgifter, og den etterfølgende justeringen av disse balansepostene, involverer dermed betydelig skjønn.

Finansielle derivater

Når virkelig verdi av derivater ikke er direkte observerbar i aktive markeder, beregnes virkelig verdi basert på interne forventninger og direkte observerbar markedsinformasjon, herunder pris- og avkastningskurver for råvarer, valuta og renter. Endringer i forventninger og pris- og avkastningskurver kan ha vesentlig effekt for beregnet virkelig verdi av derivater og tilhørende inntekter eller tap i konsernresultatregnskapet, og da spesielt for langsiktige kontrakter.

Inntektsskatt

Statoil betaler årlig betydelige beløp i skatt under ulike skatteregimer rundt i verden og regnskapsfører betydelige endringer i utsatte skatteeiendeler og skattegjeld, som alle er basert på ledelsens tolkning av gjeldende lover, forskrifter og relevante rettsavgjørelser. Kvaliteten på estimatene avhenger av korrekt anvendelse av til tider meget kompliserte gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, identifisering og implementering av endringer i regelverket, samt når det gjelder utsatte skattefordeler, ledelsens evne til å forutse fremtidig inntjening fra aktiviteter der fremførbare underskudd vil kunne redusere fremtidig inntektsskatt.

3 Segmentinformasjon

Statoils virksomhet styres gjennom følgende driftssegmenter; Utvikling og produksjon Norge (DPN), Utvikling og produksjon USA (DPUSA), Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI), Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP), Nye energiløsninger (NES) og Andre.

Utvikling og produksjon-segmentene er ansvarlige for den kommersielle utviklingen av olje- og gassporteføljen innenfor sine respektive geografiske områder; DPN på norsk sokkel, DPUSA omfatter offshore og onshore aktiviteter i USA og Mexico, og DPI globalt utenom DPN og DPUSA.

Leteaktiviteter forvaltes av en egen forretningsenhet som har et globalt ansvar på tvers av konsernet for leting etter og vurdering av nye ressurser. Leteaktiviteter er allokert til og presentert i de respektive utvikling og produksjon-segmentene.

MMP-segmentet er ansvarlig for markedsføring og handel av olje og gass (råolje, kondensat, våtgass (NGL), naturgass, flytende naturgass (LNG) og oljeprodukter), elektrisitet og utslippsrettigheter, i tillegg til transport, prosessering og foredling av produktene ovenfor, drift av raffinerier, terminaler, prosesseringsanlegg og kraftverk.

NES-segmentet er ansvarlig for vindparker, karbonfangst og -lagring i tillegg til andre fornybare- og lavkarbonenergiløsninger.

Statoil rapporterer sin virksomhet gjennom rapporteringssegmenter som tilsvarer driftssegmentene, bortsett fra driftssegmentene DPI og DPUSA som er slått sammen til ett rapporteringssegment; Utvikling og produksjon internasjonalt. Sammenslåingen til ett rapporteringssegment er foretatt på grunnlag av likheter innenfor økonomiske karakteristika, produkter, tjenester og produksjonsprosesser, samt kundesammensetning, distribusjonsmetoder og rammebetingelser. Driftssegmentet NES rapporteres inn under segmentet Andre på grunn av uvesentlighet.

Segmentet Andre omfatter aktiviteter innenfor Nye energiløsninger, Global strategi og forretningsutvikling, Teknologi, prosjekter og boring og Konsernstaber og -tjenester.

Kolonnen eliminerings inkluderer eliminerings av internt salg og tilhørende urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Salg mellom segmenter beregnes basert på estimerte markedspriser.

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2016, 2015 og 2014. Grunnlaget for segmentenes inntjening er *Resultat før finansposter og skattekostnad*. I tabellene under er utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle poster ikke allokert til segmentene. I tillegg er tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser ikke med i linjen tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte selskaper.

(i millioner USD)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, midtstrøm og prosessering	Andre	Elimineringer	Sum
For regnskapsåret 2016						
Eksternt salg og andre inntekter	184	884	44.883	41	0	45.993
Salg mellom segmenter	12.971	5.873	35	1	(18.880)	(0)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(78)	(100)	61	(3)	0	(119)
Sum inntekter	13.077	6.657	44.979	39	(18.880)	45.873
Varekostnad	1	(7)	(39.696)	(0)	18.198	(21.505)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(2.547)	(2.923)	(4.439)	(340)	463	(9.787)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.698)	(5.510)	(221)	(121)	0	(11.550)
Letekostnader	(383)	(2.569)	0	0	0	(2.952)
Resultat før finansposter og skattekostnad	4.451	(4.352)	623	(423)	(219)	80
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	6.785	6.397	492	451	0	14.125
Balanseinformasjon						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	1.133	365	129	618	0	2.245
Segmentets øvrige anleggsmidler	27.816	36.181	4.450	352	0	68.799
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						8.090
Totale anleggsmidler						79.133

(i millioner USD)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, midtstrøm og prosessering	Andre	Elimineringer	Sum
For regnskapsåret 2015						
Eksternt salg og andre inntekter	(123)	1.576	57.868	349	0	59.671
Salg mellom segmenter	17.459	6.715	183	1	(24.357)	(0)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	3	(91)	55	4	0	(29)
Sum inntekter	17.339	8.200	58.106	354	(24.357)	59.642
Varekostnad	(0)	(10)	(50.547)	(0)	24.303	(26.254)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(3.223)	(3.391)	(4.664)	(342)	187	(11.433)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(6.379)	(10.231)	37	(142)	(0)	(16.715)
Letekostnader	(576)	(3.296)	(0)	0	0	(3.872)
Resultat før finansposter og skattekostnad	7.161	(8.729)	2.931	(129)	133	1.366
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	6.293	8.119	900	273	0	15.584
Balanseinformasjon						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	5	333	214	272	0	824
Segmentets øvrige anleggsmidler	27.706	37.475	5.588	690	0	71.458
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						9.305
Totale anleggsmidler						81.588

(i millioner USD)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, midtstrøm og prosessering	Andre	Eliminerings	Sum
For regnskapsåret 2014						
Eksternt salg og andre inntekter	1.347	3.017	94.812	122	0	99.299
Salg mellom segmenter	27.568	10.757	286	1	(38.612)	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	11	(113)	73	(5)	0	(34)
Sum inntekter	28.926	13.661	95.171	118	(38.612)	99.264
Varekostnad	(0)	(2)	(86.689)	0	38.711	(47.980)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(4.034)	(3.654)	(5.287)	(161)	321	(12.815)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(6.301)	(8.885)	(583)	(156)	0	(15.925)
Letekostnader	(838)	(3.824)	(4)	0	0	(4.666)
Resultat før finansposter og skattekostnad	17.753	(2.703)	2.608	(199)	420	17.878
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	8.817	9.750	1.225	132	0	19.924
Balanseinformasjon						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	32	640	434	20	0	1.127
Segmentets øvrige anleggsmidler	35.243	44.912	6.234	688	0	87.077
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						10.226
Totale anleggsmidler						98.430

Se note 4 *Oppkjøp og nedsalg* for informasjon vedrørende transaksjoner som har påvirket segmentene.

Se note 10 *Varige driftsmidler* for informasjon om nedskrivninger som har påvirket segmentene.

Se note 11 *Immaterielle eiendeler* for informasjon om nedskrivninger som har påvirket segmentene.

Se note 23 *Andre forpliktelser* for informasjon vedrørende forpliktelser som har påvirket segmentene.

Geografisk inndeling av inntekter

Statoil har aktivitet i mer enn 30 land. Ved geografisk inndeling av eksternt salg og andre inntekter, basert på landet hvor det juridiske selskapet som står for salget er hjemmehørende, henføres 78 prosent til norske selskaper og 14 prosent til selskaper i USA.

Anleggsmidler per land

(i millioner USD)	2016	31. desember 2015	2014
Norge	31.484	31.487	38.966
USA	18.223	20.531	24.605
Brasil	5.308	3.474	3.974
Angola	3.884	5.350	6.903
Storbritannia	3.108	2.882	2.650
Canada	1.494	2.270	2.366
Algerie	1.344	1.435	1.593
Aserbajdsjan	1.326	1.416	3.181
Andre områder	4.873	3.436	3.965
Sum anleggsmidler ¹⁾	71.043	72.282	88.204

1) Ekskludert utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler.

Salgsinntekter fordelt på produkt

(i millioner USD)	2016	2015	2014
Råolje	24.307	27.806	51.803
Naturgass	9.202	12.390	15.732
Raffinerte produkter	8.142	10.761	16.782
Flytende naturgass	4.036	5.482	9.506
Annet	1	1.461	2.885
Sum inntekter	45.688	57.900	96.708

4 Oppkjøp og nedsalg

2016

Kjøp av aksjer i Lundin Petroleum AB (Lundin) og salg av eierandel i Edvard Grieg-feltet

I januar 2016 kjøpte Statoil 11,93 % av de stemmeberettigede utestående aksjene i Lundin AB for totalt 4,6 milliarder SEK (541 millioner USD). Aksjene ble regnskapsført som en langsiktig finansiell investering til virkelig verdi hvor endringene regnskapsføres direkte mot egenkapitalen i den Konsoliderte oppstillingen over innregnede inntekter og kostnader frem til transaksjonen i juni 2016.

I juni 2016 gjennomførte Statoil en avtale med Lundin om salg av hele sin eierandel på 15 % i Edvard Grieg-feltet, av 9 % eierandel i Edvard Grieg oljerørledning og 6 % eierandel i Utsirahøyden gassrørledning, samt betaling av et kontantvederlag på 544 millioner SEK (64 millioner USD) til Lundin Petroleum mot økt aksjepost i Lundin Petroleum. Etter fullføring av transaksjonen eier Statoil 68,4 millioner aksjer i Lundin Petroleum, tilsvarende 20,1 % av aksjene og stemmerettighetene. Statoil inntektsførte en gevinst på 120 millioner USD i forbindelse med salget, presentert som Andre inntekter i konsernregnskapet. I segmentrapporteringen er gevinsten presentert i segmentene Utvikling og produksjon Norge (DPN) og Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) med henholdsvis 114 millioner USD og 5 millioner USD. Transaksjonen var unntatt fra skatteplikt i henhold til det norske regelverket for Norsk petroleumsskatt.

Etter økningen i eierandel 30. juni 2016 oppnådde Statoil betydelig innflytelse over Lundin og startet å egenkapitalkonsolidere selskapet. Statoil gjennomførte en allokering av kostprisen og fordelte denne på identifiserte eiendeler og gjeld. Merverdier ble hovedsakelig allokert til Lundins Lete- og produksjonslisenser på den norske kontinentalsokkel. Investeringen i Lundin ble inkludert i Konsernbalansen på regnskapslinjen Egenkapitalkonsoliderte investeringer med en bokført verdi på 1 199 millioner USD per 30. juni 2016. Lundininvesteringen er inkludert i DPN-segmentet. Sammen drag av finansiell informasjon for Lundin Petroleum AB er vist i note 12 Tilknyttede selskap.

Som en følge av endring i klassifiseringen av investeringen regnskapsførte Statoil en gevinst på 127 millioner USD knyttet til verdiendringen på de opprinnelige 11,93 % som tidligere var ført mot egenkapitalen i den Konsoliderte oppstillingen over innregnede inntekter og kostnader. Gevinsten ble klassifisert som finansinntekt.

Salg av Statoilopererte eierinteresser i skiferfeltet Marcellus

I juli 2016 solgte Statoil det egenopererte eiendeler i den amerikanske delstaten West Virginia til EQT Corporation for et kontantvederlag på 407 millioner USD. Transaksjonen er regnskapsført i Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) med uvesentlig innvirkning på konsernets resultatregnskap.

Kjøp av egenopererte eierinteresser i Brazil

I november 2016 gjennomførte Statoil en transaksjon med Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") om kjøp av en 66 % eierandel og operatørskap i den brasilianske lisensen BM-S-8 i Santos-bassenget utenfor kysten av Brasil for opp til 2.500 millioner USD i kontanter. 1.250 millioner USD ble betalt ved overtagelse. Den resterende del av kjøpesummen er avhengig av visse betingelser og ble bokført til virkelig verdi på transaksjonsdagen. Verdien av de kjøpte leterettighetene har blitt regnskapsført i DPI segmentet og medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 2.271 millioner USD.

Salg av eierandel i oljesandvirksomhet Kai Kos Dehseh (KKD)

I desember 2016 undertegnet Statoil en avtale om å selge sin 100 % eierandel i oljesandprosjektene Kai Kos Dehseh (KKD) til Athabasca Oil Corporation. Transaksjonen dekker det produserende Leismer og det ikke utbygde Corner-prosjektet i tillegg til en rekke midtstrømskontrakter knyttet til Leismer-produksjonen. Det samlede vederlaget i transaksjonen består av et kontantvederlag på 435 millioner CAD (323 millioner USD), 100 millioner ordinære aksjer i Athabasca Oil Corporation (rett under 20 % eierandel) og en serie med betingede vederlag begrenset til maksimum 250 millioner CAD (186 millioner USD). Det betingede vederlaget er avhengig av utvikling i oljepris og produksjon de neste fire årene. Både aksjene og det betingede vederlaget vil bli regnskapsført til virkelig verdi på gjennomføringstidspunktet. Per 31. desember 2016 ble eiendeler og gjeld knyttet til KKD presentert som holdt for salg i Konsernbalansen. Statoil nedskrev eiendelen med 412 millioner USD ved inngåelse av avtalen. Nedskrivningen er delvis klassifisert som Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger og delvis som Letekostnader i Konsernresultatregnskapet. Som en konsekvens av transaksjonen ble det i tillegg avsatt for en tapskontrakt på 50 millioner USD klassifisert som Salgs- og administrasjonskostnader. Avsetningen for tapskontrakt er i hovedsak knyttet til ledige lokaler. Omregningsdifferanser som nå er regnskapsført mot egenkapitalen vil bli resultatført i Konsernresultatregnskapet ved gjennomføring av transaksjonen. Transaksjonen ble gjennomført 31. januar 2017 og vil bli reflektert i DPI segmentet i første kvartal 2017.

2015**Salg av eierinteresser i skiferfeltet Marcellus**

I januar 2015 gjennomførte Statoil en salgstransaksjon med Southwestern Energy som reduserte Statoils gjennomsnittlige eierandel i den sørlige delen av det partneropererte landbaserte Marcellus-området fra 29 % til 23 %. Vederlaget fra salget var 365 millioner USD og ble bokført i DPI segmentet uten resultateffekt.

Salg av eierinteresser i Shah Deniz og South Caucasus Pipeline

I april 2015 solgte Statoil sin gjenværende 15,5 % i Shah Deniz og South Caucasus Pipeline til Petronas med en gevinst på 1.182 millioner USD. Gevinstene ble regnskapsført i DPI- og MMP segmentet. Vederlaget fra salget utgjorde 2.688 millioner USD.

Salg av bygg

I 2015 solgte Statoil aksjer i Forusbeen 50 AS, Strandveien 4 AS og Arkitekt Ebbelsvei 10 AS med en gevinst på 211 millioner USD regnskapsført som Andre inntekter. Vederlaget fra salget var USD 486 millioner. Samtidig med salget ble det inngått 15 års operasjonelle leieavtaler for byggene.

Salg av eierinteresser i Trans Adriatic Pipeline AG

I desember 2015 solgte Statoil sin eierandel på 20 % andel Trans Adriatic Pipeline AG (TAP) til Snam SpA. Gevinsten var USD 139 millioner og ble regnskapsført i MMP segmentet. Vederlaget utgjorde 227 millioner USD.

Salg av eierinteresser i Gudrun-feltet og kjøp av eierandel i Eagle Ford

I desember 2015 solgte Statoil en eierandel på 15 % i Gudrun-feltet på norsk sokkel til Repsol. Statoil inntektsførte en gevinst på 142 millioner USD i DPN segmentet. Vederlaget utgjorde 216 millioner USD. Samtidig gjennomførte Statoil en transaksjon med samme motpart hvor Statoil økte sin eierandel med 13 % i Eagle Ford-formasjonen. Oppkjøpet ble regnskapsført som en virksomhetsoverdragelse ved bruk av oppkjøpsmetoden. Virkelig verdi per 31. desember 2015 utgjorde 277 millioner USD og 121 millioner USD i henholdsvis DPI- og MMP segmentet. Det ble ikke regnskapsført goodwill i forbindelse med oppkjøpet.

2014**Salg av eierinteresser i Shah Deniz og South Caucasus Pipeline**

I mars 2014 og mai 2014 solgte Statoil 3,33 % og 6,67 % eierinteresser i prosjektet Shah Deniz og rørledningen South Caucasus Pipeline til henholdsvis BP og Socar. Gevinsten utgjorde 942 millioner USD og ble presentert i DPI- og MMP segmentet. Vederlagene utgjorde 1.383 millioner USD.

Avtale om bytte av eierandeler i oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh

I mai 2014 byttet Statoil og selskapets partner PTTEP sine respektive eierandeler i oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh i Alberta, Canada. Etter gjennomføringen fortsetter Statoil med 100 % eierandel i prosjektene Leismer og Corner. Transaksjonen er regnskapsført i DPI-segmentet med en økning i Varige driftsmidler på 769 millioner USD, som også inkluderer overføring fra Immaterielle eiendeler på 301 millioner USD. Transaksjonen var uten innvirkning på Konsernresultatregnskapet.

Salg av eierinteresser i lisenser på norsk kontinentalsokkel

I desember 2014 solgte Statoil enkelte eierandeler i lisenser på norsk kontinentalsokkel til Wintershall. Gevinsten utgjorde 861 millioner USD og ble regnskapsført i DPN segmentet. Vederlaget utgjorde 1.250 millioner USD.

5 Finansiell risikostyring

Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Statoils forretningsaktiviteter medfører eksponering for finansiell risiko. Statoil benytter en helhetlig tilnærming til vurdering og styring av risiko. Statoil utnytter korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, som pris på olje og naturgass, raffinerte produktpriser, valuta og renter, for å kalkulere samlet markedsrisiko og tar dermed hensyn til de naturlige sikringene som er tilstede i Statoils portefølje. Å legge sammen de ulike markedsrisikoene, uten å ta hensyn til disse korrelasjonene, ville ha medført en overestimert av total markedsrisiko. Denne tilnærmingen gir Statoil mulighet til å redusere antallet sikringstransaksjoner og dermed redusere transaksjonskostnader og unngå sub-optimalisering.

Et viktig element i risikostyringen er bruk av sentraliserte handelsfullmakter. Det er krav til at alle vesentlige strategiske transaksjoner skal bli koordinert gjennom Statoils konsernriskokomiteé. Fullmakter delegert til handelsorganisasjoner innen råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet er relativt små sammenlignet med Statoils totale markedsrisiko.

Konsernriskokomiteen som ledes av konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og inkluderer representanter fra hovedforretningsområdene, er ansvarlig for å definere, utvikle og evaluere retningslinjer for håndtering av risiko. CFO er, i samarbeid med konsernriskokomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle Statoils overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevnenende tiltak på konsernnivå.

Finansiell risiko

Statoils aktiviteter eksponerer Statoil for følgende finansielle risikoer:

- Markedsrisiko (inkludert råvarepriserisiko, valutarisiko og renterisiko)
- Likviditetsrisiko
- Kredittrisiko

Markedsrisiko

Statoil opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser og elektrisitetspriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering. Risikoene styres hovedsakelig på kortsiktig basis, med fokus på hvordan Statoil best kan oppnå optimal risikojustert avkastning innenfor gitte fullmakter. Langsiktige eksponeringer styres på konsernnivå, mens kortsiktige eksponeringer generelt styres basert på mandater godkjent av konsernriskokomiteen.

For mer informasjon om sensitivitetsanalyse av markedsrisiko, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Råvarepriserisiko

Statoils mest betydelige langsiktige råvarepriserisiko (olje og naturgass) er relatert til fremtidige markedspriser hvor Statoils risikopolisy er å være eksponert for både positive og negative prisbevegelser. For å styre kortsiktig råvarepriserisiko blir det inngått råvarebaserte derivatkontrakter som inkluderer futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje, petroleum produkter, naturgass og elektrisitet. Statoil's bilaterale gassalgsporetefølje er eksponert mot ulike prisindekser og bruker derivater til å styre den totale eksponeringen mot en diversifisert kombinasjon av lange og kortsiktige prispunkter.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleum produkter har normalt løpetid på under ett år, og handles hovedsakelig på Inter Continental Exchange (ICE) i London, på New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke-børsnoterte (OTC) Brent-markedet og i markeder for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og elektrisitet har normalt løpetid på under tre år, og er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, NASDAQ OMX Oslo terminkontrakter, samt NYMEX og ICE futures.

Valutarisiko

Statoils kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter relatert til olje- og gassalg, driftsutgifter og investeringer er hovedsakelig i USD, mens skatt og utbytte til aksjonærer på Oslo Børs, samt en andel av driftsutgifter og investeringer er i norske kroner. Statoils valutastyring er hovedsakelig knyttet til å sikre betalinger i NOK. Dette betyr at Statoil regelmessig kjøper NOK, hovedsakelig i spotmarkedet, men også ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et fremtidig tidspunkt.

Renterisiko

Obligasjonslånene er vanligvis utstedt med fast rente i ulike lokale valutaer (blant annet USD, EUR og GBP). Obligasjonslånene blir normalt konvertert til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutabytteavtaler. Statoil styrer renterisiko på obligasjonsgjeld basert på risiko- og kostnadshensyn fra et helhetlig risikostyringsperspektiv. Dette betyr at andel på fast/flytende renteeksponering kan variere over tid. For mer detaljert informasjon om Statoils langsiktige gjeldsportefølje se note 18 Finansiell gjeld.

Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er risiko for at Statoil ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditetsstyring er å sikre at Statoil til enhver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Statoils største utbetalinger er kvartalsvise utbyttebetalinger og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Hvis prognosen for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler er under definerte minimumsnivå, vil opptak av langsiktig finansiering bli vurdert.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket av 5,0 milliarder USD via US Commercial Paper Programme (CP) som er dekket av en rullerende kredittfasilitet på 5,0 milliarder USD, støttet av Statoils 21 viktigste kjernebanker, med forfall i 2021. Kredittfasiliteten er ubrukt per 31. desember 2016 og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating.

For langsiktig finansiering bruker Statoil alle de største kapitalmarkedene (USA, Europa og Asia). Statoils policy er å ha en jevn forfallsstruktur på obligasjonsgjelden, der nedbetaling ikke overstiger 5 % av sysselsatt kapital de nærmeste fem år. Statoils langsiktige gjeld har en gjennomsnittlig løpetid på cirka ni år.

For mer informasjon om Statoils langsiktige gjeld, se note 18 Finansiell gjeld.

Tabellen nedenfor viser forfallsprofilen til Statoils finansielle forpliktelser basert på udiskonterte kontraktsmessige kontantstrømmer.

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Mindre enn 1 år	12.766	11.909
1 - 2 år	4.913	8.361
3 - 4 år	9.891	9.861
5 - 10 år	10.884	10.645
Etter 10 år	13.278	13.113
Totalt spesifisert	51.732	53.889

Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at Statoils kunder eller motparter kan påføre Statoil finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår gjennom kreditteksponering knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivater og innskudd i finansinstitusjoner.

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever Statoils kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og det fastsettes en intern kreditrating og kredittgrense. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer Statoils vurdering av motpartens kredittrisiko, og er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant forretningsinformasjon inkludert generell markeds- og industriinformasjon. Alle etablerte motparter revurderes jevnlig.

Statoil bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene inkluderer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositum.

Statoil har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens absolutte kredittrisiko samt for maksimal kreditteksponering for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kredittgrense. Den totale kredittporteføljen til Statoil er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje- og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av Statoils eksponering er med selskaper med "investment grade" rating.

Tabellen nedenfor viser Statoils balanseførte verdi av finansielle eiendeler og finansielle derivater inndelt etter Statoils vurdering av motpartens kredittisiko. Kundefordringer og andre fordringer inkluderer 4% av totale fordringer som har passert forfall med over 30 dager. De forfalte fordringene består hovedsakelig av joint venture fordringer i påvente avklaring av disputer knyttet til eierandelinteresser fra partnere innen ukonvensjonelle operasjoner i USA. Avsetninger er gjort for å dekke forventede tap. Kun ikke-børsnoterte instrumenter er inkludert i finansielle derivater.

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle fordringer	Kundefordringer og andre fordringer	Langsiktige finansielle derivater	Kortsiktige finansielle derivater
31. desember 2016				
Kredittvurdering, med klassifisering A eller høyere	234	1.682	754	412
Annen kredittvurdering	264	4.090	1.064	75
Lavere kredittvurdering eller ikke klassifisert	210	1.302	0	4
Sum finansielle eiendeler	707	7.074	1.819	491
31. desember 2015				
Kredittvurdering, med klassifisering A eller høyere	0	1.653	1.346	230
Annen kredittvurdering	377	3.126	1.350	278
Lavere kredittvurdering eller ikke klassifisert	277	1.055	0	34
Sum finansielle eiendeler	655	5.834	2.697	542

Per 31. desember 2016 er 571 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av Statoils kreditteksponering. Per 31. desember 2015 var 1.161 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse. Sikkerhetsstillelsen er kontanter mottatt som sikkerhet for å redusere kreditteksponering i tilknytning til positive virkelige verdier fra rentebytteavtaler, rente valutabytteavtaler og valutabytteavtaler. Kontanter er innkrevd som sikkerhet i samsvar med hovedavtaler med ulike motparter når den positive virkelige verdien for de ulike swappene er over en avtalt grense.

I henhold til vilkår i ulike nettooppgjøringsordninger for finansielle derivater er det per 31. desember 2016 presentert finansielle forpliktelser for 817 millioner USD som ikke oppfyller kriteriene for motregning. Per 31. desember 2015 var 794 millioner USD ikke utlignet. Mottatt sikkerhetsstillelse og ikke utlignet beløp under nettooppgjøringsavtaler reduserer kreditteksponeringen for finansielle derivater presentert i tabell ovenfor, da de ved en eventuell misligholdssituasjon for motparten kan kreves nettooppgjort. For kundefordringer og andre fordringer under liknende nettooppgjøringsordninger er det per 31. desember 2016 utlignet 364 millioner USD mens det per 31. desember 2015 var utlignet 341 millioner USD.

6 Godtgjørelse

(i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Lønnskostnader ¹⁾	2.576	2.791	3.698
Pensjonskostnader	650	846	544
Arbeidsgiveravgift	394	419	548
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	276	312	376
Sum lønnsrelaterte kostnader	3.895	4.369	5.166
Gjennomsnittlig antall ansatte²⁾	21.300	22.300	23.300

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttpakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør henholdsvis 3 %, 3 % og 2 % for årene 2016, 2015 og 2014.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis viderebelastet partnerne i Statoil-opererte lisenser basert på påløpte timer.

Kompensasjon til styret og konsernledelsen (KL)

Godtgjørelse til medlemmer av styret og KL i løpet av regnskapsåret var følgende:

(i tusen USD) ¹⁾	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Kortsiktige ytelser	9.270	11.436	11.624
Pensjonsytelser	574	799	2.064
Andre langsiktige ytelser	19	15	0
Aksjebasert avlønning	102	167	175
Sum	9.966	12.418	13.863

1) Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjening.

Per 31. desember 2016, 2015 og 2014 er det ikke gitt lån til medlemmer av styret eller konsernledelsen.

Aksjebasert avlønning

Statoils aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekk og tilskudd fra Statoil. Dersom aksjene beholdes i kjøpsåret samt i de to påfølgende hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Statoil i 2016, 2015 og 2014 programmene, inkludert tilskudd fra Statoil og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 61 millioner USD, 77 millioner USD og 94 millioner USD. Beregnet kostnad for Statoil for 2017 programmet (avtaler inngått i 2016) utgjør 62 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2016 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 138 millioner USD.

7 Andre kostnader

Godtgjørelse til revisor

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Revisjonshonorar	6,5	6,1	7,1
Revisjonsrelaterte tjenester	1,0	1,7	1,3
Skattehonorar	0,1	0,0	0,0
Andre tjenester	0,0	0,0	0,0
Total	7,5	7,9	8,4

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar knyttet til Statoil-opererte lisenser på 0,8 millioner USD, 0,9 millioner USD og 1,0 millioner USD for årene 2016, 2015 og 2014.

Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 298 millioner USD, 344 millioner USD og 476 millioner USD i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Utgiftene er delvis finansiert av partnerne på Statoil-opererte lisenser. Statoils andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

8 Finansposter

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Agioeffekter finansielle derivater	353	548	(198)
Andre agioeffekter	(473)	(793)	(109)
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	(120)	(245)	(307)
Mottatt utbytte	46	42	42
Verdipapirgevinst/-tap finansielle investeringer	(0)	47	176
Renteinntekter verdipapirer	63	76	111
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	22	23	19
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	305	208	281
Renteinntekter og andre finansielle poster	436	396	628
Gevinst/-tap finansielle derivater	470	(491)	904
Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater	(830)	(707)	(684)
Rentekostnader finansielle leieavtaler	(26)	(27)	(47)
Balanseførte lånekostnader	355	392	250
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	(420)	(481)	(597)
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	(122)	(147)	(127)
Renter og andre finansieringskostnader	(1.043)	(971)	(1.205)
Netto finansposter	(258)	(1.311)	20

Statoils største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som holdt for omsetning samt amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Linjen rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater, inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost på 1.018 millioner USD, 1.041 millioner USD og 1.079 millioner USD, delvis motvirket av netto renter på tilknyttede derivater inkludert i kategorien holdt for omsetning på 188 millioner USD 334 millioner USD og 395 millioner USD for henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Linjen gevinst/-tap finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdigevinst på 454 millioner USD, tap på 492 millioner USD og gevinst på 897 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

Agioeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko. Linjen netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta inkluderer et netto tap på utenlandsk valuta på 205 millioner USD, et netto tap på 1.208 millioner USD og et netto tap på 2.120 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2016, 2015 og 2014.

9 Skatter

Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Årets betalbare skatt	(3.869)	(6.488)	(14.299)
Korreksjon av tidligere års skatter	(158)	(91)	307
Betalbar skatt	(4.027)	(6.579)	(13.993)
Årets endring i midlertidige forskjeller	1.372	1.519	29
Endring i skattelovgivning	(50)	(90)	(19)
Korreksjon av tidligere års skatter	(20)	(74)	(29)
Utsatt skatt	1.302	1.355	(19)
Total skattekostnad	(2.724)	(5.225)	(14.011)

Statoil leverer gjennom sin ordinære virksomhet selvangivelser i mange ulike skatteregimer. Det kan være forskjellige tolkninger av relevante skattelover og forskrifter knyttet til noen av sakene i selvangivelsene. Det kan i enkelte saker ta flere år før saken er endelig avsluttet, enten gjennom administrativ behandling eller gjennom rettsapparatet. Statoil har avsatt for sannsynlige inntektsskatterelaterte fordringer og forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på beste estimat, etter en konsistent fortolkning av relevante skattelover og forskrifter.

Avstemming mellom nominell skattesats og effektiv skattesats

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2016	2015	2014
Resultat før skattekostnad	(178)	55	17.898
Beregnet skatt etter nominell sats ¹⁾	676	1.078	(5.139)
Beregnet norsk særskatt ²⁾	(2.250)	(4.145)	(9.960)
Skatteeffekt av friinntektsfradrag ²⁾	812	847	980
Skatteeffekt av permanent forskjell knyttet til nedslag	153	468	911
Skatteeffekt av permanent forskjell som skyldes forskjellig funksjonell valuta og skattevaluta	(356)	719	762
Skatteeffekt av øvrige permanente forskjeller	(48)	(2)	(298)
Endring av ikke innregnet utsatt skattefordel	(1.625)	(3.557)	(1.299)
Endring i skattelovgivning	(50)	(90)	(19)
Korreksjon av tidligere års skatter	(177)	(165)	278
Annet inkludert kurseffekter	141	(376)	(228)
Total skattekostnad	(2.724)	(5.225)	(14.011)
Effektiv skattesats	>(100 %)	>100 %	78,3%

- 1) Vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser var positiv 379,8 % i 2016, negativ 1.950,2 % i 2015 og positiv 28,7 % i 2014. Den høye skatteraten i 2016, den negative raten i 2015 og endringen i gjennomsnittlig nominell skatterate fra 2015 til 2016 skyldes hovedsakelig inntektsfordelingen mellom skatteregimer med lav nominell skattesats og skatteregimer med høy nominell skattesats. I begge årene er det positiv inntekt i skatteregimer med relativt lav skattesats og tap, inkludert nedskrivninger og avsetninger, i skatteregimer med relativt høy skattesats. Reduksjonen fra 2014 til 2015 skyldes hovedsakelig tap, nedskrivninger og avsetninger i enheter med høyere enn gjennomsnittlig nominell skattesats.
- 2) Ved beregning av 53 % særskatt (54 % fra 2017) på resultat fra norsk kontinentalsokkel gis det en friinntekt på 5,5 % per år (5,4 % per år fra 2017 for nye investeringer) basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. For investeringer gjort før 5. mai 2013 er raten 7,5 % per år. Overgangsregler gjelder for investeringer etter 5. mai 2013 som er dekket av blant annet planer for utbygging og drift (PUDer) eller planer for anlegg og drift (PADer) innsendt til Olje- og Energidepartementet før 5. mai 2013. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang. Per 31. desember 2016 utgjør ikke regnskapsført friinntekt 2.121 millioner USD. Tilsvarende tall for 2015 var 2.333 millioner USD.

Spesifikasjon av utsatt skattefordel og utsatt skatt

(i millioner USD)	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler og Immaterielle eiendeler	Fjerningsforpliktelser	Pensjoner	Derivater	Annet	Totalt
Utsatt skatt 31. desember 2016							
Utsatt skattefordel	4.283	233	7.078	743	138	849	13.323
Utsatt skatt	0	(16.797)	0	0	(270)	(488)	(17.555)
Netto fordel/(forpliktelse) 31. desember 2016	4.283	(16.564)	7.078	743	(132)	361	(4.231)
Utsatt skatt 31. desember 2015							
Utsatt skattefordel	4.743	185	6.980	578	7	797	13.291
Utsatt skatt	(0)	(16.731)	0	(0)	(928)	(1.032)	(18.691)
Netto fordel/(forpliktelse) 31. desember 2015	4.743	(16.545)	6.980	578	(920)	(235)	(5.399)

Årets endring i netto utsatt skatt var:

(i millioner USD)	2016	2015	2014
Netto utsatt skatt 1. januar	5.399	7.881	10.317
Innregnet i resultatoppstillingen	(1.302)	(1.355)	19
Utvidet resultat (OCI)	(129)	461	56
Omrégningsdifferanser og annet	264	(1.588)	(2.510)
Netto utsatt skatt 31. desember	4.231	5.399	7.881

Utsatt skattefordel og utsatt skatt motregnes når de relaterer seg til det samme skattesystemet og det foreligger juridisk grunnlag for motregning. Etter motregning av utsatt skattefordel og utsatt skatt per skattesystem, presenteres disse slik i balansen:

(i millioner USD)	31. desember 2016	31. desember 2015
Utsatt skattefordel	2.195	2.022
Utsatt skatt	6.427	7.421

Utsatt skattefordel er innregnet basert på forventning om tilstrekkelig skattemessig overskudd gjennom reversering av skattbare midlertidige differanser eller fremtidig skattemessig inntekt. Per 31. desember 2016 og 31. desember 2015 var netto utsatt skattefordel på henholdsvis 2.195 millioner USD og 2.022 millioner USD hovedsakelig regnskapsført i Norge, Angola, Brasil og Storbritannia.

Ikke innregnet utsatt skattefordel

(i millioner USD)	2016 Grunnlag	31. desember 2016 Skatt	2015 Grunnlag	2015 Skatt
Skattereduserende midlertidige forskjeller	3.431	1.360	2.448	1.010
Fremførbare skattemessige underskudd	17.440	6.557	14.329	5.297
Sum	20.871	7.917	16.776	6.307

Rundt 9 % av fremførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen, har ubegrenset fremføringsadgang. Majoriteten av de resterende ikke innregnede skattemessige underskudd utløper i perioden etter 2027. Ikke innregnet utsatt skattefordel knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene utløper ikke under eksisterende skatteregler. Utsatt skattefordel er ikke innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

Ved årsslutt 2016 utgjorde ikke innregnet utsatte skattefordeler i USA og Angola henholdsvis 5.655 millioner USD og 800 millioner USD av totalt ikke innregnet utsatt skattefordel på 7.917 millioner USD. Tilsvarende tall for 2015 var 4.461 millioner USD i USA og 643 millioner USD i Angola av en total på 6.307 millioner USD.

10 Varige driftsmidler

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip	Produksjons- anlegg olje og gass	Foredlings- og produksjons- anlegg på land	Bygninger og tomter	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2015	3.466	133.269	7.459	928	20.284	165.406
Tilganger og overføringer	62	11.960	776	70	(2.148)	10.720
Avgang til anskaffelseskost ¹⁾	(98)	(1.857)	(48)	(130)	(445)	(2.577)
Eiendeler reklassifisert til holdt for salg (HFS)	(7)	(2.169)	0	(12)	(51)	(2.239)
Omregningsdifferanser	(30)	1.546	75	2	(325)	1.268
Anskaffelseskost 31. desember 2016	3.394	142.750	8.262	859	17.315	172.579
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2015	(2.826)	(90.762)	(5.386)	(468)	(3.958)	(103.400)
Avskrivning	(137)	(9.657)	(411)	(31)	0	(10.235)
Nedskrivning	(0)	(1.672)	(240)	(12)	(969)	(2.893)
Reversering av nedskrivning	0	1.186	371	0	35	1.592
Overføringer	71	(2.013)	(79)	(0)	1.789	(232)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang ¹⁾	91	1.231	44	57	14	1.437
Akkumulerte av- og nedskrivninger, eiendeler klassifisert som HFS	6	1.757	0	8	22	1.794
Omregningsdifferanser	28	(1.042)	(71)	1	(1)	(1.086)
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016	(2.767)	(100.971)	(5.772)	(446)	(3.068)	(113.023)
Bokført verdi 31. desember 2016	626	41.779	2.490	413	14.247	59.556
Estimert levetid (år)	3-20	PEM ²⁾	15 - 20	20 - 33		

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip	Produksjonsanlegg olje og gass	Foredlings- og produksjonsanlegg på land	Bygninger og tomter	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2014	3.508	139.578	8.691	1.358	22.162	175.297
Tilganger og overføringer	52	9.895	598	78	1.292	11.914
Avgang til anskaffelseskost	(20)	(1.657)	(1.052)	(437)	(1.197)	(4.362)
Omregningsdifferanser	(74)	(14.547)	(779)	(70)	(1.973)	(17.443)
Anskaffelseskost 31. desember 2015	3.466	133.269	7.459	928	20.284	165.406
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2014	(2.708)	(88.344)	(6.490)	(641)	(1.494)	(99.677)
Avskrivning	(173)	(10.162)	(266)	(48)	0	(10.650)
Nedskrivning og overføringer	0	(3.419)	(67)	0	(2.661)	(6.147)
Reversering av nedskrivning	0	108	483	6	22	620
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang	2	830	324	190	(0)	1.347
Omregningsdifferanser	53	10.224	629	25	175	11.107
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2015	(2.826)	(90.762)	(5.386)	(468)	(3.958)	(103.400)
Bokført verdi 31. desember 2015	641	42.507	2.073	460	16.326	62.006
Estimert levetid (år)	3-20	PEM ²⁾	15 - 20	20 - 33		

- 1) Inkluderer 445 millioner USD knyttet til endring i klassifikasjon av Statoils investering fra felleskontrollert driftsordning (pro-rata linje for linje konsolidering)/full konsolidering til felleskontrollert virksomhet (egenkapitalmetoden), hovedsakelig relatert til Dudgeon Wind Ltd (341 millioner USD).
- 2) Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper vedrørende avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden (PEM).

Bokført verdi av eiendeler overført til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde henholdsvis 692 millioner USD og 332 millioner USD i 2016 og 2015.

Nedskrivninger

(i millioner USD)	Varige driftsmidler	Immaterielle eiendeler ³⁾	Sum
31. desember 2016			
Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging ¹⁾	1.301	590	1.890
Anskaffelseskost relatert til olje og gass leterettigheter ²⁾	0	403	403
Netto nedskrivninger	1.301	992	2.293
31. desember 2015			
Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging ¹⁾	5.526	1.263	6.788
Goodwill ¹⁾	0	539	539
Anskaffelseskost relatert til olje og gass leterettigheter ²⁾	0	688	688
Netto nedskrivninger	5.526	2.490	8.015

- 1) Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging og goodwill er gjenstand for nedskrivningsvurdering i henhold til IAS 36. Samlede netto nedskrivninger kostnadsført etter IAS 36 beløp seg til henholdsvis 1.890 millioner USD og 7.327 millioner USD i 2016 og 2015, inkludert nedskrivning av anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter (immaterielle eiendeler).
- 2) Anskaffelseskostnader knyttet til leteaktiviteter som er gjenstand for nedskrivningsvurdering etter «successful efforts»-metoden (IFRS 6).
- 3) Se note 11 Immaterielle eiendeler.

Ved vurdering av behov for nedskrivning av bokført verdi av en eiendel med potensielt verdifall, blir eiendelens balanseførte verdi sammenliknet med eiendelens gjenvinnbare verdi. Eiendelens gjenvinnbare verdi er det høyeste av virkelig verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Reell diskonteringsrente ved beregning av bruksverdi er 6,0 prosent etter skatt (2015: 6,5 prosent) og er utledet fra Statoils vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad. En avledet før skatt diskonteringsrente vil normalt ligge i intervallet 8 prosent til 12 prosent, avhengig av eiendelsspesifikke forskjeller, slik som skattemessig behandling, varighet og kontantstrømprofil. For enkelte eiendeler vil en før skatt diskonteringsrente kunne ligge utenfor dette intervallet, hovedsakelig på grunn av spesielle skatteforhold (f.eks. permanente forskjeller) som påvirker forholdet mellom kontantstrømmer før og etter skatt. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon om nedskrivning av varige driftsmidler.

(i millioner USD)	Nedskrivningsmetode	2016		2015	
		Bokført beløp etter nedskrivninger ¹⁾	Nedskrivninger	Bokført beløp etter nedskrivninger ¹⁾	Nedskrivninger
31. desember					
Utvikling og produksjon Norge	VIU	3.115	760	1.427	454
	FVLCOD	1.401	69	2.010	620
Nord-Amerika - ukonvensjonell	VIU	3.887	945	5.733	3.119
	FVLCOD	483	412	1.240	539
Nord-Amerika - konvensjonell offshore Mexicogulfen	VIU	4.459	141	3.699	2.210
	FVLCOD	0	0	0	0
Nord-Afrika	VIU	0	104	490	130
	FVLCOD	0	0	0	0
Sub - Sahara Afrika	VIU	772	(137)	903	169
	FVLCOD	0	0	0	0
Europa og Asia	VIU	1.124	(330)	1.018	511
	FVLCOD	0	0	0	0
Markedsføring, midtstrøm og prosessering	VIU	1.046	(74)	1.005	(425)
	FVLCOD	0	0	0	0
Sum		16.286	1.890	17.525	7.327

1) Bokført beløp relaterer seg til eiendeler som er nedskrevet/reversert.

I 2016 ble det kostnadsført netto nedskrivninger med 1.890 millioner USD knyttet til produksjonsanlegg og anlegg under utbygging hovedsakelig knyttet til en nedjustering av langsiktige forventninger til råvarepriser. I 2015 ble det kostnadsført netto 7.327 millioner USD grunnet reduserte råvarepriser.

Utvikling og produksjon Norge (DPN)

I DPN-segmentet ble det i 2016 kostnadsført netto nedskrivninger på 829 millioner USD hovedsakelig knyttet til konvensjonelle offshore-eiendeler i utbyggingsfasen. Netto nedskrivninger er et resultat av nedjustering av forventede råvarepriser. I 2015 ble det kostnadsført netto nedskrivninger på 1.074 millioner USD.

Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)

I DPI-segmentet ble det i 2016 kostnadsført netto nedskrivninger på 1.130 millioner USD, hvorav 1.357 millioner USD, inkludert reverseringer på 571 millioner USD, knytter seg til ukonvensjonelle landeiendeler i Nord-Amerika. Tapet inkluderer nedskrivning av Kai Kos Dehseh, klassifisert som holdt for salg per 31. desember 2016. I tillegg ble det inntektsført reverseringer på 780 millioner USD og kostnadsført nedskrivninger på 553 millioner USD relatert til konvensjonelle eiendeler. Nedskrivninger ble kostnadsført med 541 millioner USD som Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger, og 590 millioner USD knytter seg til signaturbonuser og anskaffelseskostnader klassifisert som Letekostnader. I 2015 ble det kostnadsført netto nedskrivninger med 6.678 millioner USD.

Netto nedskrivninger er hovedsakelig knyttet til reduserte langsiktige prisforutsetninger, delvis motvirket av økte kortsiktige priser, driftsmessige forbedringer og kostnadsreduksjoner.

Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP)

I 2016 reverserte MMP-segmentet netto nedskrivninger på 74 millioner USD i hovedsak knyttet til et raffineri. Grunnlaget for reverseringen var økte raffineringsmarginer samt operasjonelle og kommersielle forbedringer. I 2015 utgjorde netto reverseringer 425 millioner USD.

Gjennvinnbar verdi av eiendeler testet for nedskrivning, var hovedsakelig basert på estimater vedrørende eiendelens bruksverdi basert på interne forutsetninger om kostnader, produksjonsprofiler og råvarepriser. I fjerde kvartal utgjorde en nedjustering av de langsiktige prisforutsetningene den viktigste nedskrivningsindikatoren. Oppdaterte forretningsplaner, inkludert forbedrede produksjonsprofiler, driftseffektiviseringer og lavere kostnader i tillegg til økte

kortsiktige priser motvirket effekten av lavere langsiktige prisforutsetninger. Kortsiktige priser (2017-2019) er estimert ved å benytte observerbare markedspriser for 2017 og lineær projisering mot intern prisforutsetning for 2020. I 2015 ble markedspriser benyttet for de tre første årene.

Gjennvinnbar verdi basert på virkelig verdi fratrukket salgskostnader er delvis etablert ved hjelp av observerte markedstransaksjoner og bud og delvis gjennom internt beregnet nåverdi basert på antakelser om hvilke forutsetninger markedsaktører vil legge til grunn.

Prisforutsetninger som er benyttet for beregning av nedskrivninger er som følger (priser benyttet ved beregning av nedskrivninger i 2015 for de respektive årene er vist i parentes):

År (reelle priser)	2017	2020	2025	2030
Brent Blend - USD/fat	55 (45)	75 (83)	78 (92)	80 (100)
NBP - USD/mmBtu	6.0 (4.9)	6.0 (8.0)	8.0 (9.0)	8.0 (9.2)
Henry Hub - USD/mmBtu	3.4 (2.7)	4.0 (4.2)	4.0 (4.4)	4.0 (4.6)

Sensitiviteter

Råvareprisene har historisk sett vært volatile. Vesentlig ytterligere nedjustering av Statoils forutsetninger om råvarepriser ville resultert i nedskrivninger av enkelte produksjonseiendeler og anlegg under utbygging i Statoils portefølje. Ved en ytterligere nedjustering av priser over eiendelenes fulle levetid på 20 %, noe som vurderes til å være en rimelig sannsynlig endring, kunne nedskrivningsbeløpet ligge i området rundt 8 milliarder USD før skatt. Sensitiviteten, laget for illustrasjonsformål, forutsetter at det ikke er endringer i andre faktorer enn priser. En prisreduksjon på 20 % vil imidlertid sannsynligvis resultere i endrede forretningsplaner så vel som andre innsatsfaktorer som inngår i beregningen av gjennvinnbart beløp. Endringer i disse faktorene ville sannsynligvis i vesentlig grad redusere det faktiske nedskrivningsbeløpet sammenlignet med det som er vist over for illustrasjonsformål. Endringer som kunne forventes ville være redusert kostnadsnivå i olje- og gass industrien så vel som motvirkende valutaeffekter, hvilket historisk har vist seg å være tilfelle ved vesentlige endringer i råvareprisene. Den illustrerte sensitiviteten kan derfor verken anses for å representere beste estimat for en forventet nedskrivning eller et estimat for effekten på inntekter eller driftsresultat i et slikt scenario. En vesentlig og langvarig reduksjon i olje- og gass priser ville også resultert i motvirkende tiltak fra Statoil og lisenspartnere da redusert olje- og gass priser vil ha effekt på boreplaner og produksjonsprofiler for nye og eksisterende anlegg. Å kvantifisere effekten av dette er vurdert til ikke å være praktisk gjennomførbart fordi det vil kreve detaljerte tekniske, geologiske og økonomiske vurderinger basert på et hypotetisk scenario og ikke basert på eksisterende forretningsplaner eller utbyggingsplaner.

11 Immaterielle eiendeler

(i millioner USD)	Balanseførte leteutgifter	Anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2015	3.701	5.207	1.565	402	10.875
Tilgang	246	2.477	0	(8)	2.715
Avgang til anskaffelseskost	(0)	(311)	0	(42)	(353)
Overføringer	(298)	(392)	0	(2)	(692)
Eiendeler reklassifisert til holdt for salg	(19)	(78)	0	0	(97)
Kostnadsføring av tidligere balanseførte leteutgifter	(808)	(992)	0	0	(1.800)
Omregningsdifferanser	33	(3)	5	(4)	31
Anskaffelseskost 31. desember 2016	2.856	5.907	1.570	346	10.679
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2015			(1.242)	(182)	(1.423)
Amortisering og nedskrivning			0	(13)	(13)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang			0	(2)	(2)
Omregningsdifferanser			0	2	2
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016			(1.242)	(195)	(1.437)
Bokført verdi 31. desember 2016	2.856	5.907	328	151	9.243

(i millioner USD)	Balanseførte leteutgifter	Anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2014	3.075	7.183	1.632	454	12.345
Tilgangar	1.188	546	0	(18)	1.716
Avgang til anskaffelseskost	(61)	(293)	(9)	(24)	(387)
Overføringer	(82)	(250)	0	(0)	(332)
Kostnadsføring av tidligere balanseførte leteutgifter	(213)	(1.951)	0	0	(2.164)
Omregningsdifferanser	(206)	(29)	(58)	(9)	(303)
Anskaffelseskost 31. desember 2015	3.701	5.207	1.565	402	10.875
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2014			(702)	(183)	(885)
Amortisering og nedskrivning			(539)	(2)	(541)
Omregningsdifferanser			0	2	2
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2015			(1.242)	(182)	(1.423)
Bokført verdi 31. desember 2015	3.701	5.207	323	220	9.452

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

I 2016 ble immaterielle eiendeler påvirket av nedskrivninger av oppkjøpskostnader knyttet til leteaktiviteter med 403 millioner USD, hovedsakelig som et resultat av tørre brønner og ikke-kommersielle funn i Mexicogolfen, Sør-Amerika og Angola. I tillegg kostnadsførte Statoil nedskrivninger av signaturbonuser og oppkjøpskostnader på totalt 590 millioner USD.

Nedskrivningskostnad og reversering av tidligere nedskrivninger fremkommer som Letekostnader og Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger på bakgrunn av eiendelens natur som henholdsvis balanseførte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler. Tap ved netto nedskrivning er basert på estimer av eiendelens gjenvinnbare verdi på bakgrunn av endringer i gjenværende reserver, kostnadsanslag og markedsmessige forhold. Se note 10 Varige driftsmidler for ytterligere informasjon om grunnlag for nedskrivningsvurderinger.

Tabellen under viser deling av balanseførte letetekostnader.

(i millioner USD)	2016	2015
Mindre enn 1 år	311	1.448
1-5 år	2.216	1.923
Mer enn 5 år	329	331
Sum	2.856	3.701

Tabellen under viser spesifikasjon av årets letetekostnader.

(i millioner USD)	2016	For regnskapsåret 2015	2014
Leteutgifter	1.437	2.860	3.730
Kostnadsførte leteutgifter balanseført tidligere år	1.800	2.164	2.097
Balanseførte leteutgifter	(285)	(1.151)	(1.161)
Letetekostnader	2.952	3.872	4.666

12 Tilknyttede selskaper

		(i millioner USD)			
		2016		2015	
		Eierandel	Bokført verdi	Resultatandel	Bokført verdi
Lundin Petroleum AB	20,1%	1.121	(78)	-	-
Andre tilknyttede selskaper		1.124	(41)	824	(29)
Totalt		2.245	(119)	824	(29)

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

Sammendrag av finansiell informasjon for egenkapitalkonsoliderte selskaper regnskapsført etter egenkapitalmetoden

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderer en andel på 20,1 % i Lundin Petroleum AB. I bokført andel er det hensyntatt justeringer gjort av Statoil ved anvendelse av egenkapitalmetoden i forhold til Lundin Petroleum AB's egne resultater. Statoil justerer Lundin Petroleum AB's resultater for avskrivning av merverdier fastsatt i oppkjøpsanalysen på oppkjøpstidspunktet. Der det er vesentlige forskjeller i regnskapsprinsipper gjøres justeringer slik at rapporteringen er i henhold til Statoils prinsipper. Disse justeringene har redusert resultatet for 2016, som vist i tabellen nedenfor, sammenlignet med tilsvarende beløp rapportert av Lundin Petroleum AB.

(i millioner USD)		Lundin Petroleum AB
		2016
Pr. 31.12.2016		
Omløpsmidler		69
Anleggsmidler		3.069
Kortsiktig gjeld		(70)
Langsiktige forpliktelser		(1.947)
Netto eiendeler		1.121
Pr. 31.12.2016		
Inntekter ¹⁾		135
Resultat før skatt ¹⁾		(83)
Resultat ¹⁾		(78)
Tilgang anleggsmidler¹⁾		589

1) For perioden 30. juni til 31. desember 2016.

Statoil har ikke mottatt utbytte fra Lundin Petroleum AB for 2016.

Markedsverdi på Statoils andel pr. 31.12.2016 var 1,496 milliarder USD.

13 Finansielle eiendeler og langsiktige forskuddsbetalinger

Langsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Obligasjoner	1.362	1.412
Børsnoterte aksjer	731	715
Unoterte aksjer	251	209
Finansielle investeringer	2.344	2.336

Obligasjoner og børsnoterte aksjer knytter seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap, som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi.

Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Rentebærende fordringer	707	764
Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer	185	203
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	893	967

Rentebærende fordringer knytter seg hovedsakelig til prosjektfinansiering av tilknyttede selskaper samt lån til ansatte.

Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Tidsinnskudd	3.242	2.166
Rentebærende verdipapirer	4.995	7.650
Finansielle investeringer	8.211	9.817

Per 31. desember 2016 inkluderer kortsiktige finansielle investeringer 818,3 millioner USD knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi. Tilsvarende var regnskapsført beløp per 31. desember 2015 på 677,2 millioner USD.

For informasjon om finansielle instrumenter per kategori, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

14 Varelager

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Råolje	1.966	1.210
Petroleumsprodukter	744	580
Naturgass	160	294
Andre	358	419
Sum	3.227	2.502

Høyere varelager av råolje per 31. desember skyldes hovedsakelig høyere priser og in-transit volumer. Linjen Andre består i hovedsak av reservedeler, inkludert bore- og brønnutstyr.

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 74 millioner USD i 2016 og 439 millioner USD i 2015.

15 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Kundefordringer	5.504	4.464
Kortsiktige finansielle fordringer	862	736
Fordringer felleskontrollerte eiendeler	592	574
Fordringer egenkapitalkonsoliderte investeringer og andre nærstående parter	116	60
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	7.074	5.834
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	765	837
Kundefordringer og andre fordringer	7.839	6.671

For mer informasjon vedrørende kredittkvaliteten på Statoils motparter se note 5 Finansiell risikostyring. For informasjon om valutasensitivitet se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

16 Betalingsmidler

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Bankinnskudd	596	1.047
Tidsinnskudd	1.660	1.494
Pengemarkedsfond	65	450
Rentebærende verdipapirer	2.234	5.091
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	535	540
Betalingsmidler	5.090	8.623

Bundne midler per 31. desember 2016 og 2015 inkluderer margininnskudd på henholdsvis 398 millioner USD og 411 millioner USD, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

17 Egenkapital og utbytte

Per 31. desember 2016 utgjør Statoils aksjekapital 8.112.623.527,50 NOK (1.155.993.270 USD) bestående av 3.245.049.411 aksjer pålydende 2,50 NOK. Aksjekapital per 31. desember 2015 utgjorde 7.971.617.757,50 NOK (1.138.981.520 USD) bestående av 3.188.647.103 aksjer pålydende 2,50 NOK.

Statoil ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til enhver tid foreslåtte utbyttet og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Vedtatt utbytte per aksje var 0,2201 USD for de tre første kvartalene i 2016. Styret vil foreslå for generalforsamlingen å opprettholde utbytte på 0,2201 USD per aksje for fjerde kvartal, samt å videreføre utbytteaksjeprogrammet som gir aksjonærene mulighet til å velge å motta aksjeutbytte for fjerde kvartal i kontanter eller i nyutstedte aksjer i Statoil med 5 % rabatt.

Som en del av Statoils utbytteaksjeprogram, vedtatt av Statoils generalforsamling i mai 2016, kan kvalifiserte aksjonærer velge å motta utbytte i form av nyutstedte aksjer eller i kontanter. For rettighetshavere under ADR-programmet (American Depositary Receipts) kan utbytte mottas i ADS (American Depositary Shares) eller i form av kontanter. Tegningskurs for utbytteaksjer vil ha en rabatt i forhold til den volum-vektede gjennomsnittspris på Oslo Børs de to siste dagene av tegningsperioden i hvert kvartal. For fjerde kvartal 2015 og første, andre og tredje kvartal 2016 har rabatten blitt satt til 5%.

I løpet av 2016 er det foretatt oppgjør av utbytte for tredje og fjerde kvartal 2015 og for første og andre kvartal 2016. Vedtatt, men ikke oppgjort utbytte er presentert som skyldig utbytte i den konsoliderte balansen uavhengig av om utbyttet er forventet utbetalt i kontanter eller i utstedelse av nye aksjer. Den konsoliderte oppstilling av endringer i egenkapital viser vedtatt utbytte i perioden (opptjent egenkapital), fratrasket utbytteaksjer utstedt i perioden (egenkapital og ekstra innskutt egenkapital). Vedtatt utbytte i 2016 relaterer seg til fjerde kvartal 2015 og de tre første kvartalene i 2016.

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Vedtatt utbytte	2.824	2.930
USD per aksje eller ADS	0,8804	0,9173 ¹⁾
Utbytte betalt som kontantoppgjør	1.876	2.836
USD per aksje eller ADS	0,8804	0,9034
NOK per aksje	7,3364	7,2000
Utbytte aksjer	904	-
Antall utstedte aksjer (i millioner)	56,4	-
Totalt oppgjort utbytte	2.780	2.836

1) Utbytte for fjerde kvartal 2014 og for første kvartal 2015 er vedtatt i NOK og presentert i USD til valutakurser på beslutningstidspunktet.

I løpet av 2016 har Statoil ervervet 4.011.860 egne aksjer for 62 millioner USD, og 3.882.153 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. I 2015 ervervet Statoil 4.057.902 egne aksjer for 69 millioner USD og 3.203.968 aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. Per 31. desember 2016 har Statoil 11.138.890 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2015 var beholdningen av egne aksjer 11.009.183. For ytterligere informasjon, se note 6 Godtgjørelse.

18 Finansiell gjeld

Kapitalstyring

Statoils retningslinjer for kapitalstyring er å beholde en sterk finansiell posisjon og sikre tilstrekkelig finansiell fleksibilitet. Netto justert rentebærende gjeld (ND) over sysselsatt kapital (CE) er ett av flere viktige nøkkeltall i vurderingen av Statoils finansielle robusthet.

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Netto justert rentebærende gjeld (ND)	19.389	14.748
Sysselsatt kapital (CE)	54.490	55.055
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert (ND/CE)	35,6%	26,8%

Netto justert rentebærende gjeld (ND) er definert som selskapets kortsiktige og langsiktige finansielle forpliktelser minus kontantbeholdning og kortsiktige finansielle plasseringer, justert for innkalt margin og for likviditetsposisjoner fra konsernets forsikringsselskap (henholdsvis 1.216 millioner USD og 1.111 millioner USD i 2016 og 2015). I tillegg kommer justeringer for balanser relatert til SDØE (henholdsvis 199 millioner USD og 214 millioner USD i 2016 og 2015). Sysselsatt kapital (CE) er definert som selskapets totale egenkapital (inkludert minoritetsinteresser) og ND.

Langsiktig finansiell gjeld

Finansiell gjeld til amortisert kost

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i % ¹⁾		Balanse i millioner USD per 31. desember		Virkelig verdi i millioner USD per 31. desember ²⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Usikrede obligasjonslån						
Amerikanske dollar (USD)	3,54	3,51	19.712	20.768	20.681	21.630
Euro (EUR)	2,10	2,28	8.211	7.201	8.884	7.495
Britiske pund (GBP)	6,08	6,08	1.693	2.040	2.475	2.698
Norske kroner (NOK)	4,18	4,18	348	341	386	378
Sum			29.964	30.350	32.427	32.201
Usikrede lån						
Japanske yen (JPY)	4,30	4,30	85	83	88	89
Sikrede banklån						
Norske kroner (NOK)	-	3,11	-	52	-	52
Finansielle leieavtaler			507	580	526	575
Sum			592	715	614	716
Sum finansiell gjeld			30.556	31.065	33.041	32.918
Fratrukket kortsiktig andel			2.557	1.100	2.584	1.100
Langsiktig finansiell gjeld			27.999	29.965	30.457	31.818

1) Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta per 31. desember, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

2) Virkelig verdi beregnes ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer og er klassifisert på nivå 2 i virkelig verdi-hierarkiet. Metoden som er benyttet er en neddiskonteringsmodell hvor terminrentene er utledet fra LIBOR og EURIBOR rentekurver, og vil variere basert på forfallstidspunkt for den langsiktige finansielle forpliktelsen. Beregnet kredittpremie baserer seg på priser fra eksterne finansinstitusjoner.

Usikrede obligasjonslån på 19.712 millioner USD utstedt i amerikanske dollar og usikrede obligasjonslån på 7.420 millioner USD er konvertert til USD. Fire lån på 2.832 millioner USD som er utstedt i EUR er ikke konvertert. Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko for ytterligere informasjon

I all vesentlighet inneholder avtaler knyttet til usikrede obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

I 2016 utstedte Statoil følgende obligasjoner:

Utstedelsesdato	Beløp i EUR milliarder	Rentesats i %	Forfallsdato
9. november 2016	0,60	0,750	November 2026
9. november 2016	0,60	1,625	November 2036

Av konsernets totale utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 47 obligasjonslån bestemmelser som gir konsernet rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 29.616 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2016.

Mer informasjon om rullerende kredittfasilitet, forfallsprofil for udiskontert kontantstrøm og styring av renterisiko er gitt i note 5 Finansiell risikostyring.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
År 2 og 3	6.478	6.234
År 4 og 5	3.798	4.881
Etter 5 år	17.723	18.850
Sum tilbakebetaling av langsiktig gjeld	27.999	29.965
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	3,41	3,39

Mer informasjon vedrørende finansielle leieforpliktelser er gitt i note 22 Leieavtaler.

Kortsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Innkalt margin	571	1.161
Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år	2.557	1.100
Annet inklusiv kassekreditt	545	66
Kortsiktig finansiell gjeld	3.674	2.326
Vektet gjennomsnittlig rentesats	1,61	1,90

Innkalt margin og annen kortsiktig gjeld er kontanter mottatt for å sikre en andel av konsernets kreditteksponering og utestående beløp knyttet til US Commercial paper (CP) program. Per 31. desember 2016 var 500 millioner USD utstedt under CP programmet. Tilsvarende var det ingen beløp utestående per 31. desember 2015.

19 Pensjoner

Statoil ASA og en rekke av dets datterselskaper har innskuddsbasert pensjonsordning som hovedordning, hvor innbetalt premie utgjør årets pensjonskostnad i resultatregnskapet. I tillegg inneholder innskuddsordningen i Statoil ASA enkelte ufonderte elementer. Disse innskuddsplanene over drift reguleres likt som avkastningen for hovedinnskuddsordningen og er vurdert til virkelig verdi og innregnes som pensjonsforpliktelser. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for mer informasjon om regnskapsmessig behandling av innskuddsplanene over drift rapportert i Statoil ASA.

Statoil ASA har i tillegg lukkede ytelsesbaserte pensjonsordninger for ansatte som i 2015 hadde mindre enn 15 års framtidig tjenestetid før ordinær pensjonsalder, samt for ansatte i enkelte datterselskaper. Statoils pensjonsytelser er generelt basert på minst 30 års tjenestetid med opptil 66 % av sluttlønn, inkludert en antatt offentlig støtte som skal gis fra den norske folketrygden. De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenstepensjon, og Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

Ytelsesbaserte pensjonsordninger i Norge administreres og finansieres gjennom Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selveiende stiftelse hvor ansatte i Statoils norske selskaper er dekket. Statoil Pensjons midler holdes atskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Statoil er medlem av den offentlige Avtalefestede Førtidspensjonsavtalen (AFP), hvor premien beregnes på basis av de ansattes inntekter mellom 1 og 7,1 G. Premien må betales for alle ansatte fram til fylte 62 år. Pensjonsutbetaling fra administrator av AFP-ordningen er livsvarig. Statoil har vurdert at forpliktelsen til denne flerforetakstyelsesordningen kan estimeres med tilstrekkelig pålitelighet for regnskapsføring. Følgelig har selskapet innregnet sin forholdsmessige estimerte andel av AFP-ordningen som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktelser for ytelsesplaner.

Nåverdien av bruttoforpliktelsen, med unntak av den ufonderte innskuddsordningen, samt årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening, er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til fremtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetningene. Diskonteringsrenten per 31. desember 2016 for ytelsesbaserte ordninger i Norge er basert på en 7-årig OMF-rente (obligasjon med fortrinnsrett) ekstrapolert til en rente som tilsvarer varigheten av forfallstid for opptjente rettigheter, beregnet til 17,4 år ved utgangen av 2016. Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto finansiering og inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Statoil har mer enn én ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er uvesentlige og er derfor ikke særskilt opplyst om. Deler av pensjonskostnadene er viderebelastet partnere på Statoilopererte lisenser.

Netto pensjonskostnader

(i millioner USD)	2016	2015	2014
Nåverdi av årets opptjening	238	378	751
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	192	191	496
Renteinntekt på pensjonsmidler	(148)	(145)	(409)
Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	2	-	(1)
Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	109	250	(298)
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	59	(1)	(27)
Innskuddsplaner over drift	50	36	-
Ytelsesplaner	503	709	512
Innskuddsplaner	148	135	32
Sum netto pensjonskostnader	650	844	544

Oppgjørskostnad i forbindelse med sluttvederlag for inngåtte tidligpensjonsavtaler på 123 millioner USD i 2016 og 173 millioner USD i 2015.

(i millioner USD)	2016	2015
Brutto pensjonsforpliktelse		
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	6.822	8.745
Nåverdi av årets opptjening	239	378
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	192	191
Aktuarmessige (gevinster) tap - Økonomiske forutsetninger	879	(703)
Aktuarmessige (gevinster) tap - Erfaring	(282)	(369)
Utbetalte ytelser fra ordningene	(235)	(233)
Tap (gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring ¹⁾	171	253
Fripoliser	(131)	(143)
Omregningsdifferanse	87	(1.332)
Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift	50	34
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	7.791	6.822
Virkelig verdi av pensjonsmidler		
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	5.127	6.066
Renteinntekt på pensjonsmidler	148	145
Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter)	76	69
Innbetalt av selskapet	22	35
Utbetalt ytelser fra ordningene	(80)	(70)
Fripoliser og personforsikring	(92)	(208)
Omregningsdifferanse valuta	50	(911)
Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember	5.250	5.127
Netto pensjonsforpliktelser 31. desember	(2.541)	(1.695)
Spesifikasjon:		
Eiendel innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning)	839	1.284
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning)	(3.380)	(2.979)
Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger	7.791	6.822
Fonderte pensjonsplaner	4.423	3.849
Ufonderte pensjonsplaner	3.368	2.974
Faktisk avkastning på pensjonsmidler	131	207

Aktuarmessige tap fra endringer i økonomiske forutsetninger skyldes hovedsakelig økte pensjonsforpliktelser i forbindelse med redusert diskonteringsrente og forventet vekst i løpende pensjoner. I 2015 fikk Statoil en aktuarmessig gevinst som skyldes at disse forutsetningene gikk motsatt vei.

Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i egenkapitalen

(i millioner USD)	2016	2015	2014
Årets netto aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen gjennom året	(482)	1.139	24
Årets aktuarmessige (tap) gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	(21)	460	611
Skatteeffekt på aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen	129	(461)	(56)
Innregnet i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter	(374)	1.138	580
Akkumulerte aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter	(1.188)	(814)	(1.952)

Aktuarmessige forutsetninger

	Økonomiske forutsetninger for resultatelementer i %		Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer i %	
	2016	2015	2016	2015
Diskonteringsrente	2,75	2,50	2,50	2,75
Forventet lønnsvekst	2,25	2,25	2,25	2,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	1,00	1,50	1,75	1,00
Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp	2,25	2,25	2,25	2,25
Vektet gjennomsnittlig durasjon for pensjonsforpliktelsen			17,4	17,1

Forutsetningene presentert over gjelder konsernselskaper i Norge som er medlem av Statoils pensjonskasse. Andre datterselskaper har også ytelsesplaner, men disse utgjør uvesentlige beløp for konsernet.

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2016 og 2015 var på henholdsvis 0,4% og 0,1% i kategoriene ansatte fra 50 til 59 år og 60 til 67 år.

For planer i Norge er dødelighetstabell K 2013 i kollektiv pensjonsforsikring, utarbeidet av Finanstilsynet, brukt som beste estimat på dødelighet.

Uføretabeller for planer i Norge er utarbeidet av aktuar i 2013 og representerer beste estimat for planer i Norge.

Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimatenes er basert på relevante forhold per 31. desember 2016.

(i millioner USD)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet vekst i løpende pensjoner		Forventet levetid	
	0.50%	-0.50%	0.50%	-0.50%	0.50%	-0.50%	+ 1 year	- 1 year
Endring i:								
Pensjonsforpliktelse 31. desember 2016	(605)	689	129	(121)	599	(542)	371	(384)
Nåverdi av årets opptjening for 2017	(24)	28	6	(6)	24	(22)	9	(10)

Sensitiviteten i de finansielle resultatene til hver av de vesentlige forutsetningene er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekten vil avvike fra faktiske tall da regnskapet også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

Pensjonsmidler

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene er målt til virkelig verdi. Statoil Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom.

Eiendommer eiet av Statoil Pensjon utgjør 402 millioner USD per 31. desember 2016 og 386 millioner USD per 31. desember 2015. Disse blir leid ut til selskaper i konsernet.

Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen for finansporteføljen godkjent av styret i Statoil Pensjon for 2016. Porteføljevektningen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

(i %)	Pensjonsmidler på ulike investeringsklasser		Mål porteføljevekt
	2016	2015	
Egenkapitalinstrumenter	39,0	38,3	31 - 43
Obligasjoner	41,1	40,3	36 - 48
Sertifikater	13,9	14,9	0 - 29
Eiendom	5,4	5,0	5 - 10
Andre eiendeler	0,6	1,5	
Sum	100,0	100,0	

I 2016 hadde 98% av egenkapitalinstrumentene, 30% av obligasjonene og 71% av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked (nivå 1). I 2015 hadde 100% av egenkapitalinstrumentene, 38% av obligasjonene og 100% av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked. For definisjon på de ulike nivåene, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Ingen innbetaling til Statoil Pensjon er forventet i 2017.

20 Avsetninger

(i millioner USD)	Nedstengnings- og fjernings- forpliktelser	Avsetninger for krav og tvister		Andre avsetninger	Total
Langsiktig andel 31. desember 2015	10.632	1.116		675	12.422
Langsiktig andel 31. desember 2015 rapportert som finansiell gjeld	-	-		27	27
Kortsiktig andel 31. desember 2015 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	150	1.009		388	1.547
Avsetninger 31. desember 2015	10.782	2.124		1.090	13.997
Nye eller økte avsetninger	660	256		2.046	2.962
Reduksjon i estimater	(1.168)	(21)		(583)	(1.772)
Beløp belastet mot avsetninger	(221)	(3)		(195)	(420)
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	426	-		28	455
Avgang ved salg	(41)	-		(0)	(41)
Rentekostnad på forpliktelser	398	-		-	398
Reklassifisering og overføring	(44)	-		(0)	(45)
Omregningsdifferanser	107	(0)		24	131
Avsetninger 31. desember 2016	10.899	2.356		2.409	15.664
Kortsiktig andel 31. desember 2016 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	188	1.147		922	2.258
Langsiktig andel 31. desember 2016	10.711	1.209		1.487	13.406

Forventet oppgjørstidspunkt

(i millioner USD)	Nedstegnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger, inkludert for krav og tvister	Total
2017 - 2021	1.233	4.340	5.574
2022 - 2026	1.849	78	1.927
2027 - 2031	1.760	27	1.788
2032 - 2036	3.306	21	3.328
Deretter	2.751	298	3.048
Avsetninger 31. desember 2016	10.899	4.765	15.664

Kategorien avsetninger for krav og tvister er hovedsakelig relatert til avsetninger for forventede utbetalinger på uløste krav. Oppgjørstidspunktet og beløp for disse avsetningene er usikre og avhengige av ulike faktorer som er utenfor ledelsens kontroll.

Se også kommentarer vedrørende avsetninger i note 23 Andre forpliktelser, betingende forpliktelser og betingende eiendeler.

Kategorien andre avsetninger er hovedsakelig relatert til avsetninger for tapskontrakter, kanselleringshonorarer og annet. I 2016 avsatt Statoil 1 milliard USD, derav 0.3 milliard USD som kortsiktig del, for betinget vederlag knyttet til kjøp av eierandel i lisens BM-S-8 i Brasil. For mer informasjon se note 4 Oppkjøp og nedslag.

For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimater, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

21 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Leverandørgjeld	2.358	2.052
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	1.623	2.323
Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler	2.632	2.590
Gjeld til egenkapitalkonsoliderte investeringer og andre nærstående parter	620	622
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	7.233	7.587
Kortsiktig andel av avsetninger og annen ikke finansiell kortsiktig gjeld	2.433	1.746
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	9.666	9.333

Inkludert i kortsiktig andel av avsetninger og annen ikke finansiell kortsiktig gjeld er enkelte avsetninger som er ytterligere omtalt i note 20 Avsetninger og i note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler. For informasjon om valutasensitivitet se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko. Ytterligere informasjon vedrørende leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter se note 24 Nærstående parter.

22 Leieavtaler

Statoil leier diverse eiendeler, i hovedsak borerigger, skip og kontorbygninger.

I 2016 utgjorde netto leiekostnad 2.569 millioner USD (3.439 millioner USD i 2015 og 3.637 millioner USD i 2014), som består av minsteleie på 3.113 millioner USD (4.046 millioner USD i 2015 og 4.505 millioner USD i 2014) redusert med innbetalinger fra fremleie på 558 millioner USD (608 millioner USD i 2015 og 870 millioner USD i 2014). Netto leiekostnader i 2016 inkluderer riggkanselleringskostnader på 115 millioner USD. Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2016, 2015, eller 2014.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2016:

(i millioner USD)	Operasjonelle leieavtaler						Netto
	Rigger	Skip	Tomter og bygninger	Andre	Sum	Fremleie	
2017	1.099	592	143	158	1.993	(135)	1.857
2018	807	462	132	114	1.514	(100)	1.414
2019	624	336	126	94	1.179	(99)	1.080
2020	459	281	124	70	934	(97)	837
2021	324	223	123	52	723	(66)	657
2022-2026	572	396	591	91	1.650	(76)	1.574
2027-2031	-	105	408	29	542	-	542
Deretter	-	-	100	15	114	-	114
Sum fremtidig minsteleie	3.885	2.395	1.746	624	8.649	(573)	8.076

Statoil hadde per 31. desember 2016 enkelte operasjonelle leieavtaler for borerigger. Gjenværende kontraktsperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra én måned til åtte år. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. Noen av riggene har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden, hovedsakelig til Statoil-opererte lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen over.

Statoil har en langsiktig kontrakt med Teekay relatert til offshore lasting og transport i Nordsjøen. Kontrakten dekker gjenværende levetid for gjeldende produserende felt og inkluderte ved årsslutt 2016 tre bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi var cirka 650 millioner USD ved utgangen av 2016 og er inkludert i kategorien skip i tabellen ovenfor.

Kategorien leieavtaler inkluderer fremtidig minsteleie til en nærstående part på 474 millioner USD for leie av en kontorbygning i Bergen eid av Statoil Pensjon. Denne operasjonelle leieforpliktelsen løper til 2034, og 367 millioner USD har forfall etter 2020.

Statoil hadde forpliktelser relatert til finansielle leieavtaler på 507 millioner USD per 31. desember 2016. Nominell minsteleie knyttet til disse finansielle leieavtalene beløp seg til 667 millioner USD. Varige driftsmidler inkluderer 484 millioner USD for eiendeler relatert til finansielle leieavtaler som var balanseført ved årsslutt (768 millioner USD i 2015), også presentert hovedsakelig innen maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip i note 10 Varige driftsmidler.

Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner om forlengelse. Utøvelsen av slike opsjoner vil være avhengig av fremtidig markedsutvikling og virksomhetens behov på tidspunktet når opsjonene skal utøves.

23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

Kontraktsmessige forpliktelser

Statoil hadde kontraktsmessige forpliktelser på 6.889 millioner USD per 31. desember 2016. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Statoils andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler samt forpliktete investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper.

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved utløpet av 2016 er Statoil forpliktet til å delta i 42 brønner, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 39 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til å bore disse brønnene utgjør om lag 777 millioner USD. Brønner som Statoil i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn i gitte lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

Andre forpliktelser, betinget gjeld og betinget eiendeler

Statoil har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings- og entry/exit ("inngangs- og avgangs") kapasitet. Statoil har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer, med en løpetid opp mot 30 år.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktuelt avtalte prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Statoils forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist brutto i tabellen. Forpliktelser overfor selskaper som proporsjonalkonsolideres i konsernregnskapet (for eksempel rørledninger), er vist netto i tabellen (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

Nominelle andre langsiktige minimumsforpliktelser per 31. desember 2016:

(i millioner USD)	
2017	1.483
2018	1.395
2019	1.262
2020	1.179
2021	1.021
Deretter	5.513
Sum	11.853

Langsiktige forpliktelser knyttet til kontrakter som er i ferd med å bli terminert, og der det er gjort avsetning for termineringsoppkjøret i regnskapet, er ikke inkludert i tabellen over.

Garantier

Statoil har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld på 160 millioner USD. Bokført verdi av garantien er uvesentlig.

Betingede eiendeler og forpliktelser

Angolas finansdepartement har på bakgrunn av årlige bokettersyn knyttet til Statoils deltakelse i blokk 4, blokk 15, blokk 17 og blokk 31 på angolansk sokkel utlignet økt profittolje og skatter for virksomhet i årene 2002 til og med 2014. Statoil bestrider disse ettersynsrapportene og forfølger sakene i tråd med relevante angolanske juridiske og administrative prosedyrer. Med bakgrunn i ettersynsrapportene og fortsatt aktivitet på de fire blokkene i perioden til og med 2016, er Statoils eksponering ved utløpet av 2016 estimert til 1.808 millioner USD, hvorav den vesentligste del er knyttet til profittoljeelementer. Statoil har gjort avsetning for ettersynene i samsvar med beste estimat i konsernregnskapet, hovedsakelig reflektert som salgssinntektsreduksjon, men også med enkelte beløp bokført under henholdsvis rentekostnader og skattekostnader.

Statoil er part i en prosess knyttet til redeterminering for OML 128 (Agbami-feltet) i Nigeria. I oktober 2015 mottok Statoil den endelige beslutningen til en oppnevnt ekspert, som medfører en reduksjon på 5,17 prosentpoeng i Statoils eierandel i feltet. Statoil hadde tidligere initiert voldgift for å få opphevet en tidligere del-avgjørelse fra eksperten, men dette ble avvist av voldgiftsdomstolen i november 2015. Statoil har anlagt søksmål ved Federal High Court i Lagos for å få opphevet voldgiftsdommen. I oktober 2016 initierte Statoil også en ny voldgiftssak for å få opphevet ekspertens endelige beslutning. I forbindelse med Agbami-redetermineringen har Statoil nå to juridiske prosesser som er forbundet med hverandre, men distinkte. Per 31. desember 2016 har Statoil foretatt en avsetning på 1.104 millioner USD etter skatt, som reflekterer en reduksjon på 5,17 prosentpoeng i Statoils eierandel i Agbami-feltet. Avsetningen er inkludert i avsetninger i balansen per 31. desember 2016.

Noen langsiktige gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler. Enkelte kontraktsmotparter har krevd voldgift i forbindelse med prisrevisjoner. Eksponeringen for Statoil ved utgangen av året er estimert til et beløp tilsvarende 374 millioner USD knyttet til gassleveranser før årsslutt 2016. I konsernregnskapet til Statoil er det avsatt for disse kontraktsmessige gasspris-tvistene i samsvar med beste estimat. Avsetningen er bokført som en salgssinntektsreduksjon i konsernresultatregnskapet.

Det er en tvist mellom Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) og partnerne i det unitiserte Agbami-feltet (Oil Mining Lease (OML) 128) knyttet til fortolkning av betingelsene i produksjonsdelingsavtalen ("PSC") for OML 128. Tvisten omfatter allokeringen av kostolje, skatteolje og profittolje mellom NNPC og de andre OML 128-partnerne. Partnerne igangsatte voldgift i tråd med formkravene i PSC. I 2015 avsa voldgiftsdomstolen dom i favør av partnerne på de vesentligste punktene. Partnerne har iverksatt prosess for å fullbyrde dommen med de tiltak som er tilgjengelige i nigeriansk rettsystem, mens NNPC på sin side har initiert en rettssak med noen innsigelser mot voldgiftsdommen. Nigerianske skattemyndigheter bestrider også lovligheten av voldgiftsprosessen angående avgjørelse av skatterelaterte tvister og i mars 2017 ble voldgiftsdommen satt til side av den Nigerianske føderale høyesterett (FHC) basert på at tvisten er en skattesak og dermed ikke kan løses ved voldgift. Partnerne vil anke avgjørelsen. FHCs kjennelse vil ikke påvirke Statoils 2016 konsernregnskap da Statoils deltakelse i tvisten ved årets slutt i hovedsak gjelder oljevolumer som tidligere er løftet av NNPC i strid med vilkårene i PSC. NNPC har fortsatt med overløftingen til tross for voldgiftsdommen.

Brasilianske skattemyndigheter har oppdatert ligningen for 2011 for et brasiliansk datterselskap av Statoil som var part i salget da Statoil det året solgte 40 % av Peregrino-feltet til Sinochem. Den nye ligningen bestrider Statoils allokering av salgsinntekten mellom involverte eiendeler og selskaper, noe som fører til en vesentlig høyere skattbar inntekt og skattekostnad i Brasil. Statoil er uenig i ligningen, og har gjort dette klart i sitt innledende tilsvarende. Prosessen med formell kommunikasjon med brasilianske skattemyndigheter samt en eventuell påfølgende rettsprosess som måtte bli nødvendig, kan ta flere år. Skatt vil ikke bli betalbar før saken er endelig avgjort. Statoil mener at alle relevante skatteregler er fulgt, og at konsernet står sterkt i saken. Det er derfor ikke foretatt avsetning i konsernregnskapet.

Finansdepartementet avviste den 26. september 2016 Statoils anke knyttet til et pålegg fra Finanstilsynet i 2014. Pålegget gjaldt endring av tidspunktet da en avsetning for tapsbringende kontrakt knyttet til Cove Point-terminalen ble innregnet i regnskapet, fra første kvartal 2013 da Statoil innregnet avsetningen, til en tidligere rapporteringsperiode. Statoil har besluttet å ikke forfølge saken ytterligere, da den ikke påvirker noen sammenlignbar finansiell informasjon inkludert i konsernregnskapet for 2016. Det vises for øvrig til Note 23 Andre forpliktelser i årsregnskapet for 2015.

Norske skattemyndigheter utstedte den 6. juli 2016 varsel om endring av ligningen for årene 2012 til 2014 knyttet til internprisingen på visse transaksjoner mellom Statoil Coordination Centre (SCC) i Belgia og norske selskaper i Statoil-konsernet. Det vesentligste spørsmålet gjelder hvorvidt SCCs kapitalstruktur følger prinsippet om armlengdes avstand. Statoil mener at prissetting på armlengdes avstand er anvendt i disse sakene og at konsernets vurdering står sterkt. Det er derfor ikke foretatt avsetninger i konsernregnskapet.

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere andre uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene. Statoil forfølger de ovennevnte tvistene aktivt med de kontraktsmessige og juridiske virkemidler som foreligger i hver sak, men endelig utfall av sakene og tidspunkt for eventuelle relaterte kontantstrømmer kan på nåværende tidspunkt ikke avgjøres med tilstrekkelig pålitelighet.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav vises det til note 20 Avsetninger.

24 Nærstående parter

Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil og eier betydelige eierandeler i andre norske selskaper. Per 31. desember 2016 hadde Den norske stat en eierandel i Statoil på 67,0% (Folketrygdfondets andel i Statoil på 3,2% er holdt utenfor). Eierskapsstrukturen medfører at Statoil deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapsstruktur, og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til armlengdes prinsipp.

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 5.848 millioner USD, 7.431 millioner USD og 13.718 millioner USD i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 44 millioner USD, 68 millioner USD og 73 millioner USD i henholdsvis 2016, 2015 og 2014. Nevnte kjøp av olje og naturgass er bokført i Statoil ASA. Statoil ASA selger i tillegg, i sitt eget navn, men for statens regning og risiko, statens gassproduksjon. Disse transaksjonene er presentert netto. For mer informasjon se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper. Den vesentligste delen av beløpet som er inkludert i linjen leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter i note 21 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger, består av skyldig beløp til staten knyttet til disse kjøpene.

Andre transaksjoner

I forbindelse med den vanlige operasjonelle virksomheten inngår Statoil kontrakter relatert til transport, gasslagring og behandling av petroleumsprodukter, med selskaper som Statoil har eierinteresser i. Slike transaksjoner blir utført etter armlengdes prinsipp, og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet. Gassled og enkelte andre infrastruktureiendeler er operert av Gassco AS, som er en enhet under felles kontroll av Olje- og energidepartementet. Gasscos aktiviteter blir utført for rørlednings- og terminaleiernes regning og risiko. Kapasitetsbetalingene som blir håndtert av Gassco blir viderebetalt til de respektive eierne. Statoils betalinger som Gassco gjennomførte på vegne av eierne utgjorde 1.167 millioner USD i 2016, 1.105 millioner USD i 2015 og 1.476 millioner USD i 2014. Disse betalingene blir gjennomført av Statoil ASA. I tillegg gjennomfører Statoil ASA, i sitt eget navn, men for statens regning og risiko, statens andel av Gassco betalinger. Disse transaksjonene er presentert netto.

30. juni 2016 økte Statoil sin eierandel i Lundin Petroleum AB (Lundin) til 20,1 % av aksjene og stemmerettighetene. Siden 30. juni beløp samlet kjøp av olje og relaterte produkter fra Lundin seg til 155 millioner USD. Dette kjøpet bokføres i Statoil ASA. For mer informasjon vedrørende Lundin transaksjonen, se note 4 Oppkjøp og nedsalg.

For mer informasjon vedrørende leieavtaler med Statoils Pensjonskasse, se note 22 Leieavtaler.

Transaksjoner som involverer ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året er presentert i note 6 Godtgjørelse. Godtgjørelse til ledende ansatte er presentert i note 4 Lønnskostnader i selskapsregnskapet til Statoil ASA.

25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko

Finansielle instrumenter etter kategori

Tabellen nedenfor presenterer Statoils klasser av finansielle instrumenter med tilhørende bokført verdier slik kategoriene er definert i IAS 39 Finansielle instrumenter - innregning og måling. Alle de finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi er tilnærmet lik virkelig verdi, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelser. Se note 18 Finansiell gjeld for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser.

Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon angående måling av virkelig verdi.

(i millioner USD)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdi-opsjon	Ikke finansielle eiendeler	
31. desember 2016							
Eiendeler							
Langsiktige finansielle derivater		-	-	1.819	-	-	1.819
Langsiktige finansielle investeringer	13	-	207	-	2.137	-	2.344
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	707	-	-	-	185	893
Kundefordringer og andre fordringer	15	7.074	-	-	-	765	7.839
Kortsiktige finansielle derivater		-	-	492	-	-	492
Kortsiktige finansielle investeringer	13	3.217	-	4.176	818	-	8.211
Betalingsmidler	16	2.791	-	2.299	-	-	5.090
Sum		13.789	207	8.785	2.955	950	26.687

(i millioner USD)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdi-opsjon	Ikke finansielle eiendeler	
31. desember 2015							
Eiendeler							
Langsiktige finansielle derivater		-	-	2.697	-	-	2.697
Langsiktige finansielle investeringer	13	-	209	-	2.127	-	2.336
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	655	-	-	-	313	967
Kundefordringer og andre fordringer	15	5.834	-	-	-	837	6.671
Kortsiktige finansielle derivater		-	-	542	-	-	542
Kortsiktige finansielle investeringer	13	2.166	1	6.973	677	-	9.817
Betalingsmidler	16	3.081	-	5.541	-	-	8.623
Sum		11.736	210	15.753	2.804	1.150	31.652

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2016					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	18	27.999	-	-	27.999
Langsiktige finansielle derivater		-	1.420	-	1.420
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	21	7.233	-	2.433	9.666
Kortsiktig finansiell gjeld	18	3.674	-	-	3.674
Skyldig utbytte		712	-	-	712
Kortsiktige finansielle derivater		-	508	-	508
Sum		39.618	1.928	2.433	43.979

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2015					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	18	29.965	-	-	29.965
Langsiktige finansielle derivater		-	1.285	-	1.285
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	21	7.587	-	1.746	9.333
Kortsiktig finansiell gjeld	18	2.326	-	-	2.326
Skyldig utbytte		700	-	-	700
Kortsiktige finansielle derivater		-	264	-	264
Sum		40.578	1.549	1.746	43.873

Virkelig verdi hierarki

Den etterfølgende tabellen oppsummerer hver klasse av finansielle instrumenter innregnet i konsernbalansen til virkelig verdi fordelt på Statoils grunnlag for måling av virkelig verdi.

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle instrumenter	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle investeringer	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Betalingsmidler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Sum virkelig verdi
31. desember 2016								
Nivå 1	1.095	-	516	-	-	-	-	1.611
Nivå 2	1.042	970	4.479	426	2.299	(1.414)	(503)	7.299
Nivå 3	207	848	-	66	-	(6)	(4)	1.110
Sum virkelig verdi	2.344	1.819	4.994	492	2.299	(1.420)	(508)	10.019
31. desember 2015								
Nivå 1	1.194	-	542	-	-	-	-	1.737
Nivå 2	932	1.756	7.109	491	5.541	(1.226)	(264)	14.340
Nivå 3	209	941	-	50	-	(59)	-	1.141
Sum virkelig verdi	2.336	2.697	7.651	542	5.541	(1.285)	(264)	17.218

Nivå 1, virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser, inkluderer finansielle instrumenter aktivt handlet, og der verdien innregnet i konsernets balanse er fastsatt basert på observerbare priser på identiske instrumenter. For konsernet vil denne kategorien i de fleste tilfellene bare være relevant for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner.

Nivå 2, virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Statoils ikke-standardiserte kontrakter der virkelig verdi er fastsatt basert på prisinput fra observerbare markedstransaksjoner. Dette vil typisk være når konsernet bruker terminpriser på råolje, naturgass, renter og valutakurser som input i konsernets verdsettelsesmodeller for å fastsette virkelig verdi på sine finansielle derivater.

Nivå 3, virkelig verdi basert på ikke-observerbare data, inkluderer finansielle instrumenter der virkelig verdi er fastsatt basert på input og forutsetninger som ikke er fra observerbare markedstransaksjoner. De virkelige verdiene presentert i denne kategorien er hovedsakelig basert på interne forutsetninger. De interne forutsetningene er bare brukt i fravær av kvoterte priser fra et aktivt marked eller andre observerbare priskilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

Den virkelige verdien for enkelte "earn-out" avtaler og innebygde derivater er fastsatt ved bruk av verdsettelsesmodeller med prisinput fra observerbare markedstransaksjoner i tillegg til internt genererte prisforutsetninger og volumprofiler. Diskonteringsrenten som er brukt i verdsettelsen er en risikofri rente basert på den aktuelle valutaen og tidshorisonten til den underliggende kontantstrømmen. Kontantstrømmen er justert for en kredittpremie for å reflektere enten Statoils kredittpremie (dersom det er gjeld) eller en estimert motparts premie (dersom det er eiendel). I tillegg kan en risikopremie for risikoelementer som det ikke er justert for i kontantstrømmen inkluderes når dette er aktuelt. De virkelige verdiene for disse finansielle derivatene er i sin helhet blitt klassifisert i kategori tre innenfor kortsiktige finansielle derivater-eiendeler og langsiktige finansielle derivater-eiendeler i tabellen over. En annen alternativ forutsetning innenfor et rimelig mulighetsområde som kunne vært brukt ved beregning av virkelig verdi på disse kontraktene er å ekstrapolere siste observerte terminpris. Ved en ekstrapolering av terminprisen med inflasjon ville virkelig verdi av kontraktene reduseres med cirka 97 millioner USD ved utgangen av 2016 og reduseres med 526 millioner USD ved utgangen av 2015. En slik endring i virkelig verdi ville blitt innregnet i konsernresultatregnskapet.

Avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2015 og 2014 for alle finansielle eiendeler klassifisert i det tredje nivået i hierarkiet er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - gjeld	Kortsiktige finansielle derivater - gjeld	Sum
For regnskapsåret 2016						
Inngående balanse	209	941	50	(59)	-	1.141
Total gevinst og tap i resultatregnskapet	-	(98)	66	49	-	17
Kjøp	2	-	-	-	-	2
Oppgjør	(5)	(17)	(53)	-	-	(75)
Overføring til kortsiktig andel	-	(1)	1	4	(4)	-
Omregningsdifferanser	1	23	1	-	-	25
Utgående balanse	207	848	66	(6)	(4)	1.110
For regnskapsåret 2015						
Inngående balanse	189	1.707	87	-	-	1.983
Total gevinst og tap i resultatregnskapet	(2)	(442)	54	(59)	-	(449)
Kjøp	28	-	-	-	-	28
Oppgjør	-	(110)	(79)	-	-	(190)
Omregningsdifferanser	(5)	(214)	(11)	-	-	(231)
Utgående balanse	209	941	50	(59)	-	1.141

Eiendelene og forpliktelsene på nivå 3 har i løpet av 2016 hatt en netto reduksjon i virkelig verdi på 31 millioner USD. De 44 millioner USD som er innregnet i konsernregnskapet i 2016 er påvirket av en reduksjon på 13 millioner USD relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out" avtaler. I tilknytning til de samme "earn-out" avtalene 69 millioner USD inkludert i åpningsbalansen for 2016 fullt realisert siden de underliggende volumene har blitt levert i løpet av 2016 og beløpet er presentert som oppgjørt i tabellen over.

I all vesentlighet relaterer alle gevinster og tap innregnet i konsernregnskapet i løpet av 2016 seg til eiendeler som er eid ved utgangen av 2016.

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvarepriserisiko

Tabellen nedenfor inneholder sensitiviteter for råvarepriserisiko på Statoils råvarebaserte derivatkontrakter. Se note 5 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisikoer og hvordan konsernet styrer disse risikoene.

Statoils eiendeler og forpliktelser til virkelig verdi er knyttet til derivater handlet både på og utenom børs, inkludert innebygde derivater som har blitt skilt ut og innregnet til virkelig verdi i balansen.

Sensitiviteten knyttet til prisrisiko er ved utgangen av 2016 og 2015 er beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 30% basert på løpetiden til derivatkontraktene.

Endringer i virkelig verdi innregnes i konsernresultatregnskapet siden ingen av de finansielle instrumentene i tabellen under er en del av et sikringsforhold.

Sensitivitet for råvarepriser (i millioner USD)	2016		2015	
	- 30 %	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %
31. desember				
Råolje og raffinerte produkter netto gevinst (tap)	395	(390)	110	(66)
Naturgass og elektrisitet netto gevinst (tap)	810	(809)	249	(248)

Valutarisiko

Den etterfølgende valutarisikosensitiviteten ved utgangen av 2016 har blitt beregnet ved å forutsette mulighetsområde for endringer på 12 prosent for de valutakursene konsernet har eksponering mot. Ved utgangen av 2015 var en endring på 11 prosent vurdert som et rimelig mulighetsområde for endring. En økning av valutakursen betyr at den underliggende transaksjonsvalutaen har styrket seg. De estimerte gevinstene og tapene som følge av en endring i valutakursene vil påvirke konsernregnskapet. Se note 5 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til valutarisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Sensitivitet for valutarisiko (i millioner)	2016		2015	
	- 12 %	+ 12 %	- 11 %	+ 11 %
31. desember				
USD netto gevinst (tap)	79	(79)	247	(247)
NOK netto gevinst (tap)	31	(31)	(185)	185

Renterisiko

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,8 prosentpoeng ved utgangen av 2016. Ved utgangen av 2015 var en endring på 0,9 prosentpoeng vurdert som rimelig mulighetsområde for endringer. De estimerte gevinstene fra en rentenedgang og de estimerte tapene fra en renteøkning, som vil påvirke konsernresultatregnskapet, er presentert i den etterfølgende tabellen. Se note 5 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til renterisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Sensitivitet for renterisiko (i millioner USD)	2016		2015	
	- 0,8 prosentpoeng	+ 0,8 prosentpoeng	- 0,9 prosentpoeng	+ 0,9 prosentpoeng
31. desember				
Renterisiko gevinst (tap)	897	(897)	1.217	(1.217)

26 Endring av presentasjonsvaluta

Statoil endret den 1. januar 2016 sin presentasjonsvaluta fra norske kroner (NOK) til amerikanske dollar (USD). Endringen ble hovedsakelig gjort for å reflektere den underliggende USD-eksponeringen i Statoils forretningsvirksomhet bedre, samt for å følge industripraksis.

Endringen av presentasjonsvaluta er regnskapsført som en prinsippendring, og sammenlignbare tall er re-presentert i USD for å vise endringen i presentasjonsvaluta. Det er ikke andre prinsippendringer enn endringen av presentasjonsvaluta.

De ulike elementene av eiendeler og gjeld i USD svarer til beløpet offentliggjort i NOK, omregnet til den relevante USD/NOK sluttkurs ved utløpet av rapporteringsperioden. Det samme gjelder egenkapital i sin helhet. Dermed vil endringen i presentasjonsvaluta ikke påvirke verdsettelsen av eiendeler, gjeld, egenkapital eller forholdet mellom disse elementene, som for eksempel gjeldsgraden. Resultatregnskapene er omregnet til kvartalsvis gjennomsnittskurs.

Alle valutaomregningsdifferanser er satt til null fra den 1. januar 2006, som er datoen for Statoils overgang til IFRS. Omregningsdifferanser og kumulative omregningsdifferanser blir presentert som om Statoil hadde brukt USD som presentasjonsvaluta fra den datoen.

Beregningen av omregningsdifferanser i USD påvirker fordelingen av Aksjonærs egenkapital for sammenlignbare perioder, mellom omregningsdifferanser og andre komponenter av egenkapitalen. Sammen med endringer i årets resultat som stammer fra endring av presentasjonsvaluta, er disse effektene re-presentert i tabellen under.

EFFECT OF CHANGES IN REPORTED EQUITY

31. desember 2015	Historisk konsernregnskap i milliarder NOK	Historisk konsernregnskap i millioner USD ¹⁾	Re-presentert i millioner USD	Konsernregnskap i millioner USD
Aksjekapital	8,0	905	234	1.139
Annen innskutt egenkapital	40,1	4.552	1.168	5.720
Opptjent egenkapital	215,1	24.417	14.276	38.693
Omregningsdifferanser	91,6	10.398	(15.679)	(5.281)
Ikke kontrollerte eierinteresser	0,3	34	2	36
Sum egenkapital	355,1	40.307	0	40.307

1) Omregnet til valutakurs USD/NOK 8,8090 per 31. desember 2015.

31. desember 2014	Historisk konsernregnskap i milliarder NOK	Historisk konsernregnskap i millioner USD ¹⁾	Re-presentert i millioner USD	Konsernregnskap i millioner USD
Aksjekapital	8,0	1.072	67	1.139
Annen innskutt egenkapital	40,2	5.408	306	5.714
Opptjent egenkapital	268,4	36.097	9.580	45.677
Omregningsdifferanser	64,3	8.650	(9.955)	(1.305)
Ikke kontrollerte eierinteresser	0,4	54	3	57
Sum egenkapital	381,2	51.282	0	51.282

1) Omregnet til valutakurs USD/NOK 7,4332 per 31. desember 2014.

Konsernresultatregnskapet, Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader, Konsolidert oppstilling over endringer i egenkapital og Konsolidert kontantstrømpoppstilling er re-presentert for å reflektere valutakursene for transaksjoner i utenlandsk valuta på transaksjonstidspunktet.

Ved salg av en utenlandsk virksomhet blir akkumulerte omregningsdifferanser, som er oppstått med bakgrunn i endringer mellom Statoils presentasjonsvaluta og den funksjonelle valutaen til den utenlandske virksomheten, reklassifisert fra egenkapital til resultatregnskapet og inkludert som del av salgsgevinsten eller -tapet, klassifisert som Andre inntekter. Ved endringen av Statoils presentasjonsvaluta fra NOK til USD er gevinster eller tap fra slike salg endret for å reflektere de akkumulerte valutatap eller -gevinster med USD som presentasjonsvaluta i stedet for NOK. Disse effektene er vist som re-presenterte tall i tabellen under, og representerer de eneste oppdaterte beregningene som følge av endringen av presentasjonsvaluta til USD.

EFFEKT AV ENDRINGER I RAPPORTERT RESULTAT

Årets resultat	Historisk konsernregnskap i milliarder kroner	Historisk konsernregnskap i millioner USD ¹⁾	Re-presentert i millioner USD	Konsernregnskap i millioner USD
For regnskapsåret 2015	(37)	(4.684)	(485)	(5.169)
For regnskapsåret 2014	22	3.831	56	3.887

1) Omregnet til gjennomsnittskurs for kvartalene.

Transaksjonen med størst effekt på Statoils årsresultat er salget av eierandelen i Shah Deniz, presentert i segmentet DPI i andre kvartal 2015. Det ble i denne sammenheng vist en gevinst i NOK som inkluderte 3,2 milliarder NOK fra reklassifisering av akkumulerte omregningsdifferanser. Siden den solgte virksomheten hadde USD som funksjonell valuta, blir det ingen akkumulerte omregningsdifferanser når transaksjonen presenteres i USD.

Kontantstrømpoppstillingen er re-presentert for å vise endringene beskrevet over, og er basert på gjeldende valutakurser på transaksjonstidspunktet for relevante transaksjoner. Re-presentasjonen påvirker klassifisering mellom linjene i kontantstrømpoppstillingen, mellom effekt av valutakursendringer og andre komponenter av kontantstrømmen.

27 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)

I samsvar med Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932), gir Statoil enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig grad av sikkerhet og lagt fram i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og vil være tilnærmede størrelser fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

For ytterligere informasjon angående prinsipper for estimering av reserver, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper - Viktige områder for skjønnss anvendelse og kilder til usikkerhet i estimater - Sikre olje- og gassreserver.

Det har ikke vært noen nye hendelser siden 31. desember 2016 som vil medføre en vesentlig endring i estimerte sikre reserver eller andre tall rapportert per denne dato.

Den omstridte eierandelsfordelingen på Agbami vil potensielt endre Statoils eierandel i dette feltet. Effekten på sikre reserver vil bli inkludert når redetermineringen er ferdigstilt og effekten er kjent. Effekten av nedsalget i oljesandprosjektene i Canada vil bli inkludert i 2017, etter at transaksjonen er ferdigstilt, og vil redusere sikre reserver ved utgangen av året 2017 av et mindre volum knyttet til Leismer-feltet.

Olje- og gassreserver

Statoils olje- og gassreserver er estimert av selskapets fagpersoner i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsetting av disse reservene er del av en kontinuerlig prosess og er gjenstand for endringer etter hvert som ytterligere informasjon blir tilgjengelig. Estimert volum av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er ytterligere forventede reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene.

Statoil bokfører sikre reserver under forskjellige former for kontraktuelle avtaler, inkludert produksjonsdelingsavtaler (Production Sharing Agreements, PSA-er) og "buy-back" avtaler hvor Statoils del av reservene kan variere basert på produktpriser eller andre faktorer. Reserver fra avtaler, slik som PSA-er og buy-back avtaler, er basert på det volumet som Statoil har tilgang til for kostnadsdekning ("kost-olje") og inntjening ("profitt-olje"), begrenset av tilgjengelig markedstilgang. Per 31. desember 2016 var 7 % av totale sikre reserver relatert til denne type avtaler (13 % av totale olje-, kondensat- og NGL-reserver

og 2 % av totale gassreserver). Dette utgjorde henholdsvis 9 % og 12 % av totale sikre reserver for 2015 og 2014. Netto olje- og gassproduksjon fra felt med denne type avtaler var i 2016 på 96 millioner fat oe (104 millioner fat oe i 2015 og 95 millioner fat oe i 2014). Statoil deltar i denne type avtaler i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Nigeria og Russland.

Statoil bokfører som sikre reserve volumer tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (PSA-er) hvor skatten betales på vegne av Statoil. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller volumer som forbrukes i produksjon.

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på eksisterende økonomiske betingelser, inkludert 12 måneders gjennomsnittlige priser forut for slutten av perioden det rapporteres for, med mindre priser er definert gjennom kontraktuelle avtaler. Oljereservene ved årsslutt 2016 er fastsatt med basis i en Brent blend ekvivalentpris på 42,82 USD/fat, sammenlignet med 54,17 USD/fat og 101,27 USD/fat for henholdsvis 2015 og 2014. Den volumvektede gjennomsnittlig gasspris for sikre reserver ved årsslutt 2016 var 4.50 USD/mmbtu. Den sammenlignbare gassprisen brukt til fastsetting av gassreserver ved årsslutt 2015 og 2014 var 5,76 USD/mmbtu og 8,01 USD/mmbtu. Den volumvektede gjennomsnittlige NGL prisen for sikre reserver ved årsslutt 2016 var 24,85 USD/fat. Den sammenlignbare NGL prisen brukt til fastsetting av NGL reserver ved årsslutt 2015 og 2014 var 30,56 USD/fat og 57,03 USD/fat. Nedgangen i råvareprisene påvirker mengden lønnsomme utvinnbare reserver og har resultert i marginalt reduserte reserver. Negative revisjoner på grunn av pris er generelt et resultat av tidligere økonomisk cut-off. For felt med produksjonsdelingsavtaler blir dette er til en viss grad motvirket av en relativ høyere eierandel til reservene. Disse endringene er inkludert i revisjonskategorien i tabellene nedenfor, og gir en netto reduksjon av Statoils sikre reserver ved årsslutt.

Fra norsk sokkel (NCS) er Statoil, på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), ansvarlig for å administrere, transportere og selge den norske stats olje og gass. Disse reservene blir solgt sammen med Statoils egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Statoil gass til kunder under ulike typer salgskontrakter på vegne av SDØE. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen til Statoil og SDØE.

Statoil og SDØE mottar inntekter fra den samlede gassporteføljen basert på respektiv andel av forsyningsvolumene. For salg av SDØEs gass, både til Statoil og til tredjeparter, er betalingen til SDØE basert på oppnådde priser, "net back formula" beregnet pris eller markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av Statoil. Prisen for råolje er basert på markedsreflekterte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

Avsetningsinstruksen, som beskrevet over, kan endres eller tilbakekalles av generalforsamlingen i Statoil ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Statoil er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Statoil samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

Topic 932 krever presentasjon av reserver samt andre gitte tilleggsopplysninger fordelt på geografisk område, definert som land eller kontinent som har 15 % eller mer av totale sikre reserver. Norge har 76 % av totale sikre reserver per 31. desember 2016 og ingen andre land har reserver opp mot 15 % av totale sikre reserver. Følgelig har konsernet fastslått at den mest meningsfylte presentasjonen av geografisk område er å inkludere Norge og kontinentene Eurasia uten Norge, Afrika og Amerika.

Følgende tabeller viser estimerte sikre olje- og gassreserver per 31. desember fra 2013 til 2016 og tilhørende endringer.

Årsaken til de store endringer i våre sikre reserver ved årsslutt 2016 var:

- Positive endringer på grunn av bedre ytelse på produserende felt, modning av prosjekter for økt utvinning, og redusert usikkerhet på grunn av ytterligere boring og produksjonserfaring. Dette ga en økning på totalt 409 millioner fat oe i 2016. En betydelig del av disse positive endringer er knyttet til store, produserende felt i Norge der produksjonen har falt mindre enn tidligere antatt for de sikre reserver på grunn av kontinuerlige forbedringsaktiviteter.
- Nye godkjente feltutviklingsprosjekter i 2016, Svalin Nord Trestakk og Utgard i Norge og Julia i USA har også økt de sikre reservene. De nye prosjektene økte reservene med 66 millioner fat oe. Alle nye funn med sikre reserver i 2016 forventes å starte produksjon i løpet av en periode på fem år.
- Ytterligere boring i Bakken, Marcellus og Eagle Ford på land i USA, økte de sikre reserver i 2016, og noen av disse tilleggene er presentert som utvidelser. Utvidelse av sikre område på eksisterende felt økte de sikre reservene med 112 millioner fat oe i 2016. Sammen med sikre reserver fra nye felt gir dette en økning på totalt 179 millioner fat oe.
- Nettoeffekten av kjøp og salg økte reservene med 39 millioner fat oe i 2016.
- Produksjonen i 2016 reduserte de sikre reservene med 673 millioner fat oe

Endringer i sikre reserver i 2016 er også beskrevet i mer detalj i punkt, 2.8 Resultater – drift og økonomi under hvert geografisk område. Utvikling av sikre reserver er beskrevet i punkt 2.8 Resultater – drift og økonomi, Utvikling av reserver.

	Konsoliderte selskaper					Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika	Delsum	Sum
Netto sikre olje- og kondensatreserver i millioner fat oljeekvivalenter										
31. desember 2013	918	227	271	399	1.815	-	-	63	63	1.877
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	143	10	85	(4)	235	-	-	(3)	(3)	232
Utvidelser og funn	3	-	5	145	153	-	-	-	-	153
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	20	20	-	-	-	-	20
Salg av petroleumsreserver	(5)	(27)	(2)	-	(34)	-	-	-	-	(34)
Produksjon	(173)	(14)	(64)	(51)	(301)	-	-	(4)	(4)	(306)
31. desember 2014	886	196	296	508	1.887	-	-	55	55	1.942
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	71	(68)	57	(54)	5	-	-	(5)	(5)	0
Utvidelser og funn	437	-	-	74	511	-	-	-	-	511
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	4	4	-	-	-	-	4
Salg av petroleumsreserver	(4)	(38)	-	(1)	(43)	-	-	-	-	(43)
Produksjon	(174)	(13)	(75)	(57)	(319)	-	-	(4)	(4)	(324)
31. desember 2015	1.216	76	278	474	2.045	-	-	46	46	2.091
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	111	6	16	17	149	-	-	(12)	(12)	137
Utvidelser og funn	29	-	-	49	78	-	-	-	-	78
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	60	0	-	60	60
Salg av petroleumsreserver	(14)	-	-	-	(14)	-	-	-	-	(14)
Produksjon	(169)	(12)	(72)	(60)	(313)	(2)	(0)	(4)	(6)	(320)
31. desember 2016	1.174	71	221	480	1.945	58	-	30	88	2.033

Statoils sikrebitumen reserver i Amerika utgjør mindre enn 2 % av våre sikre reserver, og er inkludert som olje i tabellen over.

	Konsoliderte selskaper					Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika	Delsum	Sum
Netto sikre NGL reserver i millioner fat oljeequivalenter										
31. desember 2013	368	-	16	56	441	-	-	-	-	441
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	(2)	-	1	5	4	-	-	-	-	4
Utvidelser og funn	3	-	-	18	21	-	-	-	-	21
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	(10)	-	-	(2)	(12)	-	-	-	-	(12)
Produksjon	(42)	-	(2)	(7)	(51)	-	-	-	-	(51)
31. desember 2014	318	-	15	69	403	-	-	-	-	403
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	7	-	3	(20)	(10)	-	-	-	-	(10)
Utvidelser og funn	11	-	-	16	27	-	-	-	-	27
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	4	4	-	-	-	-	4
Salg av petroleumsreserver	(1)	-	-	(5)	(5)	-	-	-	-	(5)
Produksjon	(44)	-	(3)	(7)	(54)	-	-	-	-	(54)
31. desember 2015	291	-	15	57	364	-	-	-	-	364
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	37	-	3	6	46	-	-	-	-	46
Utvidelser og funn	5	-	-	13	18	-	-	-	-	18
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	2	-	-	2	2
Salg av petroleumsreserver	(0)	-	-	-	(0)	-	-	-	-	(0)
Produksjon	(46)	-	(2)	(9)	(58)	(0)	-	-	(0)	(58)
31. desember 2016	287	-	16	67	370	2	-	-	2	372

	Konsoliderte selskaper					Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika	Delsum	Sum
Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot										
31. desember 2013	14.761	1.923	328	1.404	18.416	-	-	-	-	18.416
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	439	32	8	197	676	-	-	-	-	676
Utvidelser og funn	79	-	-	364	443	-	-	-	-	443
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	(355)	(681)	-	(15)	(1.051)	-	-	-	-	(1.051)
Produksjon	(1.229)	(56)	(38)	(242)	(1.565)	-	-	-	-	(1.565)
31. desember 2014	13.694	1.218	299	1.708	16.919	-	-	-	-	16.919
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	385	(18)	129	(676)	(180)	-	-	-	-	(180)
Utvidelser og funn	179	-	-	318	497	-	-	-	-	497
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	31	31	-	-	-	-	31
Salg av petroleumsreserver	(10)	(991)	-	(42)	(1.043)	-	-	-	-	(1.043)
Produksjon	(1.306)	(16)	(63)	(215)	(1.600)	-	-	-	-	(1.600)
31. desember 2015	12.942	193	366	1.123	14.624	-	-	-	-	14.624
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	1.160	29	(25)	102	1.265	-	-	-	-	1.265
Utvidelser og funn	78	-	-	384	462	-	-	-	-	462
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	16	0	-	16	16
Salg av petroleumsreserver	(5)	-	-	(65)	(70)	-	-	-	-	(70)
Produksjon	(1.338)	(34)	(60)	(227)	(1.659)	(1)	(0)	-	(2)	(1.661)
31. desember 2016	12.836	188	280	1.318	14.623	15	-	-	15	14.637

	Konsoliderte selskaper					Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika	Delsum	Sum
Netto sikre reserver i millioner fat oljeekvivalenter										
31. desember 2013	3.916	569	346	705	5.537	-	-	63	63	5.600
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	219	16	87	36	359	-	-	(3)	(3)	356
Utvidelser og funn	20	-	5	227	253	-	-	-	-	253
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	20	20	-	-	-	-	20
Salg av petroleumsreserver	(78)	(148)	(2)	(5)	(233)	-	-	-	-	(233)
Produksjon	(434)	(24)	(72)	(102)	(631)	-	-	(4)	(4)	(635)
31. desember 2014	3.644	413	364	882	5.304	-	-	55	55	5.359
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	146	(72)	83	(194)	(37)	-	-	(5)	(5)	(42)
Utvidelser og funn	480	-	-	146	627	-	-	-	-	627
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	13	13	-	-	-	-	13
Salg av petroleumsreserver	(6)	(215)	-	(13)	(235)	-	-	-	-	(235)
Produksjon	(450)	(16)	(88)	(103)	(658)	-	-	(4)	(4)	(662)
31. desember 2015	3.814	111	358	731	5.014	-	-	46	46	5.060
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	355	11	14	41	421	-	-	(12)	(12)	409
Utvidelser og funn	48	-	-	130	179	-	-	-	-	179
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	65	0	-	65	65
Salg av petroleumsreserver	(15)	-	-	(11)	(27)	-	-	-	-	(27)
Produksjon	(454)	(18)	(85)	(110)	(666)	(3)	(0)	(4)	(7)	(673)
31. desember 2016	3.748	104	287	782	4.921	62	-	30	92	5.013

Statoils sikre bitumenreserver i Amerika utgjør mindre enn 2 % av våre sikre reserver, og er inkludert som olje i tabellen over.

	Konsoliderte selskaper					Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika	Delsum	Sum
Netto sikre olje- og kondensatreserver i millioner fat oljeekvivalenter										
31. desember 2013										
Utbygde	548	63	197	212	1.020	-	-	32	32	1.052
Ikke utbygde	370	164	74	187	795	-	-	30	30	826
31. desember 2014										
Utbygde	559	63	243	267	1.133	-	-	24	24	1.156
Ikke utbygde	327	133	52	242	754	-	-	32	32	786
31. desember 2015										
Utbygde	505	48	248	282	1.083	-	-	21	21	1.104
Ikke utbygde	711	29	30	192	962	-	-	25	25	987
31. desember 2016										
Utbygde	536	43	200	303	1.082	7	-	16	23	1.105
Ikke utbygde	638	28	22	176	863	51	-	13	65	928
Netto sikre NGL reserver i millioner fat oljeekvivalenter										
31. desember 2013										
Utbygde	287	-	10	34	330	-	-	-	-	330
Ikke utbygde	82	-	7	22	111	-	-	-	-	111
31. desember 2014										
Utbygde	258	-	9	42	310	-	-	-	-	310
Ikke utbygde	60	-	6	27	93	-	-	-	-	93
31. desember 2015										
Utbygde	235	-	9	45	290	-	-	-	-	290
Ikke utbygde	56	-	6	12	74	-	-	-	-	74
31. desember 2016										
Utbygde	213	-	10	53	276	1	-	-	1	277
Ikke utbygde	74	-	6	14	94	1	-	-	1	95
Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot										
31. desember 2013										
Utbygde	11.580	467	209	817	13.073	-	-	-	-	13.073
Ikke utbygde	3.181	1.455	120	586	5.343	-	-	-	-	5.343
31. desember 2014										
Utbygde	11.227	312	191	946	12.677	-	-	-	-	12.677
Ikke utbygde	2.467	906	108	762	4.242	-	-	-	-	4.242
31. desember 2015										
Utbygde	10.664	32	206	999	11.901	-	-	-	-	11.901
Ikke utbygde	2.278	161	160	124	2.723	-	-	-	-	2.723
31. desember 2016										
Utbygde	9.219	188	171	1.002	10.580	4	-	-	4	10.584
Ikke utbygde	3.617	-	110	316	4.043	11	-	-	11	4.054
Netto sikre olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter										
31. desember 2013										
Utbygde	2.898	146	244	392	3.679	-	-	32	32	3.711
Ikke utbygde	1.018	423	103	314	1.858	-	-	30	30	1.888
31. desember 2014										
Utbygde	2.818	119	287	477	3.701	-	-	24	24	3.725
Ikke utbygde	826	295	78	405	1.603	-	-	32	32	1.635
31. desember 2015										
Utbygde	2.641	53	294	505	3.494	-	-	21	21	3.515
Ikke utbygde	1.173	57	64	226	1.521	-	-	25	25	1.546
31. desember 2016										
Utbygde	2.392	76	240	535	3.244	8	-	16	24	3.268
Ikke utbygde	1.357	28	47	246	1.678	54	-	13	68	1.746

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekivalent = 6,29 fat oljeekivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekivalent.

Balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	2016	2015	31. desember 2014
Leteutgifter, leterettigheter og lignende	13.563	13.341	13.121
Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr	159.284	150.653	158.586
Sum balanseførte utgifter	172.847	163.994	171.707
Akkumulerte avskrivninger, nedskrivninger og amortiseringer	(109.160)	(99.118)	(92.451)
Netto balanseførte utgifter	63.687	64.876	79.256

Netto balanseførte utgifter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 2.000 millioner USD per 31. desember 2016, 1.000 millioner USD per 31. desember 2015 og 1.147 millioner USD per 31. desember 2014. Økning er hovedsakelig knyttet til investering i Lundin Petroleum AB som beskrevet i note 12 Tilknyttede selskaper. Beløpene er basert på balanseførte utgifter innenfor oppstrømssegmentene i konsernet, i tråd med beskrivelsen nedenfor for resultat av produksjonsaktiviteten for olje og gass.

Utgifter påløpt ved kjøp av olje- og gassressurser, lete- og utbyggingsvirksomhet

I tabellen nedenfor inngår både utgifter som er balanseført og kostnadsført.

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
For regnskapsåret 2016					
Leteutgifter	495	155	197	590	1.437
Utbyggingsutgifter	5.245	661	780	2.118	8.804
Kjøp av utbyggingsrettigheter	6	0	0	3	9
Kjøp av leterettigheter	57	58	0	2.362	2.477
Sum	5.803	874	977	5.073	12.727
For regnskapsåret 2015					
Leteutgifter	796	213	381	1.469	2.859
Utbyggingsutgifter	5.863	1.420	1.315	3.600	12.198
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0	0	0	79	79
Kjøp av leterettigheter	6	77	88	375	546
Sum	6.665	1.710	1.784	5.523	15.682
For regnskapsåret 2014					
Leteutgifter	1.117	291	1.244	1.075	3.727
Utbyggingsutgifter	8.354	2.140	2.107	3.389	15.990
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0	0	0	778	778
Kjøp av leterettigheter	0	3	(3)	355	355
Sum	9.471	2.434	3.348	5.596	20.849

Utgifter påløpt ved utbyggingsaktiviteter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 1.370 millioner USD i 2016, 46 millioner USD i 2015 og 255 millioner USD i 2014. Økning er hovedsakelig knyttet til investering i Lundin Petroleum AB, 1.199 millioner USD, som beskrevet i note 12 Tilknyttede selskaper.

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass

I henhold til Topic 932 gjenspeiler driftsinntektene og kostnadene i tabellen nedenfor bare det som er knyttet til Statoils produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass omfatter de to oppstrømsrapporteringssegmentene Utvikling og produksjon Norge (DPN) og Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) slik disse er presentert i note 3 *Segmentinformasjon*. Produksjonskostnader er basert på driftskostnader relatert til produksjonen av olje og gass. Fra driftskostnader er enkelte kostnader som; transportkostnader, avsetninger for over-/underløftposisjoner, produksjonsavgifter (royalty) og diluent ekskludert. Disse kostnadene og hovedsakelig oppstrømsrelatert administrasjon er inkludert i andre kostnader i tabellene nedenfor. Andre inntekter består hovedsakelig av gevinster og tap fra salg av eierinteresser i olje- og gassaktivitet og gevinster og tap fra råvarebaserte derivater knyttet til oppstrømssegmentene.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser, hensyntatt friinntekt og skattekreditter. Renter og andre elementer ikke hensyntatt i tabellene nedenfor er ikke trukket fra.

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Før regnskapsåret 2016					
Salg	57	161	305	226	749
Internt salg	12.962	494	2.803	2.466	18.725
Andre inntekter	136	30	6	266	438
Sum driftsinntekter	13.155	685	3.114	2.958	19.912
Letekostnader	(383)	(274)	(284)	(2.011)	(2.952)
Produksjonskostnader	(2.129)	(148)	(629)	(663)	(3.569)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.698)	(130)	(2.181)	(3.199)	(11.208)
Andre kostnader	(417)	(81)	(89)	(1.321)	(1.908)
Sum driftskostnader	(8.627)	(633)	(3.183)	(7.194)	(19.637)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	4.528	52	(69)	(4.236)	275
Skattekostnad	(2.760)	272	(123)	(25)	(2.636)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	1.768	324	(192)	(4.261)	(2.361)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(78)	(86)	0	(14)	(178)

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Før regnskapsåret 2015					
Salg	50	257	(41)	198	464
Internt salg	17.429	480	3.454	2.764	24.127
Andre inntekter	(143)	1.169	3	7	1.036
Sum driftsinntekter	17.336	1.906	3.416	2.969	25.627
Letekostnader	(576)	(190)	(630)	(2.476)	(3.872)
Produksjonskostnader	(2.629)	(160)	(671)	(794)	(4.254)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(6.379)	(799)	(2.487)	(6.946)	(16.611)
Andre kostnader	(594)	(165)	(237)	(1.374)	(2.370)
Sum driftskostnader	(10.178)	(1.314)	(4.025)	(11.590)	(27.107)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	7.157	593	(609)	(8.622)	(1.481)
Skattekostnad	(4.824)	238	(717)	(21)	(5.324)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	2.333	831	(1.326)	(8.643)	(6.805)
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	3	32	0	(123)	(88)

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Før regnskapsåret 2014					
Salg	286	688	818	615	2.407
Internt salg	27.478	978	5.214	4.564	38.234
Andre inntekter	1.151	932	117	(152)	2.048
Sum driftsinntekter	28.915	2.598	6.149	5.027	42.689
Letekostnader	(838)	(397)	(1.349)	(2.078)	(4.662)
Produksjonskostnader	(3.555)	(225)	(719)	(856)	(5.355)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(6.301)	(744)	(2.221)	(5.921)	(15.187)
Andre kostnader	(479)	(170)	33	(1.718)	(2.334)
Sum driftskostnader	(11.173)	(1.536)	(4.256)	(10.573)	(27.538)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	17.742	1.062	1.893	(5.546)	15.151
Skattekostnad	(11.512)	(70)	(1.278)	(64)	(12.924)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	6.230	992	615	(5.610)	2.227
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	11	132	0	(246)	(103)
Gjennomsnittlig produksjonskostnad i USD per fat basert på bokført produksjon (konsolidert)					
2016	5	8	7	6	5
2015	6	10	8	8	6
2014	8	10	10	8	8

Produksjonskostnad per fat er beregnet som produksjonskostnader i tabellene for resultat av produksjonsvirksomhet for olje og gass, delt på bokført produksjon (mfoe) for samme periode.

Beregnet standardisert nåverdi knyttet til sikre olje- og gassreserver

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre reserver. Analysen er utarbeidet i henhold til Topic 932, og benytter gjennomsnittlige priser som definert av SEC, kostnader ved årets slutt, lovbestemt skatte- og avgiftsnivå ved årets slutt, og en diskonteringsfaktor på 10 % på beregnede sikre reserver ved årets slutt. Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er bare hensyntatt i den grad det forelå kontrakter som regulerte dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader er de estimerte fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt, basert på kostnadsindekser ved årets slutt, og antatt at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter, og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsats på 10 % per år. Nåverdberegningen krever årlige anslag for når fremtidige kostnader forventes å oppstå og når de sikre reservene forventes å bli produsert. Det er gjort forutsetninger med hensyn til tidspunktet for og størrelsen av fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene i Topic 932. Informasjonen gitt gjenspeiler ikke ledelsens estimat eller Statoils forventede fremtidige kontantstrømmer eller verdi av selskapets sikre reserver, og må derfor ikke sees på som en sikker indikasjon på Statoils fremtidige kontantstrøm eller verdien av konsernets sikre reserver.

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
31. desember 2016					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	120.355	4.032	10.644	20.034	155.065
Fremtidige utbyggingskostnader	(14.572)	(927)	(733)	(3.559)	(19.791)
Fremtidige produksjonskostnader	(45.357)	(2.101)	(4.909)	(11.701)	(64.069)
Fremtidig inntektsskatt	(36.268)	(127)	(1.492)	(1.355)	(39.243)
Fremtidig netto kontantstrøm	24.158	876	3.510	3.418	31.962
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(8.729)	(241)	(646)	(1.255)	(10.870)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	15.429	635	2.864	2.164	21.092
Egenkapitalkonsoliderte investeringer					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	279	-	-	127	406
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer					
	15.708	635	2.864	2.290	21.498

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
31. desember 2015					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	160.277	5.455	17.073	23.595	206.399
Fremtidige utbyggingskostnader	(19.409)	(1.345)	(1.330)	(5.157)	(27.242)
Fremtidige produksjonskostnader	(54.911)	(2.765)	(6.832)	(12.762)	(77.271)
Fremtidig inntektsskatt	(56.680)	(118)	(3.149)	(800)	(60.747)
Fremtidig netto kontantstrøm	29.276	1.226	5.762	4.875	41.139
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(12.011)	(406)	(1.386)	(1.969)	(15.773)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	17.264	820	4.375	2.906	25.366
Egenkapitalkonsoliderte investeringer					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	-	-	-	140	140
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer					
	17.264	820	4.375	3.047	25.506

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
31. desember 2014					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	234.404	32.474	34.114	51.585	352.577
Fremtidige utbyggingskostnader	(26.643)	(9.571)	(1.961)	(8.262)	(46.437)
Fremtidige produksjonskostnader	(70.229)	(14.622)	(9.310)	(22.785)	(116.946)
Fremtidig inntektsskatt	(96.896)	(1.287)	(7.764)	(5.432)	(111.378)
Fremtidig netto kontantstrøm	40.636	6.995	15.079	15.107	77.816
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(15.925)	(4.438)	(4.494)	(6.688)	(31.546)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	24.711	2.556	10.584	8.419	46.270
Egenkapitalkonsoliderte investeringer					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	-	-	-	806	806
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer					
	24.711	2.556	10.584	9.225	47.076

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner dollar)	2016	2015	2014
Konsoliderte selskaper			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	25.366	46.270	47.448
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	(21.148)	(71.817)	(20.157)
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	(16)	6.739	(3.838)
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	(16.824)	(20.803)	(36.904)
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	1.099	3.745	3.685
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	(566)	(1.026)	(4.181)
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	8.163	7.491	19.340
Tidligere estimerte utbyggingskostnader påløpt i perioden	7.998	10.474	15.811
Diskonteringseffekt	5.949	11.335	12.691
Netto endringer i inntektsskatt	11.070	32.958	12.374
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	(4.274)	(20.904)	(1.178)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	21.092	25.366	46.270
Egenkapitalkonsoliderte investeringer			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	406	140	806
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer	21.498	25.506	47.076

I tabellen over representerer hver endringskategori kildene til endring i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver på diskontert basis, hvor endringsposten diskonteringseffekt representerer økningen i netto diskontert verdi av sikre olje- og gassreserver som følge av at de fremtidige kontantstrømmene nå er ett år nærmere i tid.

Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar representerer rabatterte netto nåverdi etter fradrag for både fremtidige utbyggingskostnader, produksjonskostnader og skatt. Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon er knyttet til fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember 2015. Sikre reserver per 31. desember 2015 ble multiplisert med den faktiske endringen i pris, og ending i enhets produksjonskostnad, for å komme frem til nettoeffekten av endringer i pris og produksjonskostnader. Utbyggingskostnader og skatt er reflektert i linjeelementer "Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader" og "Netto endring i inntektsskatt" og er ikke inkludert i "Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon".

28 Hendelser etter balansedagens utløp

Se note 17 Egenkapital og utbytte for foreslått utbytte for fjerde kvartal 2016.

4.2 Selskapsregnskap for Statoil ASA

Med effekt fra 1. januar 2016 endret Statoil ASA regnskapsprinsipp fra NGAAP til forenklet IFRS og presentasjonsvaluta fra norske kroner (NOK) til amerikanske dollar (USD). Sammenlignbare tall er blitt omarbeidet fra NGAAP til forenklet IFRS og fra NOK til USD. Se note 24 Konvertering til forenklet IFRS og USD presentasjonsvaluta for mer informasjon om disse endringene.

RESULTATREGNSKAP STATOIL ASA

(i millioner USD)	Note	For 2016	2015
Salgsinntekter	3	31.554	39.059
Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	10	(2.726)	(4.686)
Andre inntekter	10	26	229
Sum driftsinntekter		28.854	34.603
Varekostnad		(29.463)	(36.457)
Driftskostnader		(1.913)	(2.462)
Salgs- og administrasjonskostnader		(216)	(244)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	9	(97)	(103)
Letekostnader		(95)	(107)
Resultat før finansposter og skattekostnad		(2.930)	(4.769)
Netto finansposter	7	728	(2.771)
Resultat før skattekostnad		(2.202)	(7.541)
Skattekostnad	8	(407)	925
Årets resultat		(2.608)	(6.616)

OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2016	2015
Årets resultat		(2.608)	(6.616)
Aktuarmessige gevinster (tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger	17	(503)	1.599
Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		129	(461)
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til resultatregnskapet		(374)	1.138
Omregningsdifferanser		(304)	(2.498)
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til resultatregnskapet		(304)	(2.498)
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		(677)	(1.360)
Sum innregnede inntekter og kostnader		(3.286)	(7.975)
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		(3.286)	(7.975)
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		0	0

BALANSE STATOIL ASA

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2016	2015
EIENDELER			
Varige driftsmidler	9	571	631
Immaterielle eiendeler		5	5
Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	10	39.886	51.330
Utsatt skattefordel	8	846	1.183
Pensjonsmidler	17	787	1.241
Finansielle derivater	2	994	1.775
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		585	64
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	23.644	13.976
Sum anleggsmidler		67.318	70.206
Varelager	12	2.150	1.394
Kundefordringer og andre fordringer	13	4.760	3.828
Fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	4.305	3.161
Finansielle derivater	2	413	487
Finansielle investeringer	11	7.393	9.139
Betalingsmidler	14	4.274	7.471
Sum omløpsmidler		23.295	25.479
Sum eiendeler		90.613	95.684

BALANSE STATOIL ASA

(i millioner USD)	Note	31. desember 2016	2015
EGENKAPITAL OG GJELD			
Aksjekapital		1.156	1.139
Annen innskutt egenkapital		3.363	2.476
Fond for vurderingsforskjeller		631	4.612
Fond for urealiserte gevinster		779	1.113
Annen egenkapital		28.130	29.937
Sum egenkapital	15	34.059	39.277
Finansiell gjeld	16	27.883	29.764
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		17	15
Pensjonsforpliktelser	17	3.366	2.965
Avsetninger	18	289	294
Finansielle derivater	2	1.420	1.285
Sum langsiktig gjeld		32.974	34.323
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	19	2.893	2.713
Betalbar skatt	8	(0)	(22)
Finansiell gjeld	16	3.661	2.243
Skyldig utbytte	16	1.426	1.400
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	15.109	15.524
Finansielle derivater	2	491	228
Sum kortsiktig gjeld		23.580	22.085
Sum gjeld		56.554	56.407
Sum egenkapital og gjeld		90.613	95.684

KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	For	
		2016	2015
Resultat før skattekostnad		(2.202)	(7.541)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	9	97	103
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		(471)	1.778
(Gevinst) tap fra nedsalg		(1)	(1)
(Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		5.932	8.314
(Økning) reduksjon i netto finansielle derivater	2	417	836
Mottatte renter		865	443
Betalte renter		(964)	(868)
Betalte skatter		5	(1)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		(976)	(180)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		2.703	2.883
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler	9	(1.513)	(2.018)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		987	(2.912)
(Økning) reduksjon i andre langsiktige poster		(11.785)	(6.156)
Salg av eiendeler og tilbakebetaling av kapitalinnskudd		9.800	5.393
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		(2.511)	(5.694)
Ny langsiktig rentebærende gjeld		1.322	4.262
Nedbetaling langsiktig gjeld		(1.065)	(1.442)
Betalt utbytte	15	(1.876)	(2.836)
Netto lån, kassekreditt og annet		(268)	(624)
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap		(1.422)	1.973
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter		(3.308)	1.333
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		(3.116)	(1.478)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		(81)	(677)
Betalingsmidler ved årets begynnelse	14	7.471	9.625
Betalingsmidler ved årets utgang	14	4.274	7.471

Noter til selskapsregnskapet for Statoil ASA

1 Vesentlige regnskapsprinsipper og basis for presentasjon

Statoil ASA er morselskap i Statoilkonsernet, bestående av Statoil ASA og dets datterselskaper. Statoil ASAs hovedaktiviteter består av eierskap til konsernselskaper, konsernledelse, konsernfunksjoner og konsernfinansiering. Statoil ASA driver også aktivitet knyttet til eksternt salg av olje- og gassprodukter, kjøpt eksternt eller fra konsernselskaper, herunder tilhørende raffinering- og transporttjenester. Det henvises til note 1 Organisasjon og basis for presentasjon i Statoils konsernregnskap.

Årsregnskapet til Statoil ASA ("selskapet") er avlagt i samsvar med forenklet IFRS i henhold til Regnskapsloven og forskrift om bruk av forenklet IFRS utstedt av Finansdepartementet den 3. november 2014. Bruken av forenklet IFRS representerer en endring fra tidligere års regnskap hvor Statoil benyttet regnskapsloven og norsk god regnskapsskikk (NGAAP). På samme tidspunkt har Statoil endret presentasjonsvaluta for morselskapets årsregnskap fra norske kroner (NOK) til Amerikanske dollar (USD). Bakgrunnen for endringen av regnskapspråk og presentasjonsvaluta er ønske om konsistens med konsernregnskapet og med selskapets funksjonelle valuta som er USD. Se note 24 Konvertering til presentasjonsvaluta USD og forenklet IFRS for beskrivelse av effekter ved overgang fra NGAAP til IFRS og fra NOK til USD.

Regnskapet for Statoil ASA må leses i sammenheng med Statoils konsernregnskap, som publiseres sammen med selskapsregnskapet. Med unntak av områder beskrevet nedenfor følger Statoil ASA konsernets regnskapsprinsipper, som beskrevet i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for konsernet, og det henvises til denne noten for nærmere beskrivelse. I den grad selskapet benytter prinsipper som ikke er beskrevet i Statoils konsernnote på grunn av vesentlighetsvurdering på konsernnivå, er slike prinsipper beskrevet nedenfor i den grad dette er vurdert nødvendig for forståelsen av Statoil ASAs selskapsregnskap.

Datterselskaper, tilknyttede foretak og felleskontrollerte selskaper

Aksjer og andeler i datterselskaper, tilknyttede foretak (selskaper hvor Statoil ASA ikke har kontroll, eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper; normalt ved eierandeler mellom 20 og 50 prosent) og felleskontrollerte selskaper blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Egenkapitalmetoden anvendes på grunnlag av de respektive enheters regnskapsmessige rapportering utarbeidet i henhold til Statoilkonsernets IFRS-prinsipper. Fond for vurderingsforskjeller som er en del av selskapets egenkapital er beregnet basert på summen av bidrag fra det enkelte selskap som regnskapsføres etter egenkapitalmetoden, med den begrensning at det samlede fondet ikke kan bli negativt. Goodwill som inngår i balansen til datterselskaper og tilknyttede selskaper testes for nedskrivning sammen med underliggende datterselskap eller tilknyttede selskap. En eventuell nedskrivning presenteres i resultatregnskapet som Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper.

Kostnader knyttet til Statoil som operatør for felleskontrollerte eiendeler og tilsvarende samarbeidsformer (lisenser)

Indirekte kostnader som personalkostnader pådratt av selskapet, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert til Statoil Petroleum AS, til andre konsernselskaper, og til lisenser der Statoil Petroleum AS eller andre konsernselskaper er operatør, med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert på denne måten reduserer kostnadene i selskapets resultatregnskap.

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom selskapet og dets datterselskaper

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom selskapet og selskaper som det direkte eller indirekte kontrollerer, regnskapsføres med kontinuitet på bokført verdi av eiendelene og gjeldspostene som overføres, når overføringen er en del av en reorganisering innenfor Statoilkonsernet.

Skyldig utbytte og konsernbidrag

Utbytte er reflektert som Skyldig utbytte under kortsiktig gjeld. Årets konsernbidrag til andre selskaper innenfor Statoils norske skattekonsern, er reflektert i balansen som kortsiktig gjeld under Gjeld til datterselskaper. Skyldig utbytte og konsernbidrag under forenklet IFRS skiller seg fra presentasjon under IFRS ved at det også inkluderer utbytte og konsernbidrag som på balansetidspunktet krever en fremtidig godkjenning fra selskapets generalforsamling før utdeling.

Fond for urealiserte gevinster

Fond for urealiserte gevinster som er en del av selskapets egenkapital består av akkumulerte urealiserte gevinster på ikke børsnoterte finansielle instrumenter, samt virkelig verdi av innebygde derivater, med den begrensning at nettobeløpet ikke kan være negativt.

2 Finansiell risikostyring og verdimåling av finansielle instrumenter

Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Statoil ASAs aktiviteter eksponerer selskapet for markedsrisiko, likviditetsrisiko og kredittrisiko. Styringen av slike risikoer vil i all vesentlighet ikke avvike fra konsernets risikostyring. Se note 5 Finansiell risikostyring i konsernregnskapet.

Måling av finansielle instrumenter etter kategori

Tabellene nedenfor presenterer Statoil ASAs klasser av finansielle instrumenter med tilhørende bokførte verdier slik kategoriene er definert i IAS 39 Finansielle instrumenter - innregning og måling. Alle de finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi er tilnærmet lik virkelig verdi, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelser. Se note 18 Finansiell gjeld for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser og note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet hvor måling av virkelig verdi er forklart i detalj.

Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper i konsernregnskapet for ytterligere informasjon angående måling av virkelig verdi.

(i millioner USD)	Note	Virkelig verdi over resultatet		Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
		Lån og fordringer	Holdt for omsetning		
31. desember 2016					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	994	-	994
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	-	384	-	201	585
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	23.644	-	-	23.644
Kundefordringer og andre fordringer	13	4.614	-	146	4.760
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	4.305	-	-	4.305
Kortsiktige finansielle derivater		-	413	-	413
Kortsiktige finansielle investeringer	11	3.217	4.176	-	7.393
Betalingsmidler	14	1.989	2.285	-	4.274
Sum		38.153	7.868	347	46.368

(i millioner USD)	Note	Virkelig verdi over resultatet		Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
		Lån og fordringer	Holdt for omsetning		
31. desember 2015					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	1.775	-	1.775
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	-	-	-	64	64
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	13.976	-	-	13.976
Kundefordringer og andre fordringer	13	3.665	-	163	3.828
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	3.161	-	-	3.161
Kortsiktige finansielle derivater		-	487	-	487
Kortsiktige finansielle investeringer	11	2.166	6.973	-	9.139
Betalingsmidler	14	1.943	5.527	-	7.471
Sum		24.911	14.762	227	39.899

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2016					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	16	27.883	-	-	27.883
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		17	-	-	17
Langsiktige finansielle derivater		-	1.420	-	1.420
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	19	2.790	-	103	2.893
Kortsiktig finansiell gjeld	16	3.661	-	-	3.661
Skyldig utbytte		1.426	-	-	1.426
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	15.109	-	-	15.109
Kortsiktige finansielle derivater		-	491	-	491
Sum		50.886	1.911	103	52.900

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2015					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	16	29.764	-	-	29.764
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		15	-	-	15
Langsiktige finansielle derivater		-	1.285	-	1.285
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	19	2.646	-	67	2.713
Kortsiktig finansiell gjeld	16	2.243	-	-	2.243
Skyldig utbytte		1.400	-	-	1.400
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	15.524	-	-	15.524
Kortsiktige finansielle derivater		-	228	-	228
Sum		51.591	1.513	67	53.171

Finansielle instrumenter fra tabellen over som er registrert i balansen til en netto virkelig verdi på 5.597 millioner USD i 2016 og 13.250 millioner USD i 2015, er i hovedsak klassifisert til nivå 2 i virkelig verdi hierarkiet.

Tabellen nedenfor viser de estimerte virkelige verdiene av Statoil ASA sine derivative finansielle instrumenter fordelt per type.

(i millioner USD)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
31. desember 2016			
Valutainstrumenter	365	(28)	337
Renteinstrumenter	987	(1.417)	(430)
Råolje og raffinerte produkter	13	(39)	(26)
Naturgass og elektrisitet	41	(426)	(385)
Sum	1.407	(1.911)	(504)
31. desember 2015			
Valutainstrumenter	142	(143)	(0)
Renteinstrumenter	1.772	(1.226)	546
Råolje og raffinerte produkter	40	(43)	(4)
Naturgass og elektrisitet	308	(101)	207
Sum	2.261	(1.513)	748

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvarepriserisiko

Statoil ASA sine eiendeler og forpliktelser knyttet til råvarebaserte derivater består både av børshandlede og ikke-børshandlede instrumenter, hovedsakelig innenfor råolje og raffinerte produkter.

Sensitiviteten knyttet til prisen er ved utgangen av 2016 og 2015 er beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 30% basert på løpetiden til derivatkontraktene.

(i millioner USD)	2016		2015	
	- 30 % sensitivitet	30 % sensitivitet	- 30 % sensitivitet	30 % sensitivitet
31. desember				
Råolje og raffinerte produkter netto gevinst (tap)	650	(644)	336	(335)

Valutarisiko

De estimerte gevinstene og tapene som følge av endringer i valutakursene vil påvirke selskapets resultatregnskap.

Valutarisikosensitivitetene for Statoil ASA er ulik valutarisikosensitivitetene i konsern. Hovedsakelig skyldes dette rentebærende fordringer fra datterselskaper. For mer detaljert informasjon om disse fordringene vises det til note 11 Finansielle eiendeler og gjeld.

	2016		2015	
(i millioner USD)	-12 % sensitivitet	12 % sensitivitet	-11 % sensitivitet	11 % sensitivitet
31. desember				
NOK netto gevinst (tap)	(1.691)	1.691	(1.774)	1.774

Renterisiko

De estimerte gevinstene som følger av en nedgang i rentenivå og de estimerte tapene som følger av økning i rentenivå vil påvirke selskapets resultatregnskap.

	2016		2015	
(i millioner USD)	- 0.8 prosentpoeng sensitivitet	0.8 prosentpoeng sensitivitet	-0.9 prosentpoeng sensitivitet	0.9 prosentpoeng sensitivitet
31. desember				
Renterisiko gevinst (tap)	817	(817)	1.176	(1.176)

3 Salgsinntekter

	For regnskapsåret	
(i millioner dollar)	2016	2015
Eksterne salgsinntekter	28.333	34.776
Inntekter fra konsernselskaper	3.221	4.283
Salgsinntekter	31.554	39.059

4 Lønnskostnader

Statoil ASA lønnskostnader 2016

(i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte)	For regnskapsåret	
	2016	2015
Lønnskostnader ¹⁾	2.163	2.270
Pensjonskostnader	631	806
Arbeidsgiveravgift	336	354
Andre lønnskostnader	240	268
Sum	3.370	3.698
Gjennomsnittlig antall ansatte ²⁾	18.800	19.600

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttpakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør 3 % for 2016 og 3 % for 2015.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og er viderebelastet partnerne i Statoil-opererte lisenser og selskaper i konsernet med utgangspunkt i påløpte timer. For ytterligere informasjon, se note 22 Nærstående parter.

Aksjeeierskap og godtgjørelse til bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen (KL)

Godtgjørelse til bedriftsforsamlingen var 126.875 USD og totalt antall aksjer eid av medlemmer av bedriftsforsamlingen, var 24.578. Godtgjørelse til medlemmene i styret og konsernledelsen i løpet av året og aksje eierskap ved utgangen av året var som følger:

Medlemmer av styret 2016 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer)	Ytelser totalt	Antall aksjer pr. 31. desember 2016
Øystein Løseth (styreformann)	104	1.040
Roy Franklin (nestleder)	114	-
Jakob Stausholm ¹⁾	52	i.a.
Wenche Agerup	65	2.522
Bjørn Tore Godal	65	-
Rebekka Glasser Herlofsen	61	-
Maria Johanna Oudeman	81	-
Jeroen van der Veer ²⁾	61	-
Lill-Heidi Bakkerud	55	342
Stig Lægreid	55	1.881
Ingrid Elisabeth di Valerio	61	3.670
Totalt	777	9.455

1) Styremedlem til og med 30. september 2016 (avgått).

2) Styremedlem fra 18. mars 2016.

Fast godtgjørelse											
Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) ^{1),2)}	Fast lønn ³⁾	Kontant-godtgjørelse ⁴⁾	LTI ⁵⁾	Bonus ⁶⁾	Andre skatte-pliktige ytelser	2016 Skattbar lønn	Ikke skatte-pliktige natural-ytelser	Estimert pensjons-kostnad ⁷⁾	Nåverdi av pensjons-forpliktelse ⁸⁾	2015 Skattbar lønn ⁹⁾	Antall aksjer pr. 31. desember 2016
Eldar Sætre ¹³⁾	937	0	138	245	37	1.356	0	0	11.261	1.754	47.882
Margareth Øvrums	453	0	53	106	18	631	20	0	6.788	751	49.227
Timothy Dodson	440	0	51	67	15	573	39	141	4.746	673	29.418
Irene Rummelhoff	349	54	37	61	10	511	0	26	1.070	294	21.556
Jens Økland	347	58	40	53	12	509	0	22	785	329	13.937
Arne Sigve Nylund	398	0	49	80	18	546	0	112	4.047	690	11.312
Lars Christian Bacher	419	0	45	89	14	567	52	110	2.039	647	24.896
Hans Jakob Hegge	372	62	43	71	13	561	0	23	1.097	251	28.190
Jannicke Nilsson ¹⁰⁾	32	5	2	0	0	40	0	3	1.032	NA	35.049
Anders Opedal ¹¹⁾	338	57	40	78	2	514	0	23	1.030	456	15.910
Torggrim Reitan ¹²⁾	611	0	49	87	137	884	0	115	1.947	744	32.276
John Knight ¹³⁾	1.679	0	0	0	131	1.810	0	0	0	2.089	103.808

- 1) Alle beløp i tabellen presenteres i USD basert på gjennomsnitts kurser (2016: USD/NOK = 8,3987, USD/GBP = 1,3538. 2015: USD/NOK = 8,0739, USD/GBP = 1,5289). Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelser.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen mottar kompensasjon i norske kroner unntatt John Knight som mottar kompensasjon i GBP.
- 3) Fast lønn består av grunnlønn, fastlønnelement, feriepenges og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.
- 4) Kontantgodtgjørelse består av kompensasjon for bortfall av pensjonsopptjening over 12G (grunnbeløpet i folketrygden).
- 5) I langtidsincentivordningen (LTI-ordningen) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Statoilaksjer, inkludert en bindingsperiode. LTI-elementet oppgis i tildelingsåret for medlemmer av konsernledelsen ansatt i Statoil ASA.
- 6) Bonus inkluderer feriepenges for medlemmer av konsernledelsen som er bosatt i Norge.
- 7) Estimert pensjonskostnad er beregnet basert på aktuar messige forutsetninger og pensjongivende inntekt (hovedsakelig fastlønn) pr. 31. desember 2015 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2016.
- 8) Estimert nåverdi av pensjonsforpliktelsen relatert til Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Øvrums og Timothy Dodson, er basert på estimerte verdier på fripoliser og rettighetsbrev fra den ytelsesbaserte pensjonsordningen. Estimert nåverdi av pensjonsforpliktelsen relatert til de øvrige medlemmene av konsernledelsen, er presentert med estimerte verdier på fripoliser og rettighetsbrev fra den ytelsesbaserte pensjonsordningen og med opptjente midler i den innskuddsbaserte pensjonsordningen.
- 9) Inkluderer medlemmer av konsernledelsen i 2015 som også er medlemmer i 2016.
- 10) Jannicke Nilsson tiltrådte som chief operating officer (COO) fra 1. desember 2016.
- 11) Anders Opedal gikk av som chief operating officer (COO) 30. november 2016.
- 12) Kompensasjonene til Torggrim Reitan er i samsvar med selskapets standardbetingelser ved utstasjonering til USA.
- 13) Fast lønn for Eldar Sætre inkluderer et fastlønnelement på 238 tusen USD som ikke inngår i pensjonsgrunnlaget. John Knights fastlønn inkluderer et fastlønnelement på 143 tusen USD som erstatter hans tidligere innskuddspensjon, samt et fastlønnelement på 724 tusen USD som erstatter hans bonusordninger.

Det er ikke gitt lån fra selskapet til medlemmer av konsernledelsen.

Belønningspolitikk og belønningskonsept

For detaljert beskrivelse av belønning og belønningspolitikk for Statoils konsernledelse for 2016 og 2017, se «Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Statoils konsernledelse». Hovedelementene i Statoils belønningskonsept for konsernledelsen er beskrevet i kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse, punkt 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen.

5 Aksjespareprogram

Statoil ASAs aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil ASA gjennom månedlige lønnstrekk. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil ASA, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Statoil ASA relatert til 2016 og 2015 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 54 millioner USD og 70 millioner USD. Beregnet kostnad for 2017 programmet (avtaler inngått i 2016) utgjør 55 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2016 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 122 millioner USD.

6 Godtgjørelse til revisor

(i millioner dollar, ekskl. mva)	For	
	2016	2015
Revisjonshonorar	1,3	1,1
Revisjonsrelaterte tjenester	0,3	1,1
Andre tjenester	0,0	0,0
Sum	1,7	2,1

Det er ikke påløpt honorar for skattetjenester.

7 Finansposter

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2016	2015
Agioeffekter finansielle derivater	353	548
Andre agioeffekter	(59)	(2.367)
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	294	(1.819)
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	682	273
Renteinntekter og andre finansinntekter	298	140
Renteinntekter og andre finansielle poster	981	413
Gevinst/-tap finansielle derivater	470	(491)
Rentekostnader til selskap i samme konsern	(163)	(126)
Rentekostnader langsiktig finansiell gjeld	(850)	(725)
Rentekostnader kortsiktige finansiell gjeld og andre finansieringskostnader	(3)	(23)
Renter og andre finansieringskostnader	(1.016)	(874)
Netto finansposter	728	(2.771)

Statoils største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som holdt for omsetning samt amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet.

Linjen rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater, inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelse til amortisert kost på 1.039 millioner USD og 1.059 millioner USD, delvis motvirket av netto renter på tilknyttede derivater inkludert i kategorien holdt for omsetning på 188 millioner USD og 334 millioner USD for henholdsvis 2016 og 2015.

Linjen gevinst/-tap finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi gevinst på 454 millioner USD og tap på 507 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2016 og 2015.

Agioeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko.

Linjen netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta inkluderer et netto tap på utenlandsk valuta på 289 millioner USD og tap på 1.089 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2016 og 2015.

8 Skatter

Årets skatt fremkommer som følger:

(i millioner dollar)	For	
	2016	2015
Betalbar skatt	92	75
Endring utsatt skatt	(499)	850
Skattekostnad	(407)	925

Avstemming av årets skattekostnad

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2016	2015
Resultat før skattekostnad	(2.202)	(7.541)
Beregnet skatt etter nominell skattesats i 2016 (25%) og i 2015 (27%)	550	2.036
Skatteeffekt knyttet til:		
Permanente differanser som effekt av NOK som grunnlag for beregnet skatt	(198)	(491)
Permanente differanser som effekt av lån i USD	(0)	1.172
Skatteeffekt av permanente differanser relatert til egenkapitalkonsoliderte selskaper	(671)	(1.464)
Andre permanente differanser	(81)	57
Inntekstsatt tidligere år	(21)	(69)
Endring i skattelovgivning	10	(132)
Annet	4	(183)
Sum skattekostnad	(407)	925
Effektiv skattesats	(18,5%)	12,3%

Endring i skattelovgivning refererer til endring av utsatt skatt forårsaket av reduksjon av norsk selskapsskattesats fra 25 % til 24 % med effekt fra 2017.

Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner dollar)	31. desember	
	2016	2015
Utsatt skatt - eiendeler		
Varelager	0	52
Fremførbart skattemessig underskudd	22	422
Pensjoner	627	438
Langvarige avsetninger	105	64
Derivater og langsiktige lån	160	0
Andre Langsiktige poster	2	280
Sum utsatt skattefordel	917	1.256
Utsatt skatt - forpliktelser		
Varelager	6	0
Varige driftsmidler	65	54
Derivater og langsiktige lån	0	19
Sum utsatt skattegjeld	71	73
Netto utsatt skattefordel	846	1.183

Per 31. desember 2016 har Statoil ASA 846 millioner USD i netto utsatt skattefordel. Det er sannsynlig at tilstrekkelig skattepliktig overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger:

(i millioner dollar)	2016	
	2016	2015
Utsatt skattefordel per 1. januar	1.183	1.676
Endring årets resultat	(499)	850
Aktuarmessig tap pensjon	126	(435)
Konsernbidrag	32	(909)
Annet	4	1
Utsatt skattefordel per 31. desember	846	1.183

9 Varige driftsmidler

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler	Bygninger og tomter	Skip	Annet	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2015	567	276	662	160	1.666
Tilganger og overføringer	30	7	0	0	37
Avgang til anskaffelseskost	(1)	(10)	(15)	0	(27)
Anskaffelseskost 31. desember 2016	596	273	647	160	1.677
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2015	(471)	(101)	(317)	(146)	(1.035)
Avskrivning	(47)	(15)	(34)	(1)	(97)
Av- og nedskrivninger på årets avgang	1	9	15	0	26
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016	(516)	(107)	(335)	(147)	(1.106)
Bokført verdi 31. desember 2016	80	166	312	13	571
Estimert levetid (år)	3 - 10	20 - 33	15 - 20		

10 Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner USD)	2016	2015
Investeringer 1. januar	51.330	64.270
Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	(2.726)	(4.686)
Endring innbetalt egenkapital	(8.462)	(2.794)
Oppkjøp	1.199	0
Utbetalinger fra selskapene	(1.194)	(2.984)
Omregningsdifferanse	(260)	(2.498)
Annet	(1)	22
Investeringer 31. desember	39.886	51.330

Den utgående balansen er 39.886 millioner USD, der 38.660 millioner USD består av investeringer i datterselskaper og 1.226 millioner USD består av investeringer i andre egenkapitalkonsoliderte selskaper. I 2015 var investeringer i datterselskaper 51.229 millioner USD og investering i andre egenkapitalkonsoliderte selskaper 101 millioner USD.

Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper med annen funksjonell valuta enn dollar.

Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2016 påvirket av nedskrivninger relatert til varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter på 1.678 millioner USD etter skatt, hovedsakelig på grunn av nedjustering av langsiktige råvareprisforutsetninger. For mer informasjon vises det til note 10 Varige driftsmidler i Statoils konsernregnskap. Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2015 påvirket av nedskrivning relatert til varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter på 6.655 millioner USD etter skatt, hovedsakelig på grunn av lavere kortsiktige råvareprisforutsetninger.

Det er ingen nedskrivning av goodwill i 2016. Nedskrivning av goodwill beløp seg til 539 millioner USD i 2015.

Endring innbetalt egenkapital i 2016 bestod hovedsakelig av tilbakebetaling av kapital fra Statoil Coordination Centre på 8.500 millioner USD.

Utbetalinger fra selskapene i 2016 bestod hovedsakelig av utbytte og konsernbidrag relatert til 2015 fra datterselskaper på 1.194 millioner USD. I 2015 bestod utbetalinger fra selskapene hovedsakelig av utbytte og konsernbidrag relatert til 2014 fra datterselskaper på 1.312 millioner USD og mottatt konsernbidrag fra Statoil Petroleum AS og øvrige datterselskaper på henholdsvis 358 millioner USD og 1.094 millioner USD etter skatt.

I januar 2016 kjøpte Statoil 11,93 % av de stemmeberettigede utestående aksjene i Lundin Petroleum AB for totalt 4,6 milliarder SEK (541 millioner USD). I juni 2016 økte Statoil ASA sin eierandel i Lundin Petroleum AB til 68,4 millioner aksjer i Lundin, tilsvarende 20,1 % av aksjene og stemmerettighetene. Vederlaget for den økte aksjeposten bestod av et kontantvederlag på 544 millioner SEK og en konvertering av en fordring på 496 millioner USD.

Fram til transaksjonen 30. juni 2016, ble aksjene regnskapsført som en langsiktig finansiell investering til virkelig verdi hvor endringene i virkelig verdi ble regnskapsført i Statoil ASA mot egenkapitalen i oppstillingen over innregnede inntekter og kostnader. Statoil regnskapsførte en gevinst på 153 millioner USD vist under finansposter i resultatregnskapet.

I 2015 solgte Statoil ASA sine aksjer i Forusbeen 50 AS, Strandveien 4 AS og Arkitekt Ebbelsvei 10 AS med en gevinst på 211 millioner USD. Vederlaget fra salget var 486 millioner USD. Samtidig inngikk selskapet operasjonelle leieavtaler på 15 år for kontorbyggene.

For ytterligere informasjon, se note 4 Oppkjøp og nedsalg i Statoils konsernregnskap.

Kostpris for investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er 39.254 millioner USD i 2016 og 46.717 millioner USD i 2015.

Se liste over aksjer og andeler i enkelte datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper i punkt 2.7 Konsern, Datterselskaper og eierinteresser.

11 Finansielle eiendeler og gjeld

Langsiktige fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner dollar)	31. desember	
	2016	2015
Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	23.520	13.879
Ikke rentebærende fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	124	96
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	23.644	13.976

Rentebærende fordringer fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er hovedsakelig relatert til Statoil Petroleum AS. Den totale kredittrammen gitt til Statoil Petroleum AS er 135 milliarder NOK per 31. desember 2016 og 135 milliarder NOK per 31. desember 2015, hvorav 14.501 millioner USD (125 milliarder NOK) og 13.622 millioner USD (120 milliarder NOK) er benyttet i henholdsvis 2016 og 2015. Av totalt opptrukket USD beløp, forfaller 1.740 millioner USD (15 milliarder NOK) innen de neste tolv månedene og er reklassifisert til kortsiktig. Resten av beløpet på rentebærende fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper, knytter seg hovedsakelig til langsiktig finansiering av andre datterselskaper.

Av totale rentebærende langsiktige fordringer per 31 desember 2016, forfaller 580 millioner USD (5 milliarder NOK) til betaling innen de neste fem årene. Resterende beløp forfaller til betaling senere enn fem år fra nå.

Av ikke rentebærende fordringer datterselskaper per 31. desember 2016, er 79 millioner USD knyttet til pensjon, se også note 19 Pensjoner. 96 millioner USD var knyttet til pensjoner per 31. desember 2015.

Kortsiktige fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer kortsiktig del av kredittrammen gitt til Statoil Petroleum AS på 1.740 millioner USD og positive interbankbeholdninger på 787 millioner USD per 31. desember 2016.

Kortsiktige fordringer per 31. desember 2015 inkluderer konsernbidrag fra Statoil Petroleum AS på 0,5 milliarder USD.

Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner dollar)	31. desember	
	2016	2015
Tidsinnskudd	3.217	2.166
Rentebærende verdipapirer	4.176	6.973
Finansielle investeringer	7.393	9.139

Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer var 6,0 milliarder USD per 31. desember 2016 og 9,2 milliarder USD per 31. desember 2015.

For ytterligere informasjon om finansielle instrumenter per kategori, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernets årsrapport.

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer gjeld til Statoil Petroleum AS med 2,3 milliarder USD og gjeld knyttet til konsernets internbank med 8,5 milliarder USD per 31. desember 2016. Tilsvarende beløp var 2,2 milliarder USD og 7,0 milliarder USD per 31. desember 2015.

12 Varelager

(i millioner dollar)	31. desember	
	2016	2015
Råolje	1.504	749
Petroleumsprodukter	478	355
Naturgass	133	266
Andre	36	24
Sum	2.150	1.394

Høyere varelager av råolje per 31. desember skyldes hovedsakelig høyere priser og in-transit volumer. Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 11 millioner USD i 2016 og 277 millioner USD i 2015.

13 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner dollar)	31. desember	
	2016	2015
Kundefordringer	3.755	3.077
Andre fordringer	1.004	751
Kundefordringer og andre fordringer	4.760	3.828

14 Betalingsmidler

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Bankinnskudd	128	243
Tidsinnskudd	1.658	1.494
Pengemarkedsfond	65	450
Rentebærende verdipapirer	2.220	5.077
Margininnskudd	203	206
Betalingsmidler	4.274	7.471

Bundne midler på 203 millioner USD per 31. desember 2016 og 206 millioner USD per 31. desember 2015. Margininnskudd er relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktivitet av papir på ulike børser.

15 Egenkapital og aksjonærer

Endring i egenkapital

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Egenkapital 1. januar	39.277	50.108
Årets resultat	(2.608)	(6.616)
Aktuarmessige gevinster (tap) på ytelsesbasert pensjonsordning	(374)	1.138
Omregningsdifferanser	(304)	(2.498)
Årets ordinære utbytte	(2.838)	(2.860)
Utbytteaksjer	904	0
Verdi av aksjespareprogrammet	(26)	(4)
Kjøp egne aksjer	27	10
Egenkapital 31. desember	34.059	39.277

Akkumulert omregningsdifferanse reduserte egenkapitalen pr. 31. desember 2016 med 1.338 millioner USD. Pr. 31. desember 2015 medførte akkumulerte omregningsdifferanser en nedgang i egenkapitalen på 1.034 millioner USD. Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper.

Aksjekapital

	Antall aksjer	Pålydende i kroner	31. desember Aksjekapital i kroner
Registrerte og utstedte aksjer	3.245.049.411	2,50	8.112.623.527,50
Herav egne aksjer	11.138.890	2,50	27.847.225,00
Sum utestående aksjer	3.233.910.521	2,50	8.084.776.302,50

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

I løpet av 2016 har Statoil ervervet 4.011.860 egne aksjer for 62 millioner USD og 3.882.153 aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. I 2015 ervervet Statoil 4.057.902 egne aksjer for 69 millioner USD og 3.203.968 aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. Per 31. desember 2016 har Statoil 11.138.890 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2015 var beholdningen av egne aksjer 11.009.183. For ytterligere informasjon, se note 5 Aksjespareprogram.

Statoils generalforsamling har gitt selskapet fullmakt til å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 42,0 millioner NOK. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoilkonsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste og høyeste beløp som kan betales per aksje er henholdsvis 50 og 500 NOK. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling. For ytterligere informasjon, se note 17 Egenkapital i Statoils konsernregnskap.

For informasjon vedrørende de 20 største aksjonærene i Statoil ASA, vennligst se punkt, 5.1 Aksjonærinformasjon, Største aksjonærer.

16 Finansiell gjeld

Langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Usikrede obligasjonslån	29.964	30.350
Usikrede lån	85	83
Finansielle leieavtaler	382	416
Sum finansiell gjeld	30.432	30.849
Fratrukket kortsiktig andel	2.549	1.084
Langsiktig finansiell gjeld	27.883	29.764
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	3,30	3,33

Statoil ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige rentebærende gjeld. For informasjon om styring av renterisiko i Statoil konsernregnskap og i Statoil ASA, se note 5 *Finansiell risikostyring* i konsernregnskapet og note 2 *Finansiell risikostyring og verdimåling av finansielle instrumenter* i Statoil ASAs regnskap

I 2016 utstedte Statoil ASA følgende obligasjoner:

Utstedelsesdato	Beløp i EUR milliarder	Rentesats i %	Forfallsdato
9. november 2016	0,60	0,75	november 2026
9. november 2016	0,60	1,625	november 2036

I all vesentlighet inneholder obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Av alle selskapets utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 47 av obligasjonslånsavtalene bestemmelser som gir Statoil ASA rett til å kjøpe gjelden tilbake til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 29.6 milliarder amerikanske dollar til vekslingskurs per 31. desember 2016.

Statoil ASA har inngått avtale med 21 kjernebanker for en bindende langsiktig løpende kreditt på 5 milliarder amerikanske dollar. Per 31. desember 2016 og 2015 var ingen beløp trukket av kreditten.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	
2018	3.645
2019	2.822
2020	1.986
2021	1.803
Deretter	17.627
Sum	27.883

Mer informasjon om finansielle leieavtaler er gitt i note 20 *Leieavtaler*.

Kortsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2016	2015
Innkalt margin	1.112	1.158
Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år	2.549	1.084
Kortsiktig finansiell gjeld	3.661	2.243
Vektet gjennomsnittlig rentesats	1,62	1,93

Innkalt margin og annen kortsiktig finansiell gjeld er hovedsakelig kontanter mottatt for å sikre en andel av Statoil ASAs kreditteksponering og utestående beløp under US Commercial paper (CP) program. Per 31. desember 2016 var 500 millioner USD utstedt under programmet. Tilsvarende var det per 31. desember 2015 ingen utestående beløp.

17 Pensjoner

Statoil ASA er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenstepensjon, og Statoil ASAs pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov. Det henvises til notene i årsregnskapet til Statoil Group for en beskrivelse av pensjonsordningene i Statoil ASA.

Netto pensjonskostnader

(i millioner USD)	2016		2015
Nåverdi av årets opptjening	234		368
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	182		180
Renteinntekt på pensjonsmidler	(137)		(134)
Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	123		251
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	59		(1)
Innskuddsplaner over drift	50		36
Ytelsesplaner	512		700
Innskuddsplaner	119		105
Sum netto pensjonskostnader	631		806

(i millioner USD)	2016	2015
Brutto pensjonsforpliktelse		
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	6.425	8.252
Nåverdi av årets opptjening	234	368
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	182	180
Aktuarmessige (gevinster) tap - Økonomiske forutsetninger	792	(692)
Aktuarmessige (gevinster) tap - Erfaring	(274)	(358)
Utbetalte ytelser fra ordningene	(228)	(227)
Tap (gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring	182	254
Fripoliser	(131)	(151)
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	26	54
Omregningsdifferanse valuta	130	(1.291)
Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift	50	36
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	7.387	6.425
Virkelig verdi av pensjonsmidler		
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	4.803	5.754
Renteinntekt på pensjonsmidler	137	134
Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter)	11	80
Utbetalt ytelser fra ordningene	(74)	(65)
Fripoliser og personforsikringer	(92)	(199)
Omregningsdifferanse valuta	104	(901)
Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember	4.889	4.803
Netto pensjonsforpliktelser 31. desember	(2.498)	(1.621)
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning)	787	1.241
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap	79	96
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning)	(3.364)	(2.959)
Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger	7.387	6.425
Fonderte pensjonsplaner	4.102	3.562
Ufonderte pensjonsplaner	3.285	2.863
Faktisk avkastning på pensjonsmidler	56	206

Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i egenkapitalen

(i millioner USD)	2016	2015
Årets netto aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen gjennom året	(472)	1.184
Årets aktuarmessige (tap) gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	(30)	415
Skatteeffekt på aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen	129	(461)
Innregnet i egenkapitalen i løpet av året etter skatt	(374)	1.138
Akkumulert aktuarmessige (tap) gevinster innregnet som andre endringer i egenkapitalen etter skatt	(1.188)	(814)

Pensjonsforutsetninger og sensitivitetsanalyse

Pensjonsforutsetninger, sensitivitetsanalyse, porteføljevæktning og informasjon om pensjonsmidler i Statoil Pensjon er presentert i pensjonsnoten i Statoils konsernregnskap. Antall ansatte, inkludert pensjonister som er medlemmer av hovedytelsesplanen i Statoil ASA utgjør 9.410. I tillegg er alle ansatte medlemmer av AFP-planen, og ulike grupper av ansatte er medlem av andre ufonderte planer.

18 Avsetninger

(i millioner USD)	Avsetninger
Langsiktig andel 31. desember 2015	294
Kortsiktig andel 31. desember 2015	67
Avsetninger 31. desember 2015	360
Nye eller økte avsetninger	100
Reduksjon i estimater	(31)
Beløp belastet mot avsetninger	(84)
Omregningsdifferanser	2
Avsetninger 31. desember 2016	348
Kortsiktig andel 31. desember 2016	59
Langsiktig andel 31. desember 2016	289

Se også kommentarer om avsetninger i note 21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

19 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

(i millioner dollar)	31. desember	
	2016	2015
Leverandørgjeld	1.388	977
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	890	1.137
Gjeld til egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	615	599
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	2.893	2.713

20 Leieavtaler

Statoil ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og kontorbygg.

I 2016 utgjorde netto leiekostnad 464 millioner USD (427 millioner USD i 2015), som består av minsteleie på 533 millioner USD (501 millioner USD i 2015) redusert med innbetalinger fra fremleie på 70 millioner USD i 2016 (75 millioner USD i 2015). Det er ikke påløpt vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i noen av årene.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2016. Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av 2016.

(i millioner dollar)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minsteleie	Diskonteringssement	Nåverdi av minsteleie
2017	441	(25)	53	(2)	50
2018	335	(24)	53	(4)	48
2019	287	(23)	53	(7)	46
2020	251	(22)	53	(8)	44
2021	227	(21)	53	(10)	42
2022-2026	686	(76)	210	(59)	151
2027-2031	372	0	0	0	0
Deretter	73	0	0	0	0
Sum fremtidig minsteleie	2.671	(191)	473	(91)	382

I noten til Statoils konsernregnskap er det mer informasjon vedrørende operasjonell leie av fartøy og leieavtaler.

Statoil ASA har inngått leieavtaler for tre LNG-skip på vegne av Statoil ASA og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Statoil ASA bokfører disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede Statoil- og SDØE-andelen, og fører deretter SDØEs andel av leien som operasjonell framleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år fra 2006.

Varige driftsmidler inkluderer 312 millioner USD for leieavtaler som er balanseført per årsslutt (345 millioner USD i 2015), og er presentert i kategorien skip i note 11 Varige driftsmidler.

21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

Kontraktsmessige forpliktelser

Statoil ASA har kontraktsmessige forpliktelser på 960 millioner USD per 31. desember 2016. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Statoil ASAs andel og består av finansieringsforpliktelser knyttet til leteaktiviteter.

Andre langsiktige forpliktelser

Statoil ASA har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings- og entry/exit ("inngang og avgang") kapasitet. Selskapet har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer med en varighet opp mot 30 år.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktfestede prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Statoil ASAs forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist brutto i tabellen nedenfor. Forpliktelser overfor selskaper som proporsjonalkonsolideres (for eksempel rørledninger), er vist netto i tabellen (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoil ASAs eierandel).

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2016:

(i millioner dollar)	
2017	1.106
2018	1.047
2019	1.031
2020	975
2021	822
Deretter	4.084
Sum	9.065

Garantier

Selskapet har avgitt morselskapsgaranti til dekning av forpliktelser i datterselskaper med aktivitet i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Australia, Brasil, Colombia, Danmark, Grønland, India, Irland, Libya, New Zealand, Nicaragua, Nigeria, Norge, Russland, Storbritannia, Sverige, Tyskland, Uruguay, USA, og Venezuela. Selskapet har også avgitt kontragarantier i forbindelse med bankgarantier til datterselskaper i Algerie, Angola, Australia, Brasil, Canada, Colombia, Danmark, Færøyene, Indonesia, Mexico, Myanmar, Nederland, Nicaragua, Norge, Storbritannia, Sverige, Sør-Afrika, Uruguay og USA.

Statoil har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld på 160 millioner USD. Bokført verdi av garantien er uvesentlig.

Andre forpliktelser

Statoil ASA deltar i enkelte selskaper med delt ansvar ("DA'er") der eierne har ubegrenset ansvar for sin del av enhetens eventuelle forpliktelser, og deltar også i enkelte ansvarlige selskaper (ANS'er) der eierne i tillegg har solidaransvar. For ytterligere informasjon vises det til note 10 Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper.

Flere av Statoil ASAs langsiktige gasssalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler. Enkelte kontraktsmotparter har krevd voldgift i forbindelse med prisrevisjoner. Eksponeringen for Statoil ASA er ved utgangen av året estimert til et beløp tilsvarende 374 millioner USD knyttet til gassleveranser for årsslutt 2016. I regnskapet til Statoil ASA er det avsatt for disse kontraktsmessige gasspris-tvistene i samsvar med beste estimat. Avsetningen er bokført som en salgssinntektsreduksjon i resultatregnskapet.

Finansdepartementet avviste den 26. september 2016 Statoils anke knyttet til et pålegg fra Finanstilsynet i 2014. Pålegget gjaldt endring av tidspunktet da en avsetning for tapsbringende kontrakt knyttet til Cove Point-terminalen ble innregnet i regnskapet, fra første kvartal 2013 da Statoil innregnet avsetningen, til en tidligere rapporteringsperiode. Statoil har besluttet å ikke forfølge saken ytterligere, da den ikke påvirker noen sammenlignbar finansiell informasjon inkludert i konsernregnskapet for 2016. Det vises for øvrig til note 23 Andre forpliktelser i Statoils konsernregnskap for 2015 for ytterligere informasjon.

Norske skattemyndigheter utstedte den 6. juli 2016 varsel om endring av ligningen for årene 2012 til 2014 knyttet til internprisingen på visse transaksjoner mellom Statoil Coordination Centre (SCC) i Belgia og Statoil ASA. Det vesentligste spørsmålet gjelder hvorvidt SCCs kapitalstruktur følger prinsippet om armlengdes avstand. Statoil ASA mener at prissetting på armlengdes avstand er anvendt i disse sakene og at konsernets vurdering står sterkt. Det er derfor ikke foretatt avsetninger i konsernregnskapet.

Statoil ASA er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere andre uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil ASA har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav vises det til note 18 Avsetninger.

22 Nærstående parter

Det henvises til note 24 Nærstående parter i Statoils konsernregnskap for informasjon om Statoil ASAs nærstående parter. Inkludert er informasjon om nærstående parter som et resultat av Statoil ASA sin eierskapsstruktur og også informasjon om transaksjoner med Den norske stat.

Transaksjoner med internt eide selskaper

Inntektstransaksjoner med nærstående parter er presentert i note 3 Salgsinntekter. Totale inntekter fra konsernselskaper beløp seg til 3.221 millioner USD i 2016 og 4.283 millioner USD i 2015. Den største delen av inntekter fra konsernselskaper kan henføres til salg av råolje og salg av raffinerte produkter til Statoil Refining Danmark AS og Statoil Marketing and Trading Inc.

En stor del av salget i Statoil Petroleum AS relatert til naturgass og rørtransport er basert på oppnådde priser i Statoil ASA. All risiko knyttet til nevnte transaksjoner bæres av Statoil Petroleum AS og inntektene blir av den grunn ikke reflektert i resultatregnskapet til Statoil ASA.

Statoil ASA kjøper volumer fra datterselskaper og selger volumene til markedet. Totalt varekjøp fra datterselskaper beløp seg til 12.511 millioner USD i 2016 og 15.296 millioner USD i 2015. Den største leverandøren er Statoil Petroleum AS, med 8.163 millioner USD i 2016 og 10.282 millioner USD i 2015.

I forbindelse med den ordinære virksomheten har Statoil ASA i tillegg transaksjoner med enkelte konsernselskaper der selskapet har eierinteresser. Statoil ASAs totale varekjøp fra konsernselskaper beløp seg til 490 millioner USD i 2016 og 999 millioner USD i 2015.

Kostnader pådratt av selskapet, slik som personalkostnader, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert på grunnlag av påløpte timer til Statoil Petroleum AS, til andre konsernselskaper, og til lisenser der Statoil Petroleum AS eller andre konsernselskaper er operatør. Kostnader allokert på denne måten blir ikke reflektert i resultatregnskapet til Statoil ASA. Kostnader allokert til konsernselskaper beløp seg til 4.214 millioner USD i 2016 og 4.758 millioner USD i 2015. Den største delen av viderefaktureringen er relatert til Statoil Petroleum AS, 3.302 millioner USD i 2016 og 3.980 millioner USD i 2015.

Andre transaksjoner

Det henvises til note 24 Nærstående parter i Statoils konsernregnskap for informasjon om Statoil ASAs transaksjoner med nærstående parter basert på den vanlige operasjonelle virksomheten.

Kortsiktige fordringer og kortsiktig gjeld fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er inkludert i note 11 Finansielle eiendeler og gjeld.

Nærstående part transaksjoner relatert til konsernledelsen og godtgjørelse til ledelsen for 2016 er inkludert i note 4 Lønnskostnader.

23 Hendelser etter balansedagens utløp

Se note 17 Egenkapital og utbytte i Statoils konsernregnskap for foreslått utbytte for fjerde kvartal 2016.

24 Konvertering til forenklet IFRS og USD som presentasjonsvaluta

Overgang til forenklet IFRS og endring i presentasjonsvaluta – omarbeidelse av sammenlignbare tall

Med effekt fra 1. januar 2016 endret Statoil ASA regnskapsprinsipp fra NGAAP til forenklet IFRS i henhold til den norske regnskapsloven § 3-9 og forskrift om forenklet IFRS av 3. november 2014. Med effekt fra 1. januar 2016 endret også Statoil ASA presentasjonsvaluta fra norske kroner til amerikanske dollar. Effektene av endringene er beskrevet i denne noten. Effektene på sammenlignbare tall for 2014 og 2015 er presentert i tabellene under.

Endring til forenklet IFRS

Regnskapsprinsippene i note 2 er benyttet ved utarbeidelse av regnskapet for Statoil ASA per 31.12.2016, sammenlignbare tall per 31. desember 2014 og 31. desember 2015 og ved utarbeidelse av åpningsbalanse i henhold til forenklet IFRS per 1. januar 2015.

Åpningsbalanse

Statoil ASAs årsregnskap er blitt omarbeidet retrospektivt med effekt fra 1. januar 2015. I åpningsbalansen per 1. januar 2015 er historiske tall som er blitt presentert i tidligere årsregnskap i henhold til NGAAP, omarbeidet til forenklet IFRS. Under beskrives effekten av endringen fra NGAAP til forenklet IFRS for Statoil ASAs resultatregnskap, balanse og kontantstrømoppstilling.

Unntak i henhold til IFRS 1, presentasjon i henhold til IAS 1 og unntak i henhold til forenklet IFRS

Ved overgang til forenklet IFRS har Statoil ASA benyttet IFRS 1, Første-gangs anvendelse av IFRS og reglene om forenklet IFRS i henhold til regnskapsloven § 3-9 samt forskrift om forenklet IFRS av 3. november 2014. I henhold til IFRS 1 skal alle IFRS standarder og fortolkninger benyttes konsistent og retrospektivt for alle årene som presenteres i årsregnskapet. Standarden inneholder imidlertid unntak og fritak fra de generelle kravene i spesifikke tilfeller. Forenklet IFRS gir noen unntak fra IFRS 1 og IAS 1. Statoil ASA har valgt å benytte følgende unntak fra IFRS 1 og forskrift om forenklet IFRS:

Virksomhetssammenslutninger

I henhold IFRS 1 kan virksomhetssammenslutninger som fant sted før overgang til IFRS unntas fra vurderingsreglene i IFRS 3. Statoil har benyttet dette unntaket. Virksomhetssammenslutninger som fant sted før 1. januar 2015 har ikke blitt omarbeidet retrospektivt. Innenfor rammene av IFRS 1, er bokført verdi av anskaffede eiendeler og forpliktelser som en del av en virksomhetssammenslutning i henhold til NGAAP, ansett som estimert anskaffelseskost på tidspunktet for overgang til forenklet IFRS. Bokført verdi av goodwill i åpningsbalansen er avskrevet verdi i henhold til NGAAP på overgangstidspunktet.

Akkumulerte omregningsdifferanser

I henhold til IFRS 1 kan akkumulerte omregningseffekter settes til null på tidspunkt for overgang til IFRS. Når IFRS ble implementert i Statoils konsernregnskap 1. januar 2006 ble omregningseffekter satt til null. Omregningseffekter kalkulert fra 1. januar 2006 er ansett som beste estimat for historiske omregningseffekter og er startpunktet for beregning av omregningseffekter i Statoil ASA's selskapsregnskap.

Prinsippforskjeller mellom IFRS og Forenklet IFRS

IFRS prinsippene i konsernregnskapet er anvendt i Statoil ASA med følgende unntak i henhold til forskrift om forenklet IFRS:

Utbytte og konsernbidrag

Statoil har anvendt unntaket fra å benytte IAS 10, nr. 12 og 13, IAS 18, nr. 30 og IFRIC 17 nr. 10 og avsetter for foreslått utbytte og konsernbidrag ved slutten av regnskapsåret.

Egenkapitaloppstilling

Statoil ASA benytter unntaket fra krav om oppstilling over endring i egenkapital. Endring i egenkapital fremgår av note 15.

Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper

Endring i regnskapsprinsipper gjelder hovedsakelig derivater og goodwill.

Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper i konsernregnskapet for mer informasjon.

Endring i presentasjonsvaluta

Endring i presentasjonsvaluta med effekt fra 1. januar 2016 er hovedsakelig gjort for å reflektere bedre den underliggende USD eksponeringen i Statoils virksomhet og for å være på linje med praksis i industrien. Endring i presentasjonsvaluta er regnskapsført som endring i regnskapsprinsipp og sammenlignbare tall er blitt omarbeidet til USD retrospektivt fra 1. januar 2015.

Balanselinjene innenfor eiendeler og forpliktelser i USD tilsvarende publiserte balanselinjer i NOK omregnet til NOK/USD valutakurs per 31. desember 2014. Tilsvarende gjelder for egenkapitalen totalt. Endring i presentasjonsvaluta vil ikke påvirke verdien av eiendeler, forpliktelser, egenkapital eller noen forholdstall mellom disse komponentene, slik som gjeldsgrad.

Alle omregningseffekter er beregnet per 1. januar 2006, dato for overgang til IFRS i konsernregnskapet. Akkumulerte omregningseffekter er beregnet som om Statoil ASA har hatt USD som presentasjonsvaluta fra denne dato.

Beregningen av omregningseffekter i USD påvirker fordelingen mellom linjene innenfor egenkapitalen for sammenlignbare perioder, mellom omregningsdifferanser og andre linjer innen egenkapitalen. Sammen med endringer i årets resultat på grunn av endring i presentasjonsvaluta, er disse effektene presentert som reklassifiseringer i tabellene under.

EFFEKT AV ENDRINGER I RAPPORTERT EGENKAPITAL

	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justeringer NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾	USD reklassifiseringer (millioner)	Forenklet IFRS i USD (millioner)
Aksjekapital	8,0		8,0	1.073	66	1.139
Annen innskutt egenkapital	17,3		17,3	2.331	145	2.476
Fond for vurderingsforskjeller	109,0	3,1	112,1	15.084	0	15.084
Fond for urealiserte gevinster	0,0	11,2	11,2	1.506	(0)	1.506
Annen egenkapital	223,8	0,0	223,8	30.113	(211)	29.903
Sum egenkapital 31.12.2014	358,2	14,3	372,5	50.108	0	50.108

1) Omregnet med vekslingskurs USD/NOK 7,433 per 31. desember 2014.

	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justeringer NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾	USD reklassifiseringer (millioner)	Forenklet IFRS i USD (millioner)
Aksjekapital	8,0		8,0	905	234	1.139
Annen innskutt egenkapital	17,3		17,3	1.967	509	2.476
Fond for vurderingsforskjeller	38,1	2,5	40,6	4.612	(0)	4.612
Fond for urealiserte gevinster	0,0	9,8	9,8	1.113	(0)	1.113
Annen egenkapital	270,3	0,0	270,3	30.679	(743)	29.937
Sum egenkapital 31.12.2015	333,7	12,3	346,0	39.277	(0)	39.277

1) Omregnet med vekslingskurs USD/NOK 8,809 per 31. desember 2015.

IFRS justeringer er relatert til reversering av virkelig verdi justeringer på råvare- og finansielle derivater. I 2015 inkludere justeringene også avskrivning av goodwill. Innskutt egenkapital er omregnet med vekslingskurs NOK/USD 6,998 på tidspunkt for konvertering av Statoil ASA fra NOK til USD som var 31. desember 2008.

Resultatregnskap, balanse og kontantstrømoppstilling er omarbeidet basert på valutakursene på tidspunkt for overgang til USD presentasjonsvaluta.

Ved salg av utenlandsk virksomhet blir akkumulerte omregningseffekter knyttet til forskjell mellom den utenlandske virksomhetens funksjonelle valuta og Statoils presentasjonsvaluta, reklassifisert fra egenkapital til årets resultat og inkludert i gevinst eller tap ved salg av virksomhet og presentert som annen inntekt. Ved endring i presentasjonsvaluta i Statoil ASA fra NOK til USD er gevinst og tap ved salg av utenlandsk virksomhet endret slik at akkumulerte valuta gevinster og tap er blitt beregnet basert på USD presentasjonsvaluta i stedet for NOK. Disse effektene er presentert som omregning til USD i tabellen under og er den eneste endring som gir resultateffekt som følge av endring i presentasjonsvaluta.

EFFEKT AV ENDRINGER I RAPPORTERT RESULTATREGNSKAP

Per 31. desember 2015

Årets resultat etter NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	(46,8)
Forenklet IFRS justeringer	
Goodwill ¹⁾	0,3
Tidseffekter knyttet til fusjon ²⁾	0,7
Råvarederivater ³⁾	(0,9)
Finansielle derivater ³⁾	(2,3)
Sum forenklet IFRS justeringer NOK (milliarder)	(2,3)
Forenklet IFRS NOK (milliarder)	(49,1)
Forenklet IFRS USD (millioner) - Omregnet til gjennomsnittskurs i kvartalene	(6.131)
Effekt av omregning til USD ⁴⁾	(485)
Årets resultat etter forenklet IFRS USD (millioner)	(6.616)

Effekt for rapportert resultat

1) Goodwill

Goodwill ble avskrevet lineært over 10 år i henhold til NGAAP. Goodwill avskrivning i 2015 i henhold til NGAAP har blitt reversert. Goodwill er innregnet til amortisert kost per 1. januar 2015.

2) Effekt fusjon 2015

Selskapene i Statholding konsernet fusjonerte med Statholding ASA i 2015. Transaksjonsdato for fusjon av selskapene i Statholding konsernet var 1. januar 2015 i henhold til NGAAP. I henhold til forenklet IFRS var transaksjonsdato 15. desember 2015. Statholding har funksjonell valuta USD. Selskaper med NOK funksjonell valuta endret funksjonell valuta fra NOK til USD pr 1. januar 2015 i henhold til NGAAP og pr 15. desember 2015 i henhold til forenklet IFRS.

3) Råvare- og finansielle derivater

Under forenklet IFRS blir alle råvarederivater og innebygde derivater vurdert til virkelig verdi. Under NGAAP ble alle råvarederivater vurdert til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Innebygde derivater bli ikke regnskapsført under NGAAP. Alle rentederivater (OTC) blir vurdert til virkelig verdi under forenklet IFRS, mens under NGAAP ble alle rentederivatene vurdert til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi.

4) Endring i presentasjonsvaluta

Salg av eiendeler med størst effekt på årets resultat i Statoil ASA i 2015 var salg av Statoils andel i datterselskapet Shah Deniz, hvor gevinsten presentert i kroner inkluderte 3.2 milliarder NOK knyttet til reklassifisering av akkumulerte omregningsdifferanser. Det solgte datterselskapet hadde USD som funksjonell valuta. Ingen omregningsdifferanser er reklassifisert i USD.

Effekt i kontantstrømpoppstillingen

Forenklet IFRS justeringer

Overgangen til forenklet IFRS medfører ingen endring mellom kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter, investeringsaktiviteter og finansieringsaktiviteter. Overgangen til forenklet IFRS har kun effekt mellom linjer innenfor kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter. Resultateffekten av fusjonen i 2015 og råvare derivater har motpost i linjen (Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter. Resultateffekten av finansielle derivater har motpost i linjen (Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle derivater. Det er ingen endringer i netto Økning (reduksjon) i betalingsmidler. Ingen andre endringer er gjort i kontantstrømpoppstillingen på overgangstidspunktet.

Endring i presentasjonsvaluta

Kontantstrømpoppstillingen er blitt omarbeidet og inkluderer endringene beskrevet over basert på valutakursene på dato for de relevante transaksjonene. Omarbeidelsen påvirker omregningseffekter og andre linjer i kontantstrømpoppstillingen.

OMARBEIDELSE AV RESULTATREGNSKAPET FOR 2015 - FRA NGAAP TIL FORENKLET IFRS

	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justeringer NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾
	Per 31. desember			
	2015			2015
Salgsinntekter	313,7	(0,0)	313,7	39.059
Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	(33,7)	0,1	(33,7)	(4.686)
Andre inntekter	2,3		2,3	229
Sum driftsinntekter	282,3	0,0	282,3	34.603
Varekostnad	(292,9)		(292,9)	(36.457)
Driftskostnader	(19,9)		(19,9)	(2.462)
Salgs- og administrasjonskostnader	(2,0)		(2,0)	(244)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(0,8)		(0,8)	(103)
Letekostnader	(0,9)		(0,9)	(107)
Resultat før finansposter og skattekostnad	(34,2)	0,0	(34,1)	(4.769)
Netto finansposter	(19,4)	(3,1)	(22,5)	(2.771)
Resultat før skattekostnad	(53,6)	(3,1)	(56,6)	(7.541)
Skattekostnad	6,8	0,8	7,5	925
Årets resultat	(46,8)	(2,3)	(49,1)	(6.616)

1) Omregnet med gjennomsnittlige valutakurser for kvartalene.

OMARBEIDELSE AV BALANSE PER 1 JANUAR 2015 - FRA NGAAP TIL FORENKLET IFRS

1. januar 2015	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justeringer NOK (milliarder)	Forenklet IFRS NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾
EIENDELER				
Varige driftsmidler	5,7		5,7	771
Immaterielle eiendeler	0,2		0,2	29
Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ²⁾	474,6	3,1	477,7	64.270
Utsatt skattefordel ³⁾	16,7	(4,2)	12,5	1.676
Pensjonsmidler	7,9		7,9	1.061
Finansielle derivater ³⁾	0,2	17,5	17,7	2.380
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	0,5		0,5	72
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	68,6		68,6	9.225
Sum anleggsmidler	574,4	16,4	590,8	79.483
Varelager	15,3		15,3	2.057
Kundefordringer og andre fordringer	43,6		43,6	5.868
Fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ³⁾	21,0	0,1	21,1	2.844
Finansielle derivater ³⁾	1,3	3,3	4,6	618
Finansielle investeringer	53,2		53,2	7.160
Betalingsmidler	71,5		71,5	9.625
Sum omløpsmidler	206,0	3,4	209,4	28.173
Sum eiendeler	780,4	19,8	800,2	107.656

1) Omregnet med vekslingskurs USD/NOK 7,4332 per 31. desember 2014.

2) Råvarederivater i Statoil Petroleum AS.

3) Finansielle derivater og råvarederivater i Statoil ASA.

OMARBEIDELSE AV BALANSE PER 1. JANUAR 2015 - FRA NGAAP TIL FORENKLET IFRS

1. januar 2015	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justering NOK (milliarder)	Forenklet IFRS NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾
EGENKAPITAL OG GJELD				
Aksjekapital	8,0		8,0	1.139
Annen innskutt egenkapital	17,3		17,3	2.476
Fond for vurderingsforskjeller	109,0	3,1	112,1	15.084
Fond for urealiserte gevinster	0,0	11,2	11,2	1.506
Annen egenkapital	223,8	0,0	223,8	29.903
Sum egenkapital	358,2	14,3	372,5	50.108
Finansiell gjeld³⁾	201,3	1,5	202,8	27.287
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	0,1		0,1	16
Pensjonsforpliktelser	27,7		27,7	3.731
Avsetninger ³⁾	2,1	0,1	2,2	295
Finansielle derivater ³⁾	5,2	(0,7)	4,5	611
Sum langsiktig gjeld	236,4	1,0	237,4	31.939
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld³⁾	29,1	2,0	31,1	4.188
Betalbar skatt	0,6		0,6	75
Finansiell gjeld	24,7		24,7	3.328
Skyldig utbytte	11,4		11,4	1.540
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ³⁾	114,7	1,9	116,5	15.676
Finansielle derivater ³⁾	5,4	0,6	6,0	802
Sum kortsiktig gjeld	185,9	4,5	190,4	25.609
Sum gjeld	422,3	5,5	427,8	57.548
Sum egenkapital og gjeld	780,4	19,8	800,2	107.656

1) Omregnet med vekslingskurs USD/NOK 7,4332 per 31. desember 2014.

OMARBEIDELSE AV BALANSE PER 31 DESEMBER 2015 - FRA NGAAP TIL FORENKLET IFRS

31. desember 2015	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justeringer NOK (milliarder)	Forenklet IFRS NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾
EIENDELER				
Varige driftsmidler	5,6		5,6	631
Immaterielle eiendeler	0,0		0,0	5
Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ²⁾	449,7	2,5	452,2	51.330
Utsatt skattefordel ³⁾	14,6	(4,1)	10,4	1.183
Pensjonsmidler	10,9		10,9	1.241
Finansielle derivater ³⁾	0,0	15,6	15,6	1.775
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	0,6		0,6	64
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	123,1		123,1	13.976
Sum anleggsmidler	604,4	14,0	618,4	70.206
Varelagre	12,3		12,3	1.394
Kundefordringer og andre fordringer	33,7		33,7	3.828
Fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ³⁾	27,2	0,6	27,8	3.161
Finansielle derivater ³⁾	1,6	2,7	4,3	487
Finansielle investeringer	80,5		80,5	9.139
Betalingsmidler	65,8		65,8	7.471
Sum omløpsmidler	221,1	3,3	224,4	25.479
Sum eiendeler	825,6	17,3	842,9	95.684

1) Omregnet med vekselskurs USD/NOK 8,809 per 31. desember 2015.

2) Råvarederivater i Statoil Petroleum AS og avskrivning av goodwill.

3) Finansielle derivater og råvarederivater i Statoil ASA.

OMARBEIDELSE AV BALANSE PER 31 DESEMBER 2015 - FRA NGAAP TIL FORENKLET IFRS

31. desember 2015	NGAAP NOK som rapportert (milliarder)	Forenklet IFRS justering NOK (milliarder)	Forenklet IFRS NOK (milliarder)	Forenklet IFRS i USD (millioner) ¹⁾
EGENKAPITAL OG GJELD				
Aksjekapital	8,0		8,0	1.139
Annen innskutt egenkapital	17,3		17,3	2.476
Fond for vurderingsforskjeller	38,1	2,5	40,6	4.612
Fond for urealiserte gevinster	0,0	9,8	9,8	1.113
Annen egenkapital	270,3	0,0	270,3	29.937
Sum egenkapital	333,7	12,3	346,0	39.277
GJELD				
Finansiell gjeld ³⁾	260,5	1,7	262,2	29.764
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	0,1		0,1	15
Pensjonsforpliktelser	26,1		26,1	2.965
Avsetninger ³⁾	2,5	0,1	2,6	294
Finansielle derivater ³⁾	12,1	(0,8)	11,3	1.285
Sum langsiktig gjeld	301,4	1,0	302,3	34.323
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld ³⁾	21,8	2,1	23,9	2.713
Betalbar skatt	(0,2)		(0,2)	(22)
Finansiell gjeld	19,8		19,8	2.243
Skyldig utbytte	12,3		12,3	1.400
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ³⁾	135,2	1,5	136,7	15.524
Finansielle derivater ³⁾	1,7	0,4	2,0	228
Sum kortsiktig gjeld	190,5	4,0	194,5	22.085
Sum gjeld	491,9	5,0	496,9	56.407
Sum egenkapital og gjeld	825,6	17,3	842,9	95.684

1) Omregnet med vekslingskurs USD/NOK 8,809 per 31. desember 2015.

Oslo, 9. mars 2017

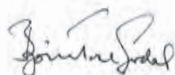
I STYRET FOR STATOIL ASA



ØYSTEIN LØSETH
LEDER



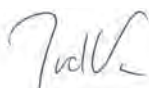
ROY FRANKLIN
NESTLEDER



BJØRN TORE GODAL



LILL-HEIDI BAKKERUD



JEROEN VAN DER VEER



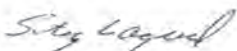
MARIA JOHANNA OUDEMAN



REBEKKA GLASSER HERLOFSEN



INGRID ELISABETH DI VALERIO



STIG LÆGREID



WENCHE AGERUP



ELDAR SÆTRE
KONSERNESJEF

UAVHENGIG REVISORS BERETNING

Til generalforsamlingen i Statoil ASA

Uttalelse om revisjonen av årsregnskapet

Konklusjon

Vi har revidert Statoil ASAs (selskapet) årsregnskap for 2016, som består av:

- konsernregnskapet for Statoil ASA, som består av balanse per 31. desember 2016, resultatregnskap, utvidet resultatregnskap, oppstilling over endringer i egenkapital og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger
- Selskapsregnskapet for Statoil ASA, som består av balanse per 31. desember 2016, resultatregnskap, utvidet resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger

Etter vår mening:

- er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter
- gir konsernregnskapet et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til konsernet Statoil ASA per 31. desember 2016 og av konsernets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU
- gir selskapsregnskapet et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til Statoil ASA per 31. desember 2016 og av selskapets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med forenklet anvendelse av internasjonale regnskapsstandarder etter regnskapsloven § 3-9

Grunnlag for konklusjonen

Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder de internasjonale revisjonsstandardene International Standards on Auditing (ISA-ene). Våre oppgaver og plikter i henhold til disse standardene er beskrevet i "Revisors oppgaver og plikter ved revisjon av årsregnskapet". Vi er uavhengige av selskapet og konsernet slik det kreves i lov og forskrift, og har overholdt våre øvrige etiske forpliktelser i samsvar med disse kravene.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

Sentrale forhold ved revisjonen

Sentrale forhold ved revisjonen er de forhold vi mener var av størst betydning ved revisjonen av årsregnskapet for 2016. Disse forholdene ble håndtert ved revisjonens utførelse og da vi dannet oss vår mening om årsregnskapet som helhet. Vi konkluderer ikke særskilt på disse forholdene.

*Sentrale forhold i revisjonen**Verdsettelse av oppstrømseiendeler inkludert eiendeler under tilvirkning, aktiverte letekostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser*

Konsernet eier vesentlige oppstrømseiendeler herunder eiendeler under tilvirkning, aktiverte utviklingskostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser.

Verdsettelsen av disse eiendelene avhenger av ledelsens estimater av fremtidige kontantstrømmer som disse eiendelene forventes å generere. Bokført verdi av disse eiendelene er derfor spesielt sensitiv for endringer i ledelsens prognose for råvarepriser på lang sikt. Ledelsen har utledet prognose for råvareprisene på kort sikt fra observerte forwardkurver for olje og gass ett år frem i tid. Endringer i denne prognosen kan ha vesentlig påvirkning på balanseført verdi av eiendeler med kortere økonomisk levetid.

I fjerde kvartal 2016 reduserte ledelsen prognosen for de langsiktige råvareprisene. Ledelsen reduserte også diskonteringsrenten som brukes i beregningen av bruksverdien på disse eiendelene fra 6,5 prosent til 6,0 prosent. Reduksjonen i råvareprisforutsetningene medførte at det ble identifisert nedskrivningsindikatorer for et stort antall eiendeler. Ledelsen oppdaterte i tillegg forretningsplaner, forventninger om investeringer og reserver, som sammen med redusert diskonteringsrente og forventninger om økte kortsiktige råvarepriser, motvirket effekten av prognosen om reduserte råvarepriser på lang sikt.

Aktiverte letekostnader og aktiverte oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser blir vurdert for nedskrivning når det er indikasjoner på at bokført verdi overstiger virkelig verdi. Strategiske beslutninger fra ledelsen, spesielt i Mexicogolfen og Brasil, medførte nedskrivning av aktiverte letekostnader i 2016.

Se også note 10 Varige driftsmidler og note 11 Immaterielle eiendeler i konsernregnskapet.

Vår revisjonsmessige tilnærming

Vi vurderte og testet ledelsens kontroller knyttet til prosessen for å identifisere indikatorer på at det måtte gjøres nedskrivningstester av spesifikke eiendeler. Basert på vår kjennskap til virksomheten har vi også vurdert ledelsens fastsettelse av kontantgenererende enheter. Vi har i tillegg gjennomført vår egen analyse for å vurdere om ledelsen har identifisert alle vesentlige eiendeler hvor en nedskrivningstest er påkrevet. Vi har ikke identifisert eiendeler hvor nedskrivningstest var nødvendig utover de som var identifisert av ledelsen. For eiendelene hvor ledelsen identifiserte en nedskrivningsindikator, evaluerte og testet vi ledelsens kontroller av nedskrivningsberegningene, inkludert forutsetningene som ble benyttet i beregningene.

Vi har vurdert de makroøkonomiske forutsetningene inkludert råvarepriser på kort og lang sikt, valutakurser, inflasjonsprognoser og diskonteringsrenten ledelsen har lagt til grunn. Vi har sammenlignet kortsiktige prisprognoser mot observerbare markedspriser som vi har innhentet fra uavhengige kilder. Vi har sammenlignet de langsiktige forutsetningene som ledelsen har brukt i sine modeller, med vurderinger som er publisert av meglere, økonomer, konsulenter og respekterte bransjeorganisasjoner. Vurderinger som vi har innhentet direkte fra primærkildene – dette har gitt oss et utvalg av tredjepartsdata som supplerer våre egne synspunkter.

Vi har også sammenlignet de enkelte bestanddelene i beregningen av diskonteringsrenten som ledelsen har brukt i nedskrivningstestene, mot markedsdata for å vurdere om diskonteringsrenten er for lav. De viktigste bestanddelene er risikofri rente, markedsrisikopremie og finansieringsstruktur (gjeldsgrad og gjelds- og egenkapitalkostnad). I forbindelse med testingen av disse forutsetningene har vi benyttet oss av verdsettelsesekspertiser fra KPMG.

For eiendelene der ledelsen identifiserte en nedskrivningsindikator, har vi vurdert verdsettelsesmetoden og estimatene på fremtidige kontantstrømmer, samt utfordret ledelsen på om estimatene er rimelige når man tar hensyn til

- ledelsens prognoser om råvarepriser, valutakurser og inflasjon
- produksjons- og reserveestimer
- investerings- og driftsbudsjetter samt oppnådde resultater; og
- tidligere års estimater

Vi har vurdert om verdsettelsesmodellene er matematisk nøyaktige, og hvorvidt nedskrivningen (reverseringen) er nøyaktig bokført i regnskapet.

Vi har vurdert om sensitivitetsanalysen i note 10 *Varige driftsmidler*, på en hensiktsmessig måte beskriver hvor eksponert konsernet er for ytterligere nedskrivninger dersom fremtidige råvarepriser skulle avvike fra ledelsens prognoser.

Vi har vurdert og testet ledelsens kontroller knyttet til prosessen for å vurdere om bokført verdi av aktiverte letekostnader og anskaffelseskost for olje- og gasslisenser ikke lenger kan forsvares. Basert på våre revisjonshandlinger utført på leteporteføljen er vår vurdering at nedskrivningene og resterende bokførte beløp er rimelige.

Skatt

Konsernet har virksomhet i mange land, og hvert land har sitt eget skatteregime. Ledelsen gjør vurderinger og estimater for usikre skatteposisjoner.

Konsernet har vesentlige utsatte skattefordeler og ikke- balanseførte skattemessige, hvorav størstedelen av de skattemessige tapene er i USA. Tidshorisonten for å få realisert slike eiendeler kan være lang, og ledelsen må bruke vesentlig grad av skjønn for å vurdere hvorvidt utsatt skattefordel skal innregnes, og å vurdere hvor mye av eiendelen som eventuelt skal innregnes.

I tillegg bruker ledelsen stor grad av skjønn for å estimere avsetninger knyttet til usikre skatteposisjoner og/eller tilhørende noteopplysninger. Disse oppstår normalt i land hvor skattebidraget fra olje- og gassindustrien til nasjonalbudsjettet er vesentlig, og der skatteregimene og administrasjonen av skatteinngangen er umodne og/eller under utvikling.

Den vesentligste usikre skatteposisjonen er tvisten med det angolanske finansdepartementet vedørende konsernets deltakelse i Block 4, Block 15, Block 17 og Block 31 på den angolanske kontinentalsokkelen. Tvisten gjelder "profit oil" og skatt på virksomhet mellom 2002 og 2012. Videre har norske skattemyndigheter utstedt et varsel om endring av ligning vedrørende transaksjoner mellom Statoil Coordination Center (SCC) i Belgia og de norske selskapene i konsernet. Saken gjelder SCCs kapitalstruktur og overholdelse av prinsippet om armlengdes avstand. I tillegg har brasilianske skattemyndigheter utstedt en skatteligning for 2011 hvor de ikke er enige i fordelingen av vederlaget mellom selskapene og eiendelene involvert ved salget av 40-prosentandelen i Peregrino-feltet til Sinochem i 2011.

Vi henviser til note 9 Skatter og note 23 Andre forpliktelser i konsernregnskapet.

Vi har vurdert og testet ledelsens kontroller knyttet til prosessen for innregning av utsatt skattefordel, fastsettelse av ikke balanseførte skattemessige tap og fastsettelse av avsetninger for usikre skatteposisjoner med tilhørende noteopplysninger.

I vurderingen av i hvor stor grad eiendeler ved utsatt skatt skal innregnes, har ledelsen brukt langsiktige prognoser for råvarepriser og valutakursforutsetninger som beskrevet i sentrale forhold ved revisjonen om verdsettelse av oppstrømseiendeler, inklusive eiendeler under tilvirkning, aktiverte leteknostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser. Vi har utfordret ledelsen på de viktigste forutsetningene de har lagt til grunn, og vi har kontrollert om disse forutsetningene stemmer overens med langsiktige forretningsplaner som brukes av ledelsen for å styre og overvåke utviklingen i virksomheten.

Vi har gjennomført detaljerte tester rettet mot skatteposisjoner i vesentlige jurisdiksjoner hvor konsernet driver virksomhet, ved å bruke våre lokale skatteeksperter der det har vært formålstjenlig. Vi har undersøkt og vurdert korrespondansen med skattemyndigheter og konsernets skatterådgivere og dokumenter i forbindelse med skatteinspeksjoner/-saker der det har vært hensiktsmessig. Vi vurderte beregningene ledelsen benyttet for å fastsette avsetninger for usikre skatteposisjoner basert på vår kjennskap til konsernets standpunkt i sakene og skattemyndighetenes standpunkt i sakene. Vi vurderer det slik at avsetninger for usikre skatteposisjoner og tilhørende noteopplysninger er tilstrekkelige. Vi ønsker også å fremheve at det er stor iboende usikkerhet knyttet til noen av disse skatteposisjonene.

Estimerte fjerningsforpliktelser

Konsernet pådrar seg forpliktelser til å demontere og fjerne innretninger samt for å utbedre området innretningen står på, tilbake til opprinnelig stand. Ledelsen bruker betydelig grad av skjønn i arbeidet med å estimere fjerningsforpliktelsene som følge av den iboende kompleksiteten som ligger i det å estimere fremtidige kostnader, og fordi det foreligger begrenset erfaringsmateriale med hensyn til sammenligning av estimerte fremtidige fjerningskostnader med faktiske pådratte kostnader. De viktigste forutsetningene omfatter fremtidige fjerningskostnader, valutakursforutsetninger og inflasjonsrater.

Vi viser til note 20 Avsetninger i konsernregnskapet.

Vi utfordret ledelsen på de viktigste forutsetningene som er lagt til grunn i ledelsens årlige prosess for å fastsette størrelsen på fjerningsforpliktelsen. Vi har i vår testing lagt vekt på de forutsetningene som har hatt størst innvirkning på fjerningsforpliktelsen – hvilke disse er, har vi funnet ved hjelp av vår sensitivitetsanalyse.

For å vurdere forventede fremtidige fjerningskostnader har vi testet om tekniske innsatsfaktorer som antall brønner, vekten til innretningen og lengden på rørledninger som er brukt i beregningen, stemmer overens med tekniske vurderinger av de relevante feltene. Vi har også vurdert forventede rigg-rater, ved å bruke eksterne markedsdata og historiske riggkontrakter. Våre revisjonshandlinger utført på valutakursforutsetninger og inflasjonsrater var en integrert del av vår vurdering av forutsetninger som er brukt i nedskrivningstester. Vi viser til vår angrepsvinkel som er beskrevet i sentrale forhold i revisjonen om verdsettelse av oppstrømseiendeler inklusive eiendeler under tilvirkning, aktiverte leteknostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser.

Basert på våre revisjonshandlinger vurderer vi ledelsens estimat av fjerningsforpliktelsen 31. desember 2016 som rimelig

Øvrig informasjon

Ledelsen er ansvarlig for øvrig informasjon. Øvrig informasjon består av kapitlene introduksjon, strategisk rapport, eierstyring og selskapsledelse og annen informasjon inkludert i årsrapporten, men inkluderer ikke årsregnskapet og revisjonsberetningen.

Vår uttalelse om revisjonen av årsregnskapet dekker ikke øvrig informasjon og note 27 *Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass* i konsernregnskapet, og vi attesterer ikke den øvrige informasjonen.

I forbindelse med revisjonen av årsregnskapet er det vår oppgave å lese øvrig informasjon med det formål å vurdere hvorvidt det foreligger vesentlig inkonsistens mellom øvrig informasjon og årsregnskapet, kunnskap vi har opparbeidet oss under revisjonen, eller hvorvidt den tilsynelatende inneholder vesentlig feilinformasjon.

Dersom vi konkluderer med at den øvrige informasjonen inneholder vesentlig feilinformasjon er vi pålagt å rapportere det. Vi har ingenting å rapportere i så henseende.

Styrets og daglig leders ansvar for årsregnskapet

Styret og daglig leder (ledelsen) er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettviseende bilde, for selskapsregnskapet i samsvar med forenklet anvendelse av internasjonale regnskapsstandarter etter regnskapsloven § 3-9, og for konsernregnskapet i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU. Ledelsen er også ansvarlig for slik intern kontroll som den finner nødvendig for å kunne utarbeide et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Ved utarbeidelsen av årsregnskapet er ledelsen ansvarlig for å ta standpunkt til selskapets og konsernets evne til fortsatt drift, og på tilbørlig måte å opplyse om forhold av betydning for fortsatt drift. Forutsetningen om fortsatt drift skal legges til grunn for årsregnskapet med mindre ledelsen enten har til hensikt å avvike konsernet eller å legge ned virksomheten, eller ikke har noe realistisk alternativ til dette.

Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet

Vårt mål med revisjonen er å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller utilsiktede feil, og å avgi en revisjonsberetning som inneholder vår konklusjon. Betryggende sikkerhet er en høy grad av sikkerhet, men ingen garanti for at en revisjon utført i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, alltid vil avdekke vesentlig feilinformasjon som eksisterer. Feilinformasjon kan oppstå som følge av misligheter eller utilsiktede feil. Feilinformasjon blir vurdert som vesentlig dersom den enkeltvis eller samlet med rimelighet kan forventes å påvirke økonomiske beslutninger som brukerne foretar basert på årsregnskapet.

Som del av en revisjon i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, utøver vi profesjonelt skjønn og utviser profesjonell skepsis gjennom hele revisjonen. I tillegg:

- identifiserer og anslår vi risikoen for vesentlig feilinformasjon i regnskapet, enten det skyldes misligheter eller utilsiktede feil. Vi utformer og gjennomfører revisjonshandlinger for å håndtere slike risikoer, og innhenter revisjonsbevis som er tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon. Risikoen for at vesentlig feilinformasjon som følge av misligheter ikke blir avdekket, er høyere enn for feilinformasjon som skyldes utilsiktede feil, siden misligheter kan innebære samarbeid, forfalskning, bevisste utelatelser, uriktige fremstillinger eller overstyring av intern kontroll
- opparbeider vi oss en forståelse av den interne kontroll som er relevant for revisjonen, for å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll.
- evaluerer vi om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimatene og tilhørende noteopplysninger utarbeidet av ledelsen er rimelige
- konkluderer vi på hensiktsmessigheten av ledelsens bruk av fortsatt drift-forutsetningen ved avleggelsen av regnskapet, basert på innhentede revisjonsbevis, og hvorvidt det foreligger vesentlig usikkerhet knyttet til hendelser eller forhold som kan skape tvil av betydning om selskapets evne til fortsatt drift. Dersom vi konkluderer med at det eksisterer vesentlig usikkerhet, kreves det at vi i revisjonsberetningen henleder oppmerksomheten på tilleggsopplysningene i regnskapet, eller, dersom slike tilleggsopplysninger ikke er tilstrekkelige, at vi modifierer vår konklusjon om årsregnskapet og årsberetningen. Våre konklusjoner er basert på revisjonsbevis innhentet inntil datoen for revisjonsberetningen. Etterfølgende hendelser eller forhold kan imidlertid medføre at selskapet ikke fortsetter driften
- evaluerer vi den samlede presentasjonen, strukturen og innholdet, inkludert tilleggsopplysningene, og hvorvidt årsregnskapet representerer de underliggende transaksjonene og hendelsene på en måte som gir et rettviseende bilde
- innhenter vi tilstrekkelig og hensiktsmessig revisjonsbevis vedrørende den finansielle informasjonen til enhetene eller forretningsområdene i konsernet for å kunne gi uttrykk for en mening om det konsoliderte regnskapet. Vi er ansvarlige for å lede, følge opp og gjennomføre konsernrevisjonen. Vi alene er ansvarlige for vår revisjonskonklusjon

Vi kommuniserer med styret blant annet om det planlagte omfanget av revisjonen og til hvilken tid revisjonsarbeidet skal utføres. Vi utveksler også informasjon om forhold av betydning som vi har avdekket i løpet av revisjonen, herunder om eventuelle svakheter av betydning i den interne kontrollen.

Vi gir styret en uttalelse om at vi har etterlevd relevante etiske krav til uavhengighet, og om at vi har kommunisert og vil kommunisere med dem alle relasjoner og andre forhold som med rimelighet kan tenkes å kunne påvirke vår uavhengighet, og, der det er relevant, om tilhørende forholdsregler.

Av de sakene vi har kommunisert med styret, tar vi standpunkt til hvilke som var av størst betydning for revisjonen av årsregnskapet for den aktuelle perioden, og som derfor er sentrale forhold ved revisjonen. Vi beskriver disse sakene i revisjonsberetningen med mindre lov eller forskrift hindrer offentliggjøring av saken, eller dersom vi, i ekstremt sjeldne tilfeller, beslutter at en sak ikke skal omtales i beretningen siden de negative konsekvensene av en slik offentliggjøring med rimelighet må forventes å oppveie allmennhetens interesse av at saken blir omtalt.

Uttalelse om øvrige lovmessige krav

Konklusjon om årsberetningen

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen og i redegjørelsene om eierstyring og selskapsledelse om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av tap er konsistente med årsregnskapet og i samsvar med lov og forskrifter.

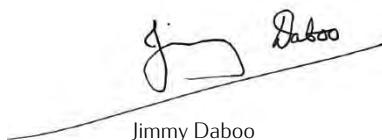
Konklusjon om registrering og dokumentasjon

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nødvendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge.

Oslo 9. mars 2017
KPMG



Mona Larsen
Statsautorisert revisor⁵


Jimmy Daboo

⁵ Utpekt av KPMG AS som ansvarlig revisor etter Lov om revisjon og revisorer §2-2



Tilleggs- informasjon

Aksjonærinformasjon	227
Non-GAAP måltall	238
Myndighetsbetalinger	243
Erklæringer	259
Uttrykk og forkortelser	262

5.1 AKSJONÆR-INFORMASJON

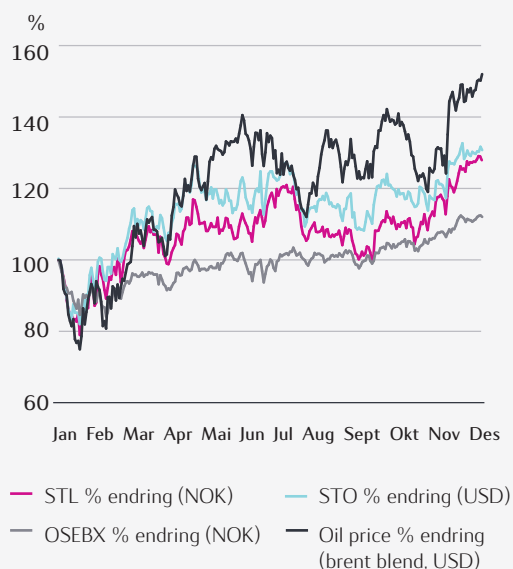
Statoil er det største selskapet som er notert på Oslo Børs og aksjen omsettes under tickerkodene STL. Statoil er også notert på New York Stock Exchange under tickerkodene STO, hvor omsetningen skjer i

form av amerikanske depotaksjer (American Depositary Shares, ADS).

Statoils aksjer har vært notert på Oslo Børs helt siden vår første offentlige emisjon den 18. juni 2001. Depotaksjene som omsettes på New York Stock Exchange bevitnes med depotbevis (American Depositary Receipts, ADR), og hver ADS representerer en ordinær aksje.

Statoilaksjen	2016	2015	2014	2013	2012
Aksjekurs STL (lav) (NOK)	97,90	116,30	120,00	123,00	133,80
Aksjekurs STL (gjennomsnitt) (NOK)	133,50	137,59	166,41	136,72	146,97
Aksjekurs STL (høy) (NOK)	159,80	160,80	194,80	147,70	162,40
Aksjekurs STL (årsslutt) (NOK)	158,40	123,70	131,20	147,00	139,00
Aksjekurs STO (lav) (USD)	11,38	13,42	15,82	20,14	22,15
Aksjekurs STO (gjennomsnitt) (USD)	15,92	17,11	26,52	23,32	25,29
Aksjekurs STO (høy) (USD)	18,51	21,31	31,91	27,00	28,92
Aksjekurs STO (årsslutt) (USD)	18,24	13,96	17,61	24,13	25,04
STL markedsverdi (NOK milliarder)	514	394	418	469	443
STL daglig omsetning (millioner aksjer)	4,7	5,1	3,7	3,0	4,3
Ordinære aksjer utestående, årsslutt	3.245.049.411	3.188.647.103	3.188.647.103	3.188.647.103	3.188.647.103

Statoil aksjeutvikling 2016



Per 31. desember 2016 sto Statoil for 23,24% av den samlede verdien av selskapene som er registrert på Oslo Børs, med en markedsverdi på 514 milliarder NOK. Samlet aksjonæravkastning for 2016 var på 35,4%.

Grafen viser utviklingen i kursen for Statoil-aksjen sammenlignet med oljeprisen og indeksen på Oslo Børs (OSEBX). Omsetningen av aksjer er et mål på handelsvolumet. I gjennomsnitt ble det omsatt 4,62 millioner Statoil-aksjer på Oslo Børs hver dag i 2016, sammenlignet med 5,1 millioner aksjer i 2015. I 2016 sto Statoil-aksjen for 15% av den samlede markedsverdien som ble omsatt gjennom året, noe som er på samme nivå som i 2015.

Statoil ASA har en aksjeklasse, og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen. Statoil ASA hadde 3.245.049.411 ordinære utestående aksjer ved utgangen av året. Per 31. desember 2016 hadde Statoil 91.128 aksjonærer registrert i Verdipapirsentralen (VPS), noe som er en nedgang fra 91.774 aksjonærer per 31. desember 2015.

Aksjekurser

Dette er de rapporterte høyeste og laveste kursnoteringene ved børs slutt for ordinære aksjer på Oslo børs og børsen i New York for de angitte periodene. De er hentet fra børs kurslisten for Oslo Børs, og høyeste og laveste salgskurs for amerikanske depotaksjer (ADR) som rapportert på «New York Stock Exchange composite tape».

Aksjekurs	NOK per ordinære aksje		USD per ADS	
	Høy	Lav	Høy	Lav
For regnskapsåret				
2012	162,40	133,80	28,92	22,15
2013	147,70	123,00	27,00	20,14
2014	194,80	120,00	31,91	15,82
2015	160,80	116,30	21,31	13,42
2016	159,80	97,90	18,51	11,38
Kvartalets slutt				
Mandag, 31. mars, 2015	149,80	125,80	19,62	16,25
Mandag, 30. juni, 2015	160,80	140,10	21,31	17,59
Onsdag, 30. september, 2015	141,40	116,30	17,56	13,85
Torsdag, 31. desember, 2015	145,60	118,70	17,74	13,42
Torsdag, 31. mars, 2016	135,50	97,90	16,01	11,38
Torsdag, 30. juni, 2016	144,80	122,40	17,68	14,66
Fredag, 30. september, 2016	149,80	124,00	17,74	15,07
Fredag, 30. desember, 2016	159,80	129,30	18,51	15,86
Opp til og inkludert 8. mars, 2017	162,90	97,90	19,21	11,38
Måned				
September 2016	135,00	124,00	16,80	15,07
Oktober 2016	140,70	133,90	17,30	16,24
November 2016	146,40	129,30	17,40	15,86
Desember 2016	159,80	147,30	18,51	18,51
Januar 2017	162,90	153,40	19,21	18,47
Februar 2017	156,50	147,10	18,81	17,41
Opp til og inkludert 8. mars, 2017	162,90	122,40	19,21	14,66

Utbyttepolitikk og utbytte

Det er Statoils ambisjon å øke den årlige utbyttebetalingen, målt i USD per aksje, i takt med selskapets langsiktige underliggende inntjening.

Styret vedtar utbytte for første, andre og tredje kvartal basert på en fullmakt fra generalforsamlingen, mens generalforsamlingen vedtar utbyttet for fjerde kvartal og dermed implisitt samlet årlig utbytte, basert på styrets anbefaling. Styret vil vurdere forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av kvartalsvise utbyttebetalinger og når totalt årlig utbyttelnivå anbefales.

I tillegg til å betale kontantutbytte, kan Statoil kjøpe tilbake egne aksjer som en del av samlet kapitaldistribusjon til eierne. Generalforsamlingen kan stemme for å redusere, men ikke øke, utbyttet for fjerde kvartal som er anbefalt av styret. Det er Statoils intensjon å betale kvartalsvis utbytte. Statoil kunngjør utbytteutbetalingen i forbindelse med fremlegging av

kvartalsresultatene. Utbetaling av kvartalsvis utbytte ventes å skje innen seks måneder etter kunngjøringen av utbyttet.

Styret foreslår for generalforsamlingen et utbytte på 0,2201 USD per aksje for fjerde kvartal 2016, og at det toårige utbytteaksjeprogrammet som startet i fjerde kvartal 2015 videreføres. Utbytteaksjeprogrammet gir aksjonærene et valg mellom å motta kvartalsvise utbytter enten i form av kontanter eller i form av nytutstedte aksjer i Statoil, med 5 % rabatt for fjerde kvartal 2016. Den 11. mai 2016 inngikk Statoil og den norske stat en toårig avtale hvor staten skal benytte den delen av sitt kvartalsvise utbytte som er nødvendig for å tegne det antall aksjer som gjør at staten opprettholder sin eierandel på 67 % i Statoil. Den delen av statens utbytte som ikke benyttes til oppgjør av utbytteaksjer, skal utbetales i kontanter. Mer informasjon om utbytte og vårt utbytteaksjeprogram finnes på våre nettsider Statoil.com.

Følgende tabell viser utbetalt kontantutbytte til alle aksjonærer siden 2011, per aksje og totalt.

For regnskapsåret	Ordinært utbytte per aksje								Ordinært utbytte per aksje
	Valuta	1.kv	Valuta	2.kv	Valuta	3.kv	Valuta	4.kv	
2012									NOK 6,7500
2013									NOK 7,0000
2014	NOK	1,8000	NOK	1,8000	NOK	1,8000	NOK	1,8000	NOK 7,2000
2015	NOK	1,8000	NOK	-	NOK	-	NOK	-	NOK 1,8000
2015	USD	-	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD 0,6603
2016	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD 0,8804

Forslaget til utbytte for fjerde kvartal 2016 vil behandles på generalforsamlingen 11. mai 2017. Statoil-aksjen vil noteres eksklusive utbytte fra og med 12. mai 2017 og utbyttet vil utbetales sent i juni 2017. For eiere av amerikanske depotaksjer vil datoen for notering eksklusive utbytte være 11. mai 2017, mens forventet utbetaling og allokering av nye utbytteaksjer for ADR-eiere vil skje i juni 2017.

Utbytte i kroner per aksje vil beregnes og kunngjøres fire virkedager etter registreringsdato for aksjonærer på Oslo Børs. Utbytte i norske kroner vil være basert på gjennomsnittlig valutakurs USD/NOK satt av Norges Bank i perioden pluss/minus tre virkedager fra registreringsdato, til sammen sju virkedager.

Tilbakekjøp av aksjer

For perioden 2013-2016 fikk styret fullmakt fra generalforsamlingen til å kjøpe tilbake Statoil-aksjer i markedet for påfølgende sletting. Vi har ikke foretatt noe tilbakekjøp av aksjer basert på denne fullmakten.

Statoil har intensjon om å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen i mai 2017. Statoil vil bruke tilbakekjøp av aksjer mer aktivt i tiden framover, basert på en vurdering av balansen.

AKSJER KJØPT AV UTSTEDER

Aksjer kjøpes i markedet for overføring til ansatte i forbindelse med aksjespareplanen innenfor de begrensninger som er fastsatt av styret. Det ble ikke kjøpt tilbake aksjer i markedet for påfølgende sletting i 2016.

Statoils aksjespareplan

Siden 2004 har Statoil hatt en aksjespareplan for selskapets ansatte. Formålet med planen er å styrke bedriftskulturen og oppmuntre til lojalitet blant de ansatte ved at de blir medeiere i selskapet.

Gjennom jevnlig lønnstrekk kan ansatte investere opptil fem prosent av grunnlønnen i Statoil-aksjer. I tillegg bidrar selskapet med 20 prosent av den samlede aksjeinvesteringen som gjøres av ansatte i Norge, opptil et maksimalt beløp på 1.500 kroner i året. Bidraget fra

selskapet er en skattefri fordel for ansatte i henhold til gjeldende norsk lov. Etter en bindingstid på to kalenderår, vil det utdeles en bonusaksje for hver aksje som er kjøpt. I henhold til norsk lov er bonusaksjen en skattepliktig fordel med en verdi som tilsvarer verdien på aksjene og som beskattes på det tidspunktet bonusaksjene deles ut.

Styret har fullmakt til å kjøpe Statoil-aksjer i markedet på vegne av selskapet. Fullmakten gjelder fram til neste generalforsamling, men ikke lenger enn 30. juni 2017. Denne fullmakten erstatter tidligere fullmakt til å kjøpe egne aksjer for gjennomføring av aksjespareplanen som ble godkjent av generalforsamlingen 19. mai 2015. Statoil har intensjon om å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen. Statoil vil bruke tilbakekjøp av aksjer mer aktivt i tiden framover, basert på en vurdering av balansen.

Perioden aksjene ble tilbakekjøpt	Antall tilbakekjøpte aksjer	Gjennomsnittlig aksjepris i NOK	Totalt antall tilbakekjøpte aksjer som del av program	Maksimum antall aksjer som kan bli tilbakekjøpt under programmets autorisasjon
jan. 16.	878.834	102,6997	5.821.999	8.178.001
feb. 16.	745.858	117,5826	6.567.857	7.432.143
mar. 16.	700.095	127,9825	7.267.952	6.732.048
apr. 16.	682.975	130,5009	7.950.927	6.049.073
mai. 16.	657.216	135,2827	8.608.143	5.391.857
jun. 16.	665.179	133,1370	665.179	13.334.821
jul. 16.	589.151	149,4623	1.254.330	12.745.670
aug. 16.	653.493	134,1070	1.907.823	12.092.177
sep. 16.	703.884	124,1965	2.611.707	11.388.293
okt. 16.	627.062	138,7885	3.238.769	10.761.231
nov. 16.	631.197	137,8332	3.869.966	10.130.034
des. 16.	567.259	153,3690	4.437.225	9.562.775
jan. 17.	520.716	162,6375	4.957.941	9.042.059
feb. 17.	577.674	147,8341	5.535.615	8.464.385
Totalt	9.200.593 ¹⁾	144,3980 ²⁾		

1) Alle tilbakekjøpte aksjer har blitt kjøpt i det åpne markedet og i henhold til fullmakten nevnt ovenfor.

2) Vektet gjennomsnittlig pris per aksje

Avgifter i Statoils ADR-program

Avgifter og omkostninger for eiere av amerikanske depotaksjer (ADS).

Deutsche Bank Trust Company Americas har vært depotbank fra 31. januar 2013, og krever inn avgift for utstedelse eller innløsning av depotaksjer direkte fra investorer som deponerer aksjer eller innløser depotaksjer med formål om å trekke seg ut, eller fra mellomledd som

opptrer på deres vegne. Depotbanken krever inn avgift fra investorene ved å trekke den fra beløp som skal utbetales, eller ved å selge en andel av den aktuelle eiendelen til dekning av avgiften. Depotbanken kan avslå å yte avgiftsbelagte tjenester inntil avgiften for den aktuelle tjenesten er betalt.

Depotbankens avgifter er som følger:

Personer som deponerer eller løser inn aksjer må betale:	For:
5,00 USD (eller mindre) pr. 100 ADS (eller andel av 100 ADS)	Utstedelse av ADS, inkludert utstedelser som følge av utdeling av aksjer eller rettigheter eller annen eiendom Kansellering av ADS med formål om å trekke seg ut, herunder også om deponeringsavtalen avsluttes
0,02 USD (eller mindre) pr. ADS, med forbehold om selskapets godkjenning	All utdeling av kontantbeløp til registrerte ADS-eiere
0,05 USD (eller mindre) pr. ADS, med forbehold om selskapets godkjenning	For drift og forvaltningskostnader knyttet til administrasjon av ADR-programmet
Et gebyr tilsvarende gebyret som ville vært ilagt dersom de utdelte verdipapirene hadde vært aksjer og aksjene hadde vært deponert for utstedelse av depotaksjer (ADS)	Utdeling av verdipapirer fra depotbanken til registrerte eiere av ADS. (må være noe feil med kildeteksten her? - har tolket litt)
Registrerings- eller overføringsgebyr	Overføring og registrering av aksjer i vårt aksjeregister til eller fra navnet på depotbanken eller dennes agent når du deponerer eller trekker tilbake aksjer
Utgifter for depotbanken	Overføringer via kabel, teleks eller faksimile (som angitt i depotavtalen) Konvertering av valuta til USD
Avgifter og andre nasjonale gebyrer som depotbanken eller oppbevaringsinstitusjonen må betale for en depotaksje (ADS) eller depotaksjens underliggende aksje, for eksempel overføringsgebyr, stempelavgift eller kildeskatt	Etter behov
Eventuelle omkostninger som depotbanken eller dennes agent pådrar seg i forbindelse med deponerte verdipapirene	Etter behov

Refusjoner, tilbakebetalinger og gebyrer som refundert av depotbanken

Depotbanken har sagt ja til å refundere visse utgifter som selskapet pådrar seg i forbindelse med ADR-programmet. For året som ble avsluttet 31. desember 2016, tilbakebetalte depotbanken om lag 1,29 millioner US-dollar til selskapet i forbindelse med visse utgifter, blant annet knyttet til investorrelasjoner, vedlikehold av ADR-programmet, honorar til juridisk rådgivning, trykking og ADR-sertifikater.

Depotbanken har også sagt ja til å gi avkall på gebyrer for kostnader forbundet med administrasjon av ADR-programmet, og har betalt visse utgifter direkte til tredjeparter på vegne av selskapet. Betalingene til tredjeparter omfatter blant annet dekning av utgifter til rapporteringstjenester, gebyrer for tilgang til nettbasert plattform, omregistreringskostnader som er dekket av oppbevaringsinstitusjonen og kostnader knyttet til trykking og postlegging av dokumenter i forbindelse med generalforsamlingen. For året som ble avsluttet 31. desember 2016, betalte depotbanken utgifter på om lag 214.814 US-dollar direkte til tredjeparter.

BESKATNING

Dette avsnittet beskriver vesentlige norske skattemessige konsekvenser for aksjonærer som er hjemmehørende i Norge og for aksjonærer som ikke er hjemmehørende i Norge (utenlandske aksjonærer) i forbindelse med erverv, eierskap og salg av aksjer og Amerikanske Depot Aksjer (depotaksjer). Betegnelsen "aksjonær" anvendes om både eiere av aksjer og eiere av depotaksjer, om ikke annet er uttrykkelig angitt.

Norske skatteforhold

Denne fremstillingen gir ingen fullstendig beskrivelse av alle skatteregler som kan være relevante (dvs. for investorer som kan være omfattet av spesielle regler), og er basert på gjeldende lov og praksis. Aksjonærer bør ta kontakt med profesjonelle skatterådgivere for vurdering av individuelle skattekonsekvenser.

Skatt på utbytte

Selskapsaksjonærer (dvs. aksjeselskaper og lignende enheter) som er skattemessig hjemmehørende i Norge er normalt gjenstand for norsk beskatning på utbytte fra norske selskaper. Skattegrunnlaget er 3% av mottatt utbytte, som beskattes med skattesatsen for alminnelig inntekt. Skattesatsen for alminnelig inntekt er redusert fra 25% i 2016 til 24% i 2017.

Personlige aksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i Norge er gjenstand for alminnelig inntektsbeskatning (redusert fra 25% i 2016 til 24% i 2017) i Norge for utbytte utover et sjablonmessig fastsatt fradrag (skjermingsfradrag). I 2017 skal imidlertid utbytte utover skjermingsfradraget oppjusteres med en faktor på 1,24 før det medregnes i den alminnelige inntekten, noe som gir en effektiv skattesats på 29,76% (24% x 1,24). Skjermingsfradraget beregnes for den enkelte aksje eller depotaksje og svarer som utgangspunkt til aksjens eller depotaksjens kostpris multiplisert med en årlig risikofri rente (skjermingsrente). Skjermingsfradrag for ett år som overstiger utbyttet som er utdelt på aksjen eller depotaksjen (ubenyttet skjermingsfradrag) kan fremføres til senere år og trekkes fra framtidig utbytte som mottas på samme aksje eller depotaksje (eller gevinst ved realisering av disse, se under). Ubenyttet skjermingsfradrag vil også legges til grunnlaget for beregning av skjermingsfradrag for samme aksje eller depotaksje året etter.

Utenlandske aksjonærer er som regel gjenstand for kildebeskatning med 25% på utbytte fra norske selskaper. Ansvaret for å trekke kildeskatt ligger hos selskapet som deler ut utbytte til utenlandske aksjonærer. Kildeskatteplikten gjelder ikke for selskapsaksjonærer i EØS-området som dokumenterer at de er reelt etablert og driver reell økonomisk aktivitet i EØS-området, såfremt Norge har rett til å motta informasjon fra den staten selskapsaksjonæren er hjemmehørende i henhold til skatteavtale eller annen internasjonal traktat. Dersom det ikke eksisterer noen slik avtale eller traktat med staten selskapsaksjonæren er hjemmehørende i, kan selskapsaksjonæren i stedet legge fram en bekreftelse fra skattemyndighetene i den aktuelle staten som bekrefter dokumentasjonen. Personlige aksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i EØS-området kan søke norske skattemyndigheter om refusjon dersom kildeskatten som trekkes av det utdelende selskap overstiger skatten som ville blitt ilagt personlige aksjonærer hjemmehørende i Norge.

Kildeskatten på 25% er ofte redusert i skatteavtaler mellom Norge og andre land. Generelt gjelder at den nedsatte kildeskattesatsen kun får anvendelse for utbytte på aksjer som eies av aksjonærer som kan

bevise at de er virkelig eier og berettiget til beskyttelse etter skatteavtalen.

For eiere av aksjer og depotaksjer som er deponert i Deutsche Bank Trust Company Americas (Deutsche Bank) kan dokumentasjon som viser at eieren er berettiget til vern etter skatteavtale med Norge gis til Deutsche Bank. Deutsche Bank har fått tillatelse av norske skattemyndigheter til å motta utbytte fra oss for videre fordeling til virkelig eier av aksjer og depotaksjer med trekk etter kildeskattesatsen i den aktuelle skatteavtalen.

Utbytte utbetalt til aksjonærer (enten direkte eller via den som holder aksjene eller depotaksjene i depot) som ikke har fremlagt for den relevante part påkrevd dokumentasjon som viser at de har rett til den reduserte satsen, vil bli gjenstand for 25% kildeskattetrekk. I slike tilfelle må de virkelige eierne søke Sentralskattekontoret for utenlandssaker om refusjon av overskytende kildeskatt.

Selskapsaksjonærer som eier aksjene eller depotaksjene i direkte tilknytning til virksomhet som drives i Norge er ikke kildeskattepliktige. For slike aksjonærer skal 3% av mottatt utbytte beskattes som alminnelig inntekt (skattesatsen er redusert fra 25% i 2016 til 24% i 2017).

Beskatning ved realisasjon av aksjer og depotaksjer

Selskapsaksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i Norge skal ikke svare skatt i Norge på gevinst ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer i norske selskaper. Tap ved realisasjon er ikke fradragsberettiget.

Personlige aksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i Norge skal svare skatt til Norge ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer. Gevinst eller tap i forbindelse med slik realisasjon inkluderes i personens alminnelige inntekt i realisasjonsåret, som beskattes med den alminnelige inntektsskattesatsen som er redusert fra 25% i 2016 til 24% i 2017. I 2017 skal imidlertid skattbar gevinst eller fradragsberettiget tap oppjusteres med en faktor på 1,24 før det medregnes til alminnelig inntekt, noe som gir en effektiv skattesats på 29,76% (24% x 1,24).

Skattepliktig gevinst eller fradragsberettigede tap (før oppjustering) beregnes som salgspris justert for transaksjonsutgifter minus den skattemessige inngangsverdien. En aksjonærs inngangsverdi tilsvarer normalt kostprisen for aksjene eller depotaksjene. Eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag knyttet til en aksje kan trekkes fra skattepliktig gevinst på den samme aksjen eller depotaksjen, men kan ikke føre til eller øke et fradragsberettiget tap. Videre kan eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag ikke fradragsføres i gevinst ved realisering av andre aksjer eller depotaksjer.

Dersom aksjonæren realiserer aksjer eller depotaksjer som er ervervet på forskjellig tidspunkt, skal de først ervervede aksjene eller depotaksjene anses solgt først (FIFO-prinsippet) når skattemessig gevinst eller tap skal beregnes.

Fra 2017 kan personlige aksjonærer eie børsnoterte aksjer i selskaper hjemmehørende i EØS gjennom en aksjesparekonto. Dersom vilkårene for aksjesparekontoen er oppfylt, skal skattbar gevinst på aksjer som eies gjennom aksjesparekontoen betales når det gjøres uttak fra kontoen. Tap på aksjer kommer til fradrag når kontoen avsluttes. Utbytte omfattes ikke av aksjesparekontoordningen, og vil dermed beskattes i henhold til ordinære regler som beskrevet over.

En selskapsaksjonær eller en personlig aksjonær som opphører å være skattemessig hjemmehørende i Norge etter reglene i den nasjonale lovgivningen eller skatteavtale, kan i visse tilfeller bli gjenstand for norsk utflyttingsskatt på gevinster knyttet til aksjer eller depotaksjer.

Utenlandske aksjonærer er generelt ikke skattepliktig for gevinster, og har ikke fradragsrett for tap, ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer i norske selskaper, med mindre aksjonæren driver forretningsvirksomhet i Norge og aksjene eller depotaksjene er eller har vært direkte forbundet med slik virksomhet.

Formuesskatt

Aksjene eller depotaksjene inngår i grunnlaget for beregning av formuesskatt som ilegges personer som er skattemessig hjemmehørende i Norge. Norske aksjeselskaper og enkelte andre lignende enheter er ikke formuesskattepliktige. Gjeldende marginale formuesskattesats er 0,85% av formuesverdi. Formuesverdien av børsnoterte aksjer (inkludert depotaksjer) er 90% av børsnotert verdi av slike aksjer eller depotaksjer den 1. januar i skattefastsettingsåret.

Utenlandske aksjonærer er ikke formuesskattepliktige for aksjer og depotaksjer i norske aksjeselskaper, med mindre aksjonæren er en person og aksjeposten er direkte forbundet med personens forretningsvirksomhet i Norge.

Arveavgift og gaveavgift

Det ilegges ikke arve- eller gaveavgift i Norge.

Dokumentavgift

Det ilegges ikke dokumentavgift i Norge ved salg eller kjøp av aksjer eller depotaksjer.

Skatteforhold i USA

Denne fremstillingen beskriver vesentlige føderale skattekonsekvenser for aksjonærer hjemmehørende i USA (som definert under) av å eie aksjer eller depotaksjer. Den gjelder bare for deg dersom du innehar aksjene eller depotaksjene dine som kapitaleiendeler («capital assets») for skatteformål og du ikke hører til en spesiell gruppe eiere som omfattes av egne regler, inkludert børs-/verdpapirmeglere, forsikringsselskaper, ansvarlige selskaper, personer som er gjenstand for alternativ minimumsskatt, personer som faktisk eller implisitt eier 10% eller mer av de stemmeberettigede aksjene i Statoil, personer som eier aksjer eller depotaksjer som del av en sikrings- eller konverteringstransaksjon, eller personer som har en annen funksjonell valuta enn USD.

Denne fremstillingen er basert på inntektsskatteoven "Internal Revenue Code of 1986," med endringer, lovens forhistorie, gjeldende og foreslåtte reguleringer, publiserte forvaltningsuttalelser og rettsavgjørelser, og avtalen mellom USA og kongeriket Norge med formål om å unngå dobbel beskatning og skatteunndragelse knyttet til inntekts- og formuesskatt ("Skatteavtalen"). Disse lovene er gjenstand for endringer, med muligheter for tilbakevirkende kraft. I tillegg er fremstillingen basert delvis på depotbankens fremstilling og forutsetningen om at enhver forpliktelse i depotavtalen, og eventuelle tilhørende avtaler, vil overholdes i samsvar med vilkårene i denne. For føderale inntektsskatteformål så vil du dersom du er eier av depotbevis, som bevis på depotaksjer, bli behandlet som eier av den ordinære aksjen som depotbeviset representerer. Bytte av aksjer mot depotbevis og depotbevis for aksjer vil generelt ikke være gjenstand for føderal inntektsskatt i USA.

Med «amerikansk eier» forstås en virkelig eier av aksjer eller depotaksjer som er: (i) statsborger eller hjemmehørende i USA, (ii) et innenlandsk selskap i USA, (iii) et bo hvis inntekter er gjenstand for føderal inntektsskatt i USA uavhengig av kilde, eller (iv) et fond/en trust dersom en domstol i USA kan utføre primærtilsyn med fondets/trustens administrasjon og en eller flere personer hjemmehørende i USA har fullmakt til å kontrollere alle vesentlige beslutninger i fondet.

Du bør søke råd hos egen skatterådgiver når det gjelder amerikanske føderale, statlige og lokale samt norske og andre skattemessige konsekvenser av å eie og avhende aksjer og depotaksjer i ditt særskilte tilfelle.

Skatt på utbytte

Bruttobeløpet av ethvert utbytte som utbetales av Statoil (inkludert eventuell tilbakeholdt norsk kildeskatt) fra årets eller akkumulert overskudd eller inntekt (som fastsatt for skattemessige formål hva gjelder føderal inntektsskatt i USA) er gjenstand for føderal inntektsskatt i USA når du mottar eller har rett på dette. Dersom du er en personlig amerikansk eier kan utbytte som utbetales til deg beskattes med spesielt gunstige satser som gjelder for langsiktige kapitalgevinster, så lenge aksjene eller depotaksjene er lett omsettelige i et etablert verdipapirmarked i USA i året du mottar utbyttet, eller Statoil kvalifiserer for fordeler etter Skatteavtalen. For å være berettiget til de gunstige skattesatsene må du ha eid aksjene eller depotaksjene i mer enn 60 dager i løpet av en periode på 121 dager som begynner 60 dager før dagen aksjene noteres eksklusive utbyttet, og i tillegg oppfylle visse andre krav. Utbyttet vil ikke være gjenstand for slikt fradrag for mottatt utbytte som generelt gis til selskaper i USA når det mottas utbytte fra andre selskaper i USA.

Det utbyttebeløpet du må ta til inntekt som amerikansk eier vil være USD-verdien av utbetalingen i NOK omregnet på grunnlag av spotkursen NOK/USD den dagen utbytteutbetalingen inngår i inntekten din, uavhengig av om utbetalingen faktisk konverteres til USD eller ikke. Utbetaling utover årets eller akkumulert overskudd eller inntekt, som fastsatt for føderale inntektsskatteformål, vil behandles som ikke-skattepliktig avkastning på kapital inntil den skattemessige inngangsverdien på aksjene eller depotaksjene, og ut over dette bli behandlet som skattepliktig gevinst.

Med visse begrensninger vil den norske kildeskatten på 15%, som trekkes i samsvar med Skatteavtalen og tilfaller Norge, være krediterbar eller fradragsberettiget i dine forpliktelser hva gjelder føderal inntektsskatt til USA, med mindre du kan oppnå refusjon under norsk rett. Det gjelder spesielle regler for begrensning av kredit for utenlandsk skatt når det gjelder utbytte som beskattes med de gunstige satsene. Utbytte er inntekt fra kilder utenfor USA og vil generelt, avhengig av dine forhold, være enten "passiv" eller "generell" inntekt når det gjelder å beregne ditt kreditfradrag for utenlandsk skatt. Eventuelle gevinster eller tap som oppstår som følge av svingninger i valutakursen i perioden fra du inkluderer det utbetalte utbyttet i inntekten din til du konverterer beløpet til USD, vil generelt behandles som alminnelig inntekt eller tap med amerikansk kilde, og vil ikke være berettiget til de særskilte skattesatsene.

Skatt på kapitalgevinster

Hvis du selger eller på annen måte avhender dine aksjer eller depotaksjer vil du generelt få en kapitalgevinst eller et kapitaltap for føderale inntektsskatteformål, som tilsvarer forskjellen mellom USD-verdien av beløpet du realiserer og den skattemessige

inngangsverdien på aksjene eller depotaksjene. En kapitalgevinst for en personlig, amerikansk eier blir generelt beskattet med gunstige skattesatser dersom eiendelen har vært eid mer enn ett år. Gevinsten eller tapet vil generelt anses som inntekt eller tap fra kilder i USA ved begrensning av kredit for utenlandsk skatt. Hvis du mottar utenlandsk valuta ved salg av aksjer eller depotaksjer, kan du føre ordinær inntekt eller ordinært tap fra kilde i USA som følge av valutasingninger mellom den datoen aksjene eller depotaksjene ble solgt og den datoen salgsutbyttet konverteres til USD. Du bør søke råd hos egen skatterådgiver når det gjelder hvordan du skal redegjøre for betalinger som er gjort eller mottatt i en annen valuta enn USD.

Regler for passive utenlandske investeringsselskaper (PFIC)

Vi mener aksjene og depotaksjene ikke skal anses som andeler i et PFIC for føderale inntektsskatteformål, men denne vurderingen må gjøres årlig og kan derfor være gjenstand for forandring. Hvis vi skulle bli behandlet som et PFIC, så vil en gevinst realisert ved salg eller annen disposisjon av aksjene eller depotaksjene generelt ikke bli behandlet som kapitalgevinst. I stedet, med mindre du velger årlig skattlegging på et «mark-to-market» grunnlag (virkelig verdi) når det gjelder aksjene eller depotaksjene, vil du bli behandlet som om du hadde realisert en slik gevinst og visse "overskytende utbetalinger" forholdsmessig over eierperioden for aksjene eller depotaksjene. Beløp som er allokert til det året gevinsten er realisert eller "overskytende utbetaling" er mottatt, eller til et skatteår før vi ble klassifisert som PFIC, vil beskattes med de ordinære inntektsskattesatser, og beløp som er allokert til alle andre år vil bli beskattet med den høyeste faktiske skattesatsen som gjelder for hvert slikt år som gevinsten eller utbetalingen ble allokert til, i tillegg til en rentekostnad knyttet til skatten som kan tilskrives hvert slikt år. Med visse unntak vil dine aksjer eller depotaksjer behandles som aksjer i en PFIC dersom vi har vært klassifisert som PFIC en gang i løpet av perioden du har eid aksjene eller depotaksjene. Utbytte som du mottar fra oss vil ikke beskattes med gunstige satser dersom vi behandles som PFIC i forhold til deg, enten i skatteåret utdelingen skjer eller det foregående skatteåret, men vil i stedet beskattes med satser som gjelder for ordinær inntekt.

Kildeskatt på utbetalinger til utenlandske finansinstitusjoner ved brudd på rapporteringsforpliktelser mv.

En kildeskatt på 30% vil bli ilagt visse betalinger til visse finansinstitusjoner utenfor USA som ikke oppfyller rapporteringsforpliktelser eller sertifiseringskrav med hensyn deres direkte eller indirekte aksjeeiere fra USA eller kontoholdere fra USA. For å unngå slik kildeskatt kan vi og andre finansinstitusjoner utenfor USA bli bedt om å innrapportere til IRS informasjon om eiere av aksjer og depotaksjer og å holde tilbake en andel av betalinger tilknyttet aksjer og depotaksjer til særlige eiere som ikke oppfyller relevante rapporteringskrav (eller som eier aksjene eller depotaksjer gjennom særlige mellommenn som ikke oppfyller kravene). Imidlertid gjelder ikke trekkplikten betalinger foretatt før 1. januar 2019. Implementeringen av denne lovgivningen er ikke fullført, så det er ikke mulig på nåværende tidspunkt å anslå betydningen, hvis noen, for eiere av aksjene eller depotaksjene.

VALUTAKURSER

Tabellen under viser høyeste, laveste, og gjennomsnittlig kurs og sluttkurs på den norske krone for 1 US-dollar som oppgitt av Norges Bank.

Gjennomsnittet beregnes ved å bruke de gjennomsnittlig kvartalsvise valutakursene som oppgitt av Norges Bank i den aktuelle perioden.

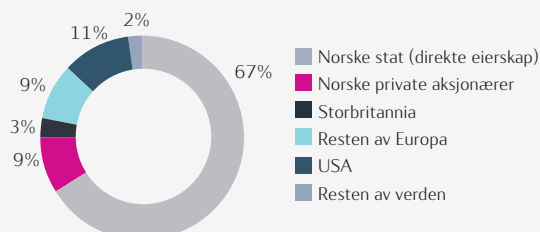
For regnskapsåret	Lav	Høy	Gjennomsnitt	Periodeslutt
2012	5,5349	6,1471	5,8172	5,5664
2013	5,4438	6,2154	5,8753	6,0837
2014	5,8611	7,6111	6,3011	7,4332
2015	7,3593	8,8090	8,0637	8,8090
2016	7,9766	8,9578	8,4014	8,6200

	Lav	Høy
2016		
September	8,0517	8,3483
Oktober	7,9766	8,2810
November	8,1780	8,6138
Desember	8,3662	8,7277
2017		
Januar	8,2641	8,6676
Februar	8,1953	8,3868
Mars (opp til og inkludert 8. mars 2017)	8,4134	8,4798

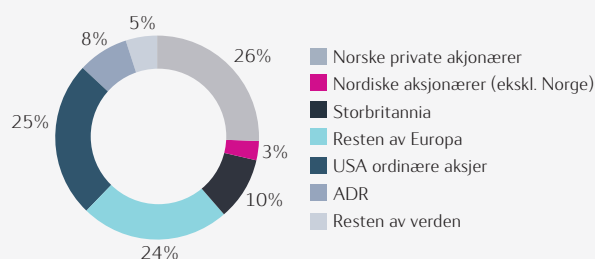
STØRSTE AKSJONÆRER

Staten er Statoils største aksjonær, med en direkte eierandel på 67%. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Eierfordeling ved utgangen av 2016



Eierfordeling ekskl. norske stat



I henhold til bytteforholdet som ble avtalt i forbindelse med fusjonen med Hydros olje- og gassaktiviteter, var statens eierandel i det fusjonerte selskapet 62,5%, eller 1 992 959 739 aksjer 1. oktober 2007. I tråd med Stortingets beslutning fra 2001 om minst to tredjedels statlig eierandel i Statoil, økte staten sin

eierandel til 67 prosent gjennom kjøp av aksjer i markedet i perioden fra juni 2008 til mars 2009. I mars 2009 kunngjorde regjeringen at staten hadde nådd en direkte eierandel på 67 prosent, og at regjeringens direkte kjøp av Statoil-aksjer var avsluttet.

Pr. 3. desember 2016 hadde staten en direkte eierandel på 67% i Statoil, og en indirekte eierandel på 3,22% gjennom Folketrygdfondet, til sammen 70,22%. Staten har også inngått en avtale hvor den, for hvert kvartalsutbytte der det tilbys utbytteaksjer, forplikter seg til å motta nytstедte aksjer for den andelen av sin aksjepost som tilsvarer den gjennomsnittlige deltakelsen blant de øvrige aksjeeierne. Dette er for å sikre at statens eierandel ikke blir påvirket av utbytteaksjeprogrammet.

Statoil har en aksjeklasse, og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen. Staten har ikke andre stemmerettigheter enn andre ordinære aksjonærer. I henhold til Allmennaksjeloven kreves minst to tredjedels flertall av de avgitte stemmene og av de stemmene som er representert på generalforsamlingen for å endre selskapets vedtekter. Så lenge staten eier mer enn en tredjedel av våre aksjer, vil den kunne forhindre eventuelle endringer i selskapets vedtekter. Siden staten, representert ved olje- og energiministeren, har mer enn to tredjedeler av aksjene i selskapet, har staten alene makt til å endre våre vedtekter. I tillegg har staten som majoritetsaksjonær makt til å kontrollere alle beslutninger på generalforsamlingen som krever en flertallsbeslutning, også valg av majoriteten i bedriftsforsamlingen, som har makt til å velge styret og godkjenne utbyttet som foreslås av styret.

Staten støtter prinsippene i "Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse," og har erklært at den forventer at selskaper med statlig eierskap følger anbefalingen. Prinsippet om å sikre likebehandling av ulike grupper av aksjonærer er et nøkkelement i statens egne retningslinjer. I selskaper hvor staten er aksjeeier sammen med andre, ønsker staten å utøve de samme rettigheter og forpliktelser som alle andre aksjeeiere, og ikke opptre på en måte som har ugunstig effekt på andre aksjeeieres rettigheter eller økonomiske interesser. I tillegg til prinsippet om likebehandling av aksjonærer, legges det også vekt på åpenhet når det gjelder statens eierandel og på at generalforsamlingen er riktig arena for eierbeslutninger og formelle vedtak.

Aksjeeiere per desember 2016	Antall aksjer	Eierandel i %
1 Den Norske Stat	2.174.183.105	67,00%
2 Folketrygdfondet	104.403.441	3,22%
3 BlackRock Institutional Trust Company, N.A.	29.242.733	0,90%
4 Lazard Asset Management, L.L.C.	28.711.525	0,88%
5 SAFE Investment Company Limited	24.698.519	0,76%
6 INVESCO Asset Management Limited	22.281.500	0,69%
7 Fidelity Management & Research Company	21.301.248	0,68%
8 The Vanguard Group, Inc.	21.120.974	0,65%
9 State Street Global Advisors (US)	18.293.972	0,61%
10 Schroder Investment Management Ltd. (SIM)	19.493.851	0,60%
11 Storebrand Kapitalforvaltning AS	17.611.950	0,54%
12 KLP Forsikring	16.761.633	0,52%
13 DNB Asset Management AS	16.032.525	0,49%
14 UBS Asset Management (UK) Ltd.	12.890.335	0,40%
15 Fidelity Worldwide Investment (UK) Ltd.	11.731.543	0,36%
16 TIAA Global Asset Management	11.413.046	0,35%
17 Allianz Global Investors GmbH	11.397.417	0,35%
18 Epoch Investment Partners, Inc.	11.194.404	0,35%
19 Legal & General Investment Management Ltd.	10.152.188	0,31%
20 AXA Investment Managers UK Ltd.	9.304.532	0,29%

Kilde: Data hentet fra tredjepart, autorisert av Statoil, desember 2016.

5.2 REGNSKAPSSTANDARDER (IFRS) OG non-GAAP MÅLTALL

Siden 2007 har Statoil utarbeidet sitt konsernregnskap i samsvar med internasjonale standarder for regnskapsrapportering (International Financial Reporting Standards, IFRS), som er vedtatt av EU og utstedt av International Accounting Standards Board. IFRS-standardene er benyttet konsekvent i alle perioder som er presentert i konsernregnskapet. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper til konsernregnskapet om redegjørelse for viktige regnskapsestimater og vurderinger.

Non-GAAP måltall

Statoil er underlagt regelverket til det amerikanske kredittilsynet (SEC) for bruk av non-GAAP finansielle måltall i presentasjonen av sine opplysninger. Non-GAAP finansielle måltall er definert som numeriske måltall som enten ekskluderer eller inkluderer beløp som ikke er ekskludert eller inkludert i sammenlignbare måltall som er beregnet og presentert i samsvar med generelt aksepterte regnskapsprinsipper, som i Statoils tilfelle henviser til IFRS. Følgende finansielle måltall kan anses som non-GAAP finansielle måltall:

- Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)
- Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer
- Netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer
- Justert driftsresultat etter skatt
- Organiske investeringer

For informasjon om organiske investeringer, se Investeringer i punkt 2.9 Likviditet og kapitalressurser.

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)

Dette måltallet gir nyttig informasjon for både konsernet og investorer om resultater i perioden som analyseres. Statoil bruker ROACE for å måle avkastningen på sysselsatt kapital, uavhengig av om finansieringen er gjennom egenkapital eller gjeld. Bruken av ROACE bør ikke ses på som et alternativ til inntekter før finansposter, skattekostnad og minoritetsinteresser, eller til årsresultatet, som er måltall som er beregnet i samsvar med GAAP eller forholdstall basert på disse tallene. ROACE var påvirket av nedskrivninger og var negativt med 4,7 % i 2016, sammenlignet med negative 8,9 % i 2015 og 3,4 % i 2014. Endringen fra 2015 skyldes hovedsakelig en økning i resultatet etter justeringer for finansposter.

Kalkulering av nevner og teller brukt i beregning av avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (i millioner USD, foruten prosenter)	For regnskapsåret				
	2016	2015	2014	16-15 endring	15-14 endring
Årets resultat	(2.902)	(5.169)	3.887		
- Netto finansposter	(258)	(1.311)	20		
- Skatt på finansposter	(75)	1.259	1.466		
+ Netto rentekostnad på forpliktelser ("accretion") etter skatt	21	(124)	(175)		
Årets resultat juster for finansposter etter skatt (A1)	(2.548)	(5.241)	2.226	51%	N/A
Sysselsatt kapital før justeringer for netto rentebærende gjeld: ¹⁾					
Årsslutt 2016	53.471				
Årsslutt 2015	54.159	54.159			
Årsslutt 2014		63.311	63.311		
Årsslutt 2013			68.092		
Summen av sysselsatt kapital siste to år (B1)	107.630	117.470	131.403		
Beregnet gjennomsnittlig sysselsatt kapital: Gjennomsnittlig sysselsatt kapital før justeringer for netto rentebærende gjeld (B1/2)	53.815	58.735	65.702	(8%)	(11%)
Beregnet avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital: Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1(B1/2))	(4,7%)	(8,9%)	3,4%	47%	N/A

1) Sysselsatt kapital før justeringer for hvert år er avstemt i tabellen i seksjonen 5.2 Netto gjeld i forhold til sysselsatt kapital

Netto gjeld over sysselsatt kapital (gjeldsgrad)

Selskapet mener at beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital (gjeldsgrad) gir et mer fullstendig bilde av konsernets nåværende gjeldssituasjon enn brutto rentebærende finansiell gjeld.

Beregningen bruker balanseposter knyttet til brutto rentebærende finansiell gjeld, justerer for betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. Det foretas enkelte justeringer, som for eksempel sikrings innskudd som er klassifisert som betalingsmidler i konsernbalansen, men ikke ansett som kontanter i non-GAAP-beregningene. De finansielle investeringene i Statoil Forsikring AS er ikke medregnet i non-GAAP-beregningene, siden de anses som bundne midler. Disse to justeringene øker netto gjeld, og gir en

strengere definisjon av netto gjeld over sysselsatt kapital enn den IFRS-baserte definisjonen. Likeledes er noe netto rentebærende gjeld, som er pådratt fra aktiviteter i henhold til eierinstruksen fra den norske staten, utlignet mot fordringer på Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

Netto rentebærende gjeld justert for disse postene er inkludert i gjennomsnittlig sysselsatt kapital.

Tabellen nedenfor avstemmer netto rentebærende gjeld etter justeringer, sysselsatt kapital og netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer med det/de mest direkte sammenlignbare finansielle måltall/måltallene som er beregnet i henhold til IFRS.

Beregning av sysselsatt kapital og netto gjeld over sysselsatt kapital: (i millioner USD, foruten prosenter)	2016	2015	For regnskapsåret 2014
Aksjonærs egenkapital	35.072	40.271	51.225
Ikke-kontrollerende eierinteresser (minoritetsinteresser)	27	36	57
Sum egenkapital (A)	35.099	40.307	51.282
Omløpsobligasjoner, banklån, sertifikatlån og sikkerhet for gjeld	3.674	2.326	3.561
Obligasjoner, banklån og finansielle leieforpliktelser	27.999	29.965	27.593
Brutto rentebærende finansiell gjeld (B)	31.673	32.291	31.154
Betalingsmidler	5.090	8.623	11.182
Kortsiktige finansielle investeringer	8.211	9.817	7.968
Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer (C)	13.301	18.440	19.150
Netto rentebærende gjeld før justeringer (B1) (B-C)	18.372	13.852	12.004
Andre rentebærende elementer ¹⁾	1.216	1.111	1.081
Justering i samsvar med avsetningsinstruksen ²⁾	(199)	(214)	(212)
Justering for prosjektlån ³⁾	0	0	(18)
Netto rentebærende gjeld justert (B2)	19.389	14.748	12.855
Beregning av sysselsatt kapital:			
Sysselsatt kapital før justeringer for netto rentebærende gjeld (A+B1)	53.471	54.159	63.286
Sysselsatt kapital justert (A+B2)	54.488	55.055	64.137
Beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital:			
Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer (B1/(A+B1))	34,4%	25,6%	19,0%
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert (B2/(A+B2))	35,6%	26,8%	20,0%

1) Andre rentebærende elementer er justeringer for betalingsmidler relatert til tilbakeholdsrett klassifisert som betalingsmidler i konsernregnskapet, men ikke ansett som kontanter i non-GAAP beregninger i tillegg finansielle investeringer i Statoil Forsikring AS klassifisert som kortsiktige finansielle investeringer.

2) Avsetningsinstruksen er en avtale som regulerer SDØE sitt forhold mot Statoil ASA relatert til LNG-tankerne knyttet til Snøhvit.

3) Justering for prosjektlån er justering for brutto rentebærende gjeld på grunn av BTC prosjektlånestrukturen.

Justert driftsresultat etter skatt

Justert driftsresultat er basert på driftsresultatet som er justert for visse poster som påvirket inntekten i perioden, for å skille ut effekter som ledelsen mener ikke samsvarer godt med Statoils underliggende drift i den enkelte rapporteringsperioden. Ledelsen anser justert driftsresultat som en supplerende måling til Statoils målinger i henhold til internasjonale regnskapsstandarder (IFRS-målinger), som gir en indikasjon på Statoils underliggende drift i perioden, og en bedre forståelse av driftstrender mellom periodene. Justert driftsresultat er justert for følgende poster:

- Visse gassalgsavtaler anses, på grunn av pris- eller leveringsvilkår, å inneholde innebygde derivater som må bokføres til virkelig verdi. Visse transaksjoner knyttet til historiske avhendelser inneholder betingede faktorer som bokføres til virkelig verdi. Den regnskapsmessige påvirkningen av endringer i virkelig verdi, som nevnt ovenfor, er ikke medregnet i justert driftsresultat. I tillegg er det også gjort justeringer for endringer i urealisert **virkelig verdi av derivater** knyttet til noen gassalgsavtaler. Utformingen av disse gassalgsavtalene gjør at de er klassifisert som finansielle derivater som skal måles etter virkelig verdi på balansedagen. Urealiserte gevinster og tap knyttet til disse avtalene gjenspeiler verdien av forskjellen mellom dagens markedspriser og de faktiske prisene som skal realiseres i henhold til gassalgsavtalene. Kun realiserte gevinster og tap på disse avtalene gjenspeiles i justert driftsresultat. Denne presentasjonen gjenspeiler best de underliggende resultatene til virksomheten, siden den erstatter effekten av midlertidig forskjellige tidspunkt for nye målinger av derivatene til virkelig verdi på balansedagen, med faktisk realiserte gevinster og tap i perioden.
- **Periodisering av prissikringseffekten for lager:** Kommersielle lager er sikret i verdipapirmarkedet. Kommersielle lager er regnskapsføres ved å bruke den laveste av kostpris og markedspris. Dersom markedsprisen overstiger kostprisen, vil det føre til tap i IFRS-resultatregnskapet, siden derivatene alltid gjenspeiler endringer i markedsprisen. Det er gjort en justering for å gjenspeile den urealiserte markedsverdien av de kommersielle lagrene. Følgelig blir tap på derivater sammenlignet med en lignende justering for eksponeringen som blir styrt. Dersom markedsprisen synker under kostprisen, vil nedskrivningen og derivateffekten i IFRS-resultatregnskapet utligne hverandre og det gjøres ingen justeringer.
- **Over-/underløft** redegjøres for ved å bruke salgsmetoden, og salgsinntektene vises derfor i den perioden produktet blir solgt, i stedet for i perioden det blir produsert. Overløft-/underløftposisjonen er avhengig av en rekke faktorer knyttet til vårt løfteprogram, og måten den stemmer med vår bokførte andel av produksjonen. Effekten av inntektene i perioden er derfor justert, for å vise anslåtte salgsinntekter og tilhørende kostnader, basert på produksjonen i perioden som ledelsen mener gjenspeiler driftsresultatet, og gir en bedre sammenligning med tilsvarende selskaper.
- Statoil har et **driftslager** som ikke er sikret i verdipapirmarkedet på grunn av lagerstrategier. Kostnaden ved solgte varer måles ved hjelp av FIFO-metoden (først inn, først ut), og inkluderer realiserte gevinster eller tap som følge av endringer i markedsprisene. Disse gevinstene eller tapene vil svinge fra en

periode til en annen, og anses ikke som en del av den underliggende driften i perioden.

- **Nedskrivninger og reversering av nedskrivninger** er ikke medregnet i justert driftsresultat, siden de påvirker økonomien til en eiendel gjennom hele eiendelens levetid, og ikke bare i perioden den blir nedskrevet eller nedskrivningen blir reversert. Nedskrivninger og reversering av nedskrivninger kan påvirke postene som gjelder både letetekostnader og avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger.
- **Gevinst eller tap ved salg** er fjernet fra målingen, siden gevinsten eller tapet ikke gir noen indikasjon på framtidige resultater eller periodiske resultater. Slike gevinster eller tap er knyttet til den akkumulerte verdiskapningen fra det tidspunktet eiendelen blir kjøpt og fram til den blir solgt.
- **Konserninterne urealiserte gevinster på lagerverdier:** Mengden av volumer som kommer fra lagre med egenprodusert olje vil variere, avhengig av flere faktorer og lagerstrategier: mengden av råolje på lager, egenprodusert olje som brukes i raffineringsprosessen og nivået på oljelaster i transitt. Interne gevinster på volumer som er solgt mellom enheter i konsernet, og som fremdeles er på lager ved periodens slutt, er eliminert i henhold til IFRS (nedskrives på produksjonskostnaden). Andelen av realiserte i forhold til urealiserte gevinster vil svinge fra en periode til en annen på grunn av lagerstrategier, og vil derfor påvirke driftsresultatet. Denne påvirkningen er ikke ansett som en del av den underliggende driften, og elimineringen av interne gevinster på egenproduserte volumer er ikke medregnet i justert driftsresultat.
- **Andre inntekts- og utgiftsposter** er justert når påvirkningen på inntekten i perioden ikke gjenspeiler Statoils underliggende driftsresultater i rapporteringsperioden. Slike poster kan være uvanlige eller sjeldne transaksjoner, men de kan også omfatte transaksjoner som er betydelige, noe som ikke nødvendigvis ville kvalifisere dem til å være enten uvanlige eller sjeldne. Andre poster kan omfatte transaksjoner som for eksempel avsetninger knyttet til omorganisering, tidligpensjon, osv.

Justert driftsresultat etter skatt er unnatt netto finansposter og tilhørende skatteeffekter på netto finansposter. Det er basert på justert driftsresultat minus skatteeffektene på alle elementer som er inkludert i justert driftsresultat (eller beregnet skatt på driftsinntekter og på hver av de justerte postene ved bruk av en anslått marginal skattesats). I tillegg er ikke skatteeffekten knyttet til poster for skattekrav som ikke gjelder hver enkelt rapporteringsperiode medregnet i justert driftsresultat etter skatt. Ledelsen anser justert driftsresultat etter skatt, som gjenspeiler en normalisert skattekostnad på justert driftsresultat hvor finansieringsforhold er holdt utenfor, for å være en supplerende måling av Statoils resultat. Visse netto finansielle posisjoner i USD er i konsernets datterselskaper, som har en funksjonell valuta i USD som er forskjellig fra den valuta som den skattbare inntekten beregnes i. Siden valutakurser endrer seg mellom periodene, vil grunnlaget for måling av netto finansposter for IFRS endre seg ikke-proporsjonalt med skattbar inntekt, som inkluderer valutagevinster og -tap ved omregning av netto finansielle posisjoner i USD til den valuta som brukes på den aktuelle selvangivelsen. Den effektive skattesatsen kan derfor være betydelig høyere eller lavere enn den lovbestemte skattesatsen for enhver gitt periode.

Ledelsen vurderer at justert driftsresultat etter skatt gir en bedre indikasjon på de skatter som er knyttet til den underliggende driften i perioden (unnatt finansieringen), og legger derfor bedre til rette for en sammenligning mellom periodene. De justerte skattene som er

inkludert i justert driftsresultat etter skatt, bør imidlertid ikke anses som en indikasjon på beløpet for gjeldende eller samlet skattekostnad (eller skyldig skatt) i perioden.

Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt bør anses som tilleggsmålinger i stedet for en erstatning for driftsresultatet og nettoinntekten, som er de mest direkte sammenlignbare IFRS-målingene. Det er store begrensninger knyttet til bruken av justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt, sammenlignet med IFRS-målingene, siden de ikke omfatter alle postene for driftsinntekter/gevinster eller kostnader/tap i Statoils regnskap som behøves for å vurdere konsernets lønnsomhet på generelt grunnlag.

Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt skal kun være indikasjoner på den underliggende utviklingen i trender i våre

operasjoner som pågår for produksjon, framstilling og markedsføring av våre produkter, og inkluderer ikke påvirkninger av netto finansposter før og etter skatt. Vi viser denne underliggende utviklingen i våre operasjoner ved å fjerne effektene av visse poster som ikke bør knyttes direkte til periodens operasjoner eller finansiering. Av den grunn er imidlertid ikke justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt en fullstendig måling av lønnsomheten. Målingene bør derfor ikke brukes alene.

Justert driftsresultat er lik det totale driftsresultatet minus alle gjeldende justeringer. Justert driftsresultat etter skatt er lik det totale driftsresultatet minus skattekostnaden i forretningsområdene og justeringer i driftsinntektene når gjeldende marginalsatt tas i betraktning. Se tabellen på neste side for flere detaljer.

Beregning av justert driftsresultat etter skatt (in millioner USD)	For regnskapsåret	
	2016	2015
Resultat før finansposter og skattekostnad	80	1.366
Sum inntekter	1.020	(924)
Endring i virkelig for derivater	738	356
Periodisering av prissikringskontrakter for lager	360	(39)
Nedskrivning av egenkapitalkonsoliderte selskap	25	153
Over-/underløft	232	(96)
Andre justeringer	-	(53)
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	(333)	(1.750)
Avsetninger	-	639
Eliminerings	-	(133)
Varekostnad	(9)	262
Lagereffekter	(228)	262
Eliminerings	219	-
Driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader	617	843
Over-/underløft	(59)	236
Andre justeringer	168	322
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	86	-
Avsetninger	422	285
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	1.300	5.990
Nedskrivninger	2.946	7.710
Reversering av nedskrivninger	(1.646)	(1.649)
Andre justeringer	-	(72)
Letekostnader	1.061	2.096
Nedskrivninger	1.141	2.265
Reversering av nedskrivninger	(149)	(312)
Andre justeringer	41	24
Avsetninger	28	119
Sum justeringer	3.990	8.267
Justert driftsresultat	4.070	9.633
Skatt på justert driftsresultat	(4.277)	(7.168)
Justert driftsresultat etter skatt	(208)	2.465

5.3 RETTSAKER

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i en rekke rettsaker globalt. Det gis ingen ytterligere oppdatering om tidligere rapporterte retts- eller voldgiftssaker som Statoil ikke mener vil ha betydelig innvirkning, isolert, eller samlet, på Statoils finansielle posisjon, lønnsomhet, driftsresultater, eller likviditet. Se også note 9 Skatter og note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

5.4 BETALINGER TIL MYNDIGHETER

Rapportering i henhold til norsk regelverk om betaling til myndigheter

Det norske regelverket om land-for-land-rapportering ble vedtatt i desember 2013, i form av «Forskrift om land-for-land-rapportering», og trådte i kraft 1. januar 2014. Ifølge regelverket skal selskaper med virksomhet innen utvinningsindustri eller skogdrift opplyse om betalinger de foretar til myndigheter, per prosjekt og per land. Det skal også gis ytterligere, opplysninger om visse juridiske, pengemessige og numeriske forhold og om produksjonsvolum, knyttet til utvinningsdelen av virksomheten eller hele konsernet.

Statoil har utarbeidet denne rapporten i samsvar med den norske forskriften. Rapporteringen etter den norske forskriften er mer omfattende enn det som kreves i EU-direktivet («om årsregnskaper, konsernregnskaper og tilhørende rapporter for visse typer foretak») som ble vedtatt i juni 2013, og som også gjelder innenfor EØS. Statoil er for åpenhet om inntekter fra virksomhet i utvinningssektoren og har erfart at slik åpenhet skaper gjensidig tillit mellom grupper av interessenter. Statoil støtter ensartede regler internasjonalt om åpenhet om inntekter og betalinger. Mer informasjon er tilgjengelig på statoil.com.

Grunnlag for rapporten

I henhold til forskriften må Statoil utarbeide en konsernrapport for det foregående regnskapsåret om direkte betalinger til myndigheter, herunder betalinger foretatt av datterselskaper og virksomhet og drift kontrollert i fellesskap med partnere, eller betalinger foretatt på vegne av slike enheter, involvert i utvinningsvirksomhet. Statoil har vurdert rapporteringskravene til å være som beskrevet nedenfor.

Omfang og gyldighet

Rapporten omfatter Statoils virksomhet innen leting, prospektering, funn, utvikling og eller utvinning av olje og naturgass («utvinningsvirksomhet»). Ytterligere informasjon er oppgitt for juridiske enheter som deltar i utvinningsvirksomhet, eller for hele konsernet, per land eller per juridisk enhet, alt etter hva som er påkrevd.

Rapporteringsprinsipper

Rapporten omfatter betalinger direkte foretatt av Statoil til myndigheter i form av skatter, avgifter og royaltier. Betalinger foretatt av operatøren under en olje- og eller gasslisens på vegne av lisenspartnerne, for eksempel arealavgifter, er også tatt med i rapporten. For virksomhet der Statoil er operatør, er hele betalingen

foretatt på vegne av partnerskapet (100 %) tatt med. Det vil ikke bli gitt opplysninger om betalinger i tilfeller der Statoil ikke er operatør, med mindre operatøren er et statseid foretak og det er mulig å skille mellom betalingen og andre kostnadsposter.

Øvrige betalinger til vertsland gjort av lisensoperatøren er også tatt med i rapporten. Disse andelenes er i noen tilfeller så store at de utgjør den mest vesentlige betalingen til myndighetene.

I noen av våre prosjekter har vi etablert et datterselskap som fungerer som eier i virksomhet og drift kontrollert i fellesskap med andre parter. I slike prosjekter kan det bli foretatt betalinger til myndigheter i virksomhetslandet og til myndighetene i landet der datterselskapet er hjemmehørende.

Betalinger til myndigheter henføres til året da betalingen faktisk fant sted (kontantprinsippet). Beløp tatt med som informasjon henføres til året da transaksjonen fant sted, uavhengig av når betalingen fant sted (opptjeningsprinsippet). Beløpene er avrundet. Det kan forekomme avrundingsforskjeller i oversiktstabellene.

Endringer fra året før

I 2016 ble rapporteringsvalutaen for Statoil endret fra norske kroner (NOK) til amerikanske dollar (USD). I rapporten for 2015 omfattet listen over datterselskaper også alle selskaper der Statoil var minoritetseier. I rapporten for 2016 er bare selskaper der Statoil er majoritetseier, tatt med.

Myndighet

I denne rapporten er myndighet definert som enhver nasjonal, regional eller lokal myndighet i et land. Inn under begrepet faller ethvert departement, organ eller foretak som den aktuelle myndighet har bestemmende innflytelse over.

Prosjekt

Et prosjekt er definert som den operasjonelle virksomheten som reguleres av en enkelt kontrakt, lisens, leieavtale, konsesjon eller tilsvarende juridisk avtale, og som danner grunnlaget for betalingsforpliktelser overfor en myndighet.

Betalinger som ikke er direkte knyttet til et bestemt prosjekt, men som foretas på enhetsnivå, rapporteres på det nivået.

Vesentlighet

Betalinger, enten de foretas enkeltvis eller som en serie sammenhengende betalinger, tas med hvis de overskrider NOK 800 000 (ca. USD 100 000 med en gjennomsnittlig valutakurs for 2016) i løpet av året. Betalinger under denne terskelen i et gitt land tas ikke med i oversikten over prosjekter og betalinger.

Rapporteringsvaluta

Betalinger til myndigheter i andre valutaer enn USD regnes om til USD med den gjennomsnittlige valutakursen for 2016.

Betalingsstyper oppgitt per prosjekt eller juridisk enhet av relevans for Statoil

Følgende betalingsstyper blir oppgitt for juridiske enheter involvert i utvinningsvirksomhet. De blir presentert etter kontantprinsippet, fratrukket eventuell rentekostnad, uavhengig av om overføringen skjer i form av penger eller in natura. Betalinger in natura rapporteres

både i millioner fat oljeekvivalenter og i tilsvarende kontantverdi. Betalingstypene er:

- Skatter som pålegges selskapers inntekter, produksjon eller overskudd. Omfatter ressurskatt (severance tax) og skatter betalt in natura. Verdien av skatter betalt in natura blir beregnet på grunnlag av markedsprisen på tidspunktet for betalingen in natura. Skatter og avgifter som pålegges forbruk, som merverdiavgift, personlig inntektsskatt, omsetningsavgift, kildeskatt, eiendomsskatt og miljøavgifter, er ikke tatt med
- Royaltyer er bruksbaserte betalinger for retten til løpende bruk av en ressurs
- Avgifter blir typisk pålagt retten til å bruke et geografisk område til leting, utvikling og produksjon og omfatter leie-, areal-, adgangs- og konsesjonsavgifter og andre vederlag for lisenser og eller konsesjoner. Administrative avgifter ilagt av myndigheter som ikke er spesifikt knyttet til utvinningsvirksomheten eller adgangen til utvinningsressursene, er ikke tatt med
- Bonuser er betalinger som foretas ved signering av en olje- og gassutvinningsavtale, ved funn av naturressurser og eller etter igangsetting av produksjon. Bonuser omfatter ofte signatur-, funn- og produksjonsbonuser og er en mye brukt betalingstype, avhengig av petroleumsskatteregimet. Bonuser kan også inneholde elementer av sosiale investeringer
- Myndighetenes andel av produksjonen beregnes etter at oljeproduksjonen har blitt allokert til dekning av kostnader og utgifter under en produksjonsdelingsavtale (PSA). Slike betalinger blir som oftest gjort in natura. Verdien blir beregnet på grunnlag av markedsprisen på tidspunktet for betalingen. Under noen PSA-er blir myndighetenes andel solgt av operatøren og bidraget fordelt mellom partnerne. Under slike kontrakter foretar ikke Statoil betalinger direkte til myndigheter, men til operatøren

Informasjon per land

Rapporten inneholder informasjon som angitt i listen nedenfor om de juridiske enhetene som deltar i Statoils utvinningsvirksomhet. Informasjonen er innhentet i samsvar med prinsippene for finansiell rapportering.

- Investeringer er definert som tillegg til eiendom, anlegg og utstyr (herunder balanseførte finansielle leieavtaler), balanseførte leteutgifter, immaterielle eiendeler, langsiktige aksjeinvesteringer og investeringer i tilknyttede selskaper
- Inntekter forbundet med produksjon av råolje og naturgass i tilknytning til utvinningsvirksomheten vår. Inkluderer eksternt salg og andre inntekter, salg mellom segmenter og resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden
- Kostnader viser summen av driftskostnader, salgs- og administrasjonskostnader og undersøkelseskostnader justert for netto nedskrivninger.
- Produksjonsvolum er volumene som svarer til Statoils eierandel og omfatter ikke produksjon av den norske stats olje- og naturgassandel

Informasjon per foretak

Følgende informasjon blir gitt for alle Statoils datterselskaper per 31. desember 2016:

- Hjemmehørende land er landet der selskapet er registrert
- Virksomhetsland er landet der selskapet utøver sin hovedvirksomhet
- Antall ansatte (i datterselskapet) er basert på selskapets registrerte lokalisering. Det faktiske antall ansatte som er til stede i et land, kan avvike fra de rapporterte tallene som følge av utplasseringer til utlandet. Noen datterselskaper har ingen ansatte. Disse kjøper tjenester fra andre selskaper i Statoilkonsernet ved behov
- Netto rentekostnad (rentekostnad minus renteinntekt) til selskaper i samme konsern som er hjemmehørende i andre jurisdiksjoner. Renter mellom selskaper innenfor samme jurisdiksjon er ikke tatt med. Konserninterne renter er renter på lang- og kortsiktige lån innad i Statoilkonsernet

Totaloversikt

Oversikten nedenfor viser summen av Statoils betalinger til myndigheter i hvert land, etter betalingstype. I oversikten er alle beløp oppført under landet den mottakende myndigheten er hjemmehørende i. Summen av betalinger til et land kan avvike fra den summen av betalinger som er oppgitt for de ulike prosjektene i rapporten. Det skyldes at betalingene som er oppgitt for de ulike prosjektene, er knyttet til virksomhetslandet, som ikke nødvendigvis

er det samme som landet der den mottakende myndigheten er hjemmehørende.

Nedgangen i samlede betalinger som har vært observert i flere år, fortsatte i 2016 som en følge av vedvarende lave olje- og gasspriser. I 2016 hadde Statoil ingen nye større letetildelinger som utløste signaturbonuser.

(i millioner USD)	Skatter 1)	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (verdi)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2016	Total (verdi) 2015 2)
Algerie	5,9	-	0,3	-	109,8	4,5	116,0	190,3
Angola	370,8	-	-	10,8	858,1	20,7	1.239,7	1.750,7
Australia	-	-	0,0	-	-	-	0,0	0,2
Aserbajdsjan	10,6	-	-	-	483,8	11,3	494,4	652,0
Brasil	-	44,8	-	-	-	-	44,8	71,7
Canada	-	45,1	4,0	-	-	-	49,0	60,4
Colombia	0,4	-	-	-	-	-	0,4	0,5
Færøyene	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Indonesia	0,0	-	0,1	-	-	-	0,1	1,0
Iran	1,4	-	-	-	-	-	1,4	2,3
Irland	-	-	0,2	-	-	-	0,2	-
Libya	-	-	-	-	-	-	-	4,1
New Zealand	-	-	0,1	-	-	-	0,1	0,1
Nicaragua	-	-	0,5	-	-	-	0,5	0,1
Nigeria	194,0	-	48,4	-	104,3	2,5	346,7	390,7
Norge	3.934,2	-	61,1	-	-	-	3.995,3	7.609,2
Russland	2,7	2,2	-	-	37,5	0,9	42,4	42,5
Sør-Korea	0,2	-	-	-	-	-	0,2	-
Tanzania	-	-	0,1	-	-	-	0,1	0,1
Storbritannia	4,9	-	1,7	-	-	-	6,5	(6,5)
USA ³⁾	81,9	32,6	5,4	4,8	-	-	124,8	261,3
Total	4.607,2	124,6	121,7	15,6	1.593,4	39,9	6.462,6	11.031,1

1) Inkluderer skatter betalt in natura.

2) Betalinger i 2015 har blitt regnet om til USD med den gjennomsnittlige valutakursen for 2015.

3) USA - I 2015 rapporten var USD 90 millioner utelatt i denne oversikten. Dette er nå justert.

Landopplysninger – betalinger per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (verdi)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2016
Algerie							
Betalinger per prosjekt							
Statoil North Africa Gas AS	4,9	-	-	-	-	-	4,9
Statoil North Africa Oil AS	1,0	-	-	-	-	-	1,0
In Amenas	-	-	-	-	37,6	1,2	37,6
In Salah	-	-	-	-	72,2	3,3	72,2
Leting Algerie	-	-	0,3	-	-	-	0,3
Total	5,9	-	0,3	-	109,8	4,5	116,0
Betalinger per myndighet							
Direction des Grandes Enterprises	-	-	0,3	-	-	-	0,3
Sonatrach ¹⁾	5,9	-	-	-	109,8	4,5	115,7
Total	5,9	-	0,3	-	109,8	4,5	116,0
Angola							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Angola Block 15 AS	44,5	-	-	-	-	-	44,5
Statoil Angola Block 17 AS	157,1	-	-	-	-	-	157,1
Statoil Angola Block 31 AS	47,0	-	-	-	-	-	47,0
Statoil Dezassete AS	118,9	-	-	-	-	-	118,9
Statoil Quatro AS	3,4	-	-	-	-	-	3,4
Block 15	-	-	-	-	238,2	5,8	238,2
Block 17	-	-	-	-	592,5	14,2	592,5
Block 31	-	-	-	-	27,4	0,7	27,4
Block 39 ²⁾	-	-	-	10,8	-	-	10,8
Total	370,8	-	-	10,8	858,1	20,7	1.239,7
Betalinger per myndighet							
Banco Nacional de Angola	370,8	-	-	-	-	-	370,8
Sonangol EP	-	-	-	10,8	858,1	20,7	868,9
Total	370,8	-	-	10,8	858,1	20,7	1.239,7
Aserbajdsjan							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Apsheron AS	10,6	-	-	-	-	-	10,6
ACG	-	-	-	-	483,8	11,3	483,8
Total	10,6	-	-	-	483,8	11,3	494,4
Betalinger per myndighet							
Skattemyndighetene i Aserbajdsjan	10,6	-	-	-	-	-	10,6
SOCAR - Det statlige oljeselskapet i Aserbajdsjan	-	-	-	-	483,8	11,3	483,8
Total	10,6	-	-	-	483,8	11,3	494,4
Brasil							
Betalinger per prosjekt							
Peregrino	-	44,8	-	-	-	-	44,8
Total	-	44,8	-	-	-	-	44,8
Betalinger per myndighet							
Ministerio da Fazenda	-	44,8	-	-	-	-	44,8
Total	-	44,8	-	-	-	-	44,8

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (verdi)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2016
Canada							
Betalinger per prosjekt							
Leting Canada offshore	-	-	2,6	-	-	-	2,6
Hibernia	-	18,6	-	-	-	-	18,6
Leismer	-	1,3	1,4	-	-	-	2,7
Terra Nova	-	25,1	-	-	-	-	25,1
Total	-	45,1	4,0	-	-	-	49,0
Betalinger per myndighet							
Alberta Energy Regulator	-	-	0,5	-	-	-	0,5
Canada-Newfoundland and Labrador offshore Petr. Board	-	-	0,6	-	-	-	0,6
Government of Alberta	-	-	0,8	-	-	-	0,8
Government of Canada	-	30,6	2,0	-	-	-	32,6
Government of Newfoundland and Labrador	-	13,1	-	-	-	-	13,1
Lac La Biche County	-	-	0,0	-	-	-	0,0
Minister of Finance - PT Mineral	-	1,3	-	-	-	-	1,3
Total	-	45,1	4,0	-	-	-	49,0
Colombia							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Eta Netherlands B.V.	0,4	-	-	-	-	-	0,4
Total	0,4	-	-	-	-	-	0,4
Betalinger per myndighet							
National Directorate of Taxes and Customs	0,4	-	-	-	-	-	0,4
Total	0,4	-	-	-	-	-	0,4
Indonesia							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Indonesia Halmahera	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Leting Indonesia offshore	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	0,1	-	0,1	-	-	-	0,2
Betalinger per myndighet							
SKK Migas	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Stavanger kemnerkontor	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Total	0,1	-	0,1	-	-	-	0,2
Iran							
Betalinger per prosjekt							
Statoil SP GAS AS	2,2	-	-	-	-	-	2,2
Statoil Zagros O&G AS	1,7	-	-	-	-	-	1,7
Statoil Iran as	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Total	4,0	-	-	-	-	-	4,0
Betalinger per myndighet							
Sazmane Omoore Malatie	1,4	-	-	-	-	-	1,4
Stavanger kemnerkontor	2,6	-	-	-	-	-	2,6
Total	4,0	-	-	-	-	-	4,0

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (verdi)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2016
Irland							
Betalinger per prosjekt							
Leting Ireland offshore	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Betalinger per myndighet							
Dept. of Communications, Energy and Natural Resources	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	0,2	-	-	-	0,2
New Zealand							
Betalinger per prosjekt							
Leting New Zealand offshore	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Betalinger per myndighet							
New Zealand Petroleum & Minerals	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Nicaragua							
Betalinger per prosjekt							
Leting Nicaragua offshore	-	-	0,5	-	-	-	0,5
Total	-	-	0,5	-	-	-	0,5
Betalinger per myndighet							
Ministerio de Energia y Minas	-	-	0,5	-	-	-	0,5
Total	-	-	0,5	-	-	-	0,5
Nigeria							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Nigeria Ltd.	194,0	-	-	-	-	-	194,0
Agbami	-	-	48,4	-	104,3	2,5	152,7
Total	194,0	-	48,4	-	104,3	2,5	346,7
Betalinger per myndighet							
Central Bank of Nigeria Education Tax	-	-	23,2	-	-	-	23,2
Central Bank of Nigeria NESS fee	-	-	0,4	-	-	-	0,4
Niger Delta Development Commission	-	-	24,8	-	-	-	24,8
Nigerian National Petroleum Corporation ³⁾	194,0	-	-	-	104,3	2,5	298,3
Total	194,0	-	48,4	-	104,3	2,5	346,7
Norge							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Petroleum AS	3.931,7	-	-	-	-	-	3.931,7
Leting Barentshavet	-	-	7,9	-	-	-	7,9
Leting Norskehavet	-	-	16,4	-	-	-	16,4
Leting Nordsjøen	-	-	34,9	-	-	-	34,9
Andre felter	-	-	1,9	-	-	-	1,9
Total	3.931,7	-	61,1	-	-	-	3.992,8
Betalinger per myndighet							
Oljedirektoratet	-	-	61,1	-	-	-	61,1
Oljeskattekontoret	3.932,8	-	-	-	-	-	3.932,8
Oslo kemnerkontor	(0,3)	-	-	-	-	-	(0,3)
Seoul Regional Taxpayers Association	0,2	-	-	-	-	-	0,2
Stavanger kemnerkontor	(1,1)	-	-	-	-	-	(1,1)
Total	3.931,7	-	61,1	-	-	-	3.992,8

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (verdi)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2016
Russland							
Betalinger per prosjekt							
Kharyaga	2,7	2,2	-	-	37,5	0,9	42,4
Total	2,7	2,2	-	-	37,5	0,9	42,4
Betalinger per myndighet							
Zarubezhneft-Production Kharyaga LL	2,7	2,2	-	-	-	-	4,9
Treasury of the Russian Federation	-	-	-	-	37,5	0,9	37,5
Total	2,7	2,2	-	-	37,5	0,9	42,4
Storbritannia							
Betalinger per prosjekt							
Statoil UK Ltd	4,9	-	-	-	-	-	4,9
Bressay	-	-	0,5	-	-	-	0,5
Mariner	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Mariner East	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Leting Storbritannia offshore	-	-	0,9	-	-	-	0,9
Total	4,9	-	1,7	-	-	-	6,5
Betalinger per myndighet							
Department of Energy and Climate Change	-	-	1,7	-	-	-	1,7
HM Revenue & Customs	4,9	-	-	-	-	-	4,9
Total	4,9	-	1,7	-	-	-	6,5
Surinam							
Betalinger per prosjekt							
Statoil Suriname AS	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Total	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Betalinger per myndighet							
Stavanger kemnerkontor	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Total	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Tanzania							
Betalinger per prosjekt							
Leting Tanzania offshore	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Betalinger per myndighet							
Tanzania Petroleum Development Corporation	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (verdi)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2016
USA							
Betalinger per prosjekt							
Bakken ⁴⁾	62,6	8,2	-	-	-	-	70,8
Cesar-Tonga	-	3,0	-	-	-	-	3,0
Eagle Ford ⁴⁾	7,9	1,1	-	-	-	-	9,0
Heidelberg	-	2,0	-	-	-	-	2,0
Marcellus ⁴⁾	11,4	0,2	-	-	-	-	11,6
Spiderman	-	(0,3)	-	-	-	-	(0,3)
Tahiti	-	18,4	-	-	-	-	18,4
Leting USA offshore	-	-	5,4	4,8	-	-	10,2
Total	81,9	32,5	5,4	4,8	-	-	124,7
Betalinger per myndighet							
Montana Dept. of Revenue	1,6	-	-	-	-	-	1,6
North Dakota Office of State Tax ⁵⁾	61,0	-	-	-	-	-	61,0
Office of Natural Resources Revenue ⁶⁾	-	25,5	5,4	4,8	-	-	35,7
Pennsylvania Game Commision	-	0,1	-	-	-	-	0,1
Richland County Montana	-	0,0	-	-	-	-	0,0
Roosevelt County Montana	-	0,2	-	-	-	-	0,2
State of Montana	-	0,1	-	-	-	-	0,1
State of North Dakota	-	5,8	-	-	-	-	5,8
State of Ohio	0,1	-	-	-	-	-	0,1
State of West Virginia	11,3	-	-	-	-	-	11,3
Texas Comptroller of Public Accounts	7,9	0,0	-	-	-	-	7,9
Texas General Land Office	-	0,8	-	-	-	-	0,8
Andre	0,0	0,2	-	-	-	-	0,2
Total	81,9	32,5	5,4	4,8	-	-	124,7

¹⁾ Algerie – betalinger in natura til Sonatrach, 0,9 millioner fat oljeekvivalenter med en verdi på 5,9 millioner USD. Dette kommer i tillegg til myndighetenes andel av produksjonen.

²⁾ Angola – signaturbonus til Sonangol 10,8 millioner USD. Dette er siste del av Statoils støtte til sosiale investeringer under Kwanza-konsesjonen.

³⁾ Nigeria – betalinger in natura til Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), 3,6 millioner fat oljeekvivalenter med en verdi på 194 millioner USD. Det pågår en tvist om fordelingen av oljevolumer mellom NNPC og partnerne i Agbami-feltet. I tillegg til betalingene in natura kommer myndighetenes andel av produksjonen..

⁴⁾ USA – Bakken er eid av Statoil Oil & Gas LP. Eagle Ford er eid av Statoil Texas Onshore Properties LLC. Marcellus er eid av Statoil USA Onshore Properties Inc.

⁵⁾ USA – I Nord-Dakota betaler Statoil oljeressursskatt (oil severance tax) på den skattbare verdien av olje produsert i Bakken. I 2016 ble det betalt 60 millioner USD. De tilsvarende betalingene i 2015 og 2014 var på henholdsvis 94 USD og 178 millioner USD. Disse beløpene ble ikke oppgitt i rapportene for 2014 og 2015, da de ble betalt av et midtstrømsselskap i Statoilkonsernet som ikke var omfattet av kravene om rapportering av betalinger til myndigheter.

⁶⁾ USA – Statoil betalte 4,8 millioner USD i signaturbonuser i forbindelse med tildelingen av tre offshoreblokker i Mexicogolfen.

Informasjon per land

Informasjonen gir et bilde av vår samlede økonomiske innvirkning i landene der vi har virksomhet, og setter de rapporterte myndighetsbetalingene inn i en sammenheng. Informasjonen er gitt på landnivå og er knyttet til foretakene i Statoil som deltar i

utvinningsvirksomhet. Informasjonen omfatter: investeringer, inntekter, kostnader og produksjonsvolumer.

Informasjonen gis på grunnlag av data innhentet hovedsakelig med tanke på finansiell rapportering.

(i millioner USD)	Investeringer	Inntekter	Kostnader	Produksjonsvolum (mmboe)
Algerie	140,5	361,4	97,0	19,0
Angola	532,5	2.263,5	635,0	76,8
Australia	9,0	(0,0)	20,1	-
Aserbajdsjan	122,2	410,5	89,1	19,7
Brasil	2.479,1	371,6	547,1	13,7
Canada	364,9	507,1	691,2	12,5
Colombia	0,7	-	16,7	-
Færøyene	-	3,3	3,2	-
Grønland	-	0,0	3,1	-
Indonesia	0,0	0,0	8,6	-
Irland	13,7	180,8	52,9	6,4
Libya	2,7	0,1	7,1	-
Mexico	-	-	22,4	-
Myanmar	3,0	-	7,9	-
Nederland	37,9	(24,7)	65,8	-
New Zealand	1,0	-	11,2	-
Nicaragua	-	-	4,1	-
Nigeria	106,2	489,1	112,9	16,9
Norge	5.678,1	13.018,8	3.077,5	451,9
Russland	42,7	118,0	85,5	3,4
Surinam	-	-	4,4	-
Sverige	1.228,7	(77,9)	-	-
Tanzania	1,7	0,0	36,9	-
Tyrkia	18,0	-	3,6	-
Storbritannia	574,7	22,3	111,6	1,0
USA	1.824,5	2.090,4	1.722,9	98,7
Venezuela	0,2	(0,6)	(3,5)	3,8
Total	13.182,0	19.733,7	7.434,3	724,0

Informasjon på konsernnivå: datterselskaper, antall ansatte og netto rentekostnad

Tabellen nedenfor gir en oversikt per 31. desember 2016 over alle datterselskaper i Statoilkonsernet, hvor de er hjemmehørende, virksomhetsland, antall ansatte og netto rentekostnad til andre selskap i Statoilkonsernet. Et negativt tall betyr at selskapet har hatt

en netto renteinntekt, mens et positivt tall betyr at det har hatt en netto rentekostnad.

I 2016 gjennomførte Statoil flyttingen av internbanktjenesten fra Belgia til Norge. Betalingstjenester og likviditetsstyring blir fortsatt drevet fra Mechelen i Belgia.

Datterselskaper	Hjemmehørende i	Virksomhetsland	Antall ansatte	Netto rentekostnad (i millioner USD)
Doggerbank Project 1A Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 1B Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 2A Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 2B Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 3A Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 3B Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 4A Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 4B Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 5A Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 5B Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 6A Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Doggerbank Project 6B Statoil Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Dudgeon Offshore Wind Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Gravitude AS	Norge	Norge	-	-
Hyperbar Mottaks Beredskap AS	Norge	Norge	-	-
Hywind (Scotland) Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Hywind AS	Norge	Norge	-	-
K/S Rafinor A/S	Norge	Norge	-	-
KKD Oil Sands Partnership	Canada	Canada	-	-
Mongstad Heat and Power Plant AS	Norge	Norge	-	(12,5)
Mongstad Refining DA	Norge	Norge	-	-
Mongstad Terminal DA	Norge	Norge	-	(0,1)
North America Properties LLC	USA	USA	-	-
Octio AS	Norge	Norge	-	-
Onshore Holdings LLC	USA	USA	-	-
Petroleum Royalties of Ireland Ltd	Irland	Irland	2	-
PT Statoil Indonesia	Indonesia	Indonesia	-	-
Rafinor AS	Norge	Norge	-	-
Reveal Energy Services Inc	USA	USA	-	-
Sandsli Vest AS	Norge	Norge	-	-
Sandsliveien 90 AS	Norge	Norge	-	-
South Atlantic Holding BV	Nederland	Brasil	-	(2,7)
Spinnaker (BVI) 242 LTD	Britiske Jomfruøyer	Nigeria	-	-
Spinnaker Exploration (BVI) 256 LTD	Britiske Jomfruøyer	Nigeria	-	-
Spinnaker Exploration 256 LTD (Nigeria)	Nigeria	Nigeria	-	-
Spinnaker Exploration Holdings (BVI) 256 LTD	Britiske Jomfruøyer	Nigeria	-	-
Spinnaker FR Spar Co, LLC	USA	USA	-	-
Spinnaker Holdings (BVI) 242 LTD	Britiske Jomfruøyer	Nigeria	-	-
Spinnaker Nigeria 242 LTD	Nigeria	Nigeria	-	-
Statholding AS	Norge	Norge	-	(5,4)
Statoil (Beijing) Technology Service Co., Ltd	Kina	Kina	4	-
Statoil Abu Dhabi B.V.	Nederland	FAE	-	-
Statoil Algeria AS	Norge	Algerie	28	-

Datterselskaper	Hjemmehørende i	Virksomhetsland	Antall ansatte	Netto rentekostnad (i millioner USD)
Statoil Algeria B.V.	Nederland	Algerie	-	-
Statoil Angola AS	Norge	Angola	-	-
Statoil Angola Block 15 AS	Norge	Angola	-	0,1
Statoil Angola Block 15/06 Award AS	Norge	Angola	-	(0,1)
Statoil Angola Block 17 AS	Norge	Angola	16	(1,2)
Statoil Angola Block 22 AS	Norge	Angola	-	0,1
Statoil Angola Block 25 AS	Norge	Angola	-	-
Statoil Angola Block 31 AS	Norge	Angola	-	(0,5)
Statoil Angola Block 38 AS	Norge	Angola	-	(0,4)
Statoil Angola Block 39 AS	Norge	Angola	-	(0,1)
Statoil Angola Block 40 AS	Norge	Angola	-	-
Statoil Apsheron AS	Norge	Aserbajdsjan	10	(0,6)
Statoil ASA	Norge	Norge	18.020	(519,3)
Statoil Asia Pacific PTE Ltd	Singapore	Singapore	32	-
Statoil Australia AS	Norge	Australia	-	-
Statoil Australia Oil & Gas AS	Norge	Australia	-	-
Statoil Australia Theta B.V.	Nederland	Australia	-	-
Statoil Azerbaijan AS	Norge	Aserbajdsjan	-	(0,7)
Statoil Banarli Turkey B.V.	Nederland	Tyrkia	-	-
Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda	Brasil	Brasil	263	3,4
Statoil BTC Caspian AS	Norge	Aserbajdsjan	-	-
Statoil BTC Finance AS	Norge	Norge	-	(0,7)
Statoil Canada Holdings Corp.	Canada	Canada	-	-
Statoil Canada Ltd.	Canada	Canada	318	0,7
Statoil China AS	Norge	Kina	3	-
Statoil Coordination Center NV	Belgia	Belgia	15	(121,1)
Statoil Cyrenaica AS	Norge	Libya	-	-
Statoil Danmark A/S	Danmark	Danmark	-	0,4
Statoil Deutschland GmbH	Tyskland	Tyskland	8	0,1
Statoil Deutschland Property GmbH	Tyskland	Tyskland	-	-
Statoil Deutschland Storage GmbH	Tyskland	Tyskland	7	-
Statoil Dezassete AS	Norge	Angola	-	(0,4)
Statoil do Brasil Ltda	Brasil	Brasil	-	-
Statoil E&P Americas AS	Norge	USA	-	(1,0)
Statoil E&P Americas Investment LLC	USA	USA	-	-
Statoil E&P Americas LP	USA	USA	-	-
Statoil E&P Mexico, S.A. de C.V.	Mexico	Mexico	-	-
Statoil Egypt AS	Norge	Egypt	-	-
Statoil Egypt AS	Norge	Egypt	-	-
Statoil Egypt El Dabaa Offshore AS	Norge	Egypt	-	-
Statoil Energy Belgium NV	Belgia	Belgia	54	-
Statoil Energy Netherlands B.V.	Nederland	Nederland	-	(46,0)
Statoil Energy Trading Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Energy Ventures Fund B.V.	Nederland	Nederland	-	-
Statoil Epsilon Netherlands B.V.	Nederland	Russland	-	-
Statoil Eta Netherlands B.V.	Nederland	Colombia	-	-
Statoil Exploration Ireland Limited	Irland	Irland	-	4,9
Statoil Exploration U.K. Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Statoil Exploration Company	USA	USA	-	-
Statoil Forsikring as	Norge	Norge	-	-
Statoil Færøyene AS	Norge	Færøyene	1	(0,2)

Datterselskaper	Hjemmehørende i	Virksomhetsland	Antall ansatte	Netto rentekostnad (i millioner USD)
Statoil Gas Hibernia Ltd	Irland	Irland	-	-
Statoil Gas Marketing Europe AS	Norge	Norge	-	-
Statoil Gas Trading Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Statoil Global Employment Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Statoil Global New Ventures 2 AS	Norge	Russland	-	-
Statoil Global New Ventures AS	Norge	Ghana	-	(0,3)
Statoil Greenland AS	Norge	Grønland	-	-
Statoil GTL AS	Norge	Norge	-	(0,1)
Statoil Gulf of Mexico Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Gulf of Mexico LLC	USA	USA	-	-
Statoil Gulf of Mexico Response Company LLC	USA	USA	-	-
Statoil Gulf Properties Inc	USA	USA	-	-
Statoil Gulf Services LLC	USA	USA	721	-
Statoil Hassi Mouina AS	Norge	Algerie	-	(0,2)
Statoil Holding Netherlands B.V.	Nederland	Nederland	11	(0,1)
Statoil Holding Switzerland AG	Sveits	Sveits	-	-
Statoil India Netherlands B.V.	Nederland	India	-	-
Statoil Indonesia Aru AS	Norge	Indonesia	-	-
Statoil Indonesia Aru Trough I B.V.	Nederland	Indonesia	20	-
Statoil Indonesia AS	Norge	Indonesia	-	-
Statoil Indonesia Halmahera II AS	Norge	Indonesia	-	-
Statoil Indonesia Karama AS	Norge	Indonesia	-	-
Statoil Indonesia North Canal AS	Norge	Indonesia	-	-
Statoil Indonesia North Makassar Strait AS	Norge	Indonesia	-	(0,2)
Statoil Indonesia Obi AS	Norge	Indonesia	-	-
Statoil Indonesia West Papua IV AS	Norge	Indonesia	-	(0,3)
Statoil International Netherlands B.V	Nederland	Canada	-	-
Statoil International Venezuela AS	Norge	Venezuela	23	-
Statoil International Well Response Company AS	Norge	Norge	-	-
Statoil Iran AS	Norge	Iran	-	-
Statoil Kapitalforvaltning ASA	Norge	Norge	13	-
Statoil Kazakstan AS	Norge	Norge	-	-
Statoil Kharyaga AS	Norge	Russland	-	-
Statoil Ksi Netherlands B.V.	Nederland	Nederland	-	-
Statoil Kufra AS	Norge	Libya	-	-
Statoil Latin America AS	Norge	Norge	-	-
Statoil Libya AS	Norge	Libya	3	-
Statoil Mabruk AS	Norge	Libya	-	(0,1)
Statoil Marketing & Trading (US) Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Metanol ANS	Norge	Norge	-	(0,2)
Statoil Mexico AS	Norge	Mexico	-	-
Statoil Middle East Operations AS	Norge	Norge	3	-
Statoil Middle East Services Netherlands B.V.	Nederland	Irak	-	-
Statoil Mozambique A5-A B.V.	Nederland	Mosambik	-	-
Statoil Mu Netherlands B.V.	Nederland	Russland	-	-
Statoil Murzuq Area 146 AS	Norge	Libya	-	-
Statoil Murzuq AS	Norge	Libya	-	(0,2)
Statoil Myanmar Private Limited	Singapore	Myanmar	-	-
Statoil Natural Gas LLC	USA	USA	-	(1,9)
Statoil New Energy AS	Norge	Norge	-	(0,3)
Statoil New Zealand B.V.	Nederland	New Zealand	-	-

Datterselskaper	Hjemmehørende i	Virksomhetsland	Antall ansatte	Netto rentekostnad (i millioner USD)
Statoil Nicaragua Holdings B.V.	Nederland	Nicaragua	-	-
Statoil Nigeria AS	Norge	Nigeria	-	(0,4)
Statoil Nigeria Deep Water AS	Norge	Nigeria	-	(0,1)
Statoil Nigeria Deep Water Limited	Nigeria	Nigeria	-	-
Statoil Nigeria LTD	Nigeria	Nigeria	10	(1,1)
Statoil Nigeria Outer Shelf AS	Norge	Nigeria	-	(0,4)
Statoil Nigeria Outer Shelf Limited	Nigeria	Nigeria	-	-
Statoil Norsk LNG AS	Norge	USA	-	(0,3)
Statoil North Africa Gas AS	Norge	Algerie	-	(0,6)
Statoil North Africa Oil AS	Norge	Algerie	-	-
Statoil North Caspian AS	Norge	Kasakhstan	1	-
Statoil Nu Netherlands B.V.	Nederland	Nederland	-	-
Statoil Oil & Gas Brazil AS	Norge	Brasil	-	(3,6)
Statoil Oil & Gas LP	USA	USA	-	-
Statoil Oil & Gas Mozambique AS	Norge	Mosambik	-	(0,1)
Statoil Oil & Gas Services Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Orient AG	Sveits	Sveits	-	-
Statoil Orinoco AS	Norge	Venezuela	-	-
Statoil OTS AB	Sverige	Sverige	-	3,7
Statoil Pensjon	Norge	Norge	-	-
Statoil Petroleum AS	Norge	Norge	-	408,2
Statoil Pipelines LLC	USA	USA	-	-
Statoil Production (UK) Limited	Storbritannia	Storbritannia	100	-
Statoil Projects Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Quatro AS	Norge	Angola	-	(0,5)
Statoil Refining Denmark A/S	Danmark	Danmark	321	-
Statoil Refining Norway AS	Norge	Norge	-	11,5
Statoil Rho Netherlands B.V.	Nederland	Nederland	-	-
Statoil Russia AS	Norge	Russland	44	0,1
Statoil Russia Services AS	Norge	Russland	-	-
Statoil Russland AS	Norge	Russland	-	-
Statoil Shah Deniz AS	Norge	Aserbajdsjan	-	(3,4)
Statoil Shipping, Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Sincor AS	Norge	Venezuela	-	(0,4)
Statoil Sincor Netherlands B.V.	Nederland	Venezuela	-	(0,1)
Statoil South Africa B.V.	Nederland	Sør-Afrika	-	-
Statoil South Korea Co., Ltd	Sør-Korea	Sør-Korea	-	-
Statoil South Riding Point, LLC	USA	Bahamas	59	-
Statoil SP Gas AS	Norge	Iran	-	(0,4)
Statoil Suriname B.V.	Nederland	Surinam	-	-
Statoil Suriname B59 B.V.	Nederland	Surinam	-	-
Statoil Sverige Kharyaga AB	Sverige	Russland	-	0,5
Statoil Tanzania AS	Norge	Tanzania	21	-
Statoil Technology Invest AS	Norge	Norge	-	(0,2)
Statoil Texas Onshore Properties LLC	USA	USA	-	-
Statoil Trinta e Quatro AS	Norge	Angola	-	(0,3)
Statoil UK Holdings Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Statoil UK Limited	Storbritannia	Storbritannia	275	25,8
Statoil UK Properties Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Statoil Upsilon Netherlands B.V.	Nederland	Nederland	-	-
Statoil Uruguay B.V.	Nederland	Uruguay	-	-

Datterselskaper	Hjemmehørende i	Virksomhetsland	Antall ansatte	Netto rentekostnad (i millioner USD)
Statoil US Holdings Inc.	USA	USA	132	272,1
Statoil USA E&P Inc.	USA	USA	-	-
Statoil USA Onshore Properties Inc.	USA	USA	-	-
Statoil USA Properties Inc.	USA	USA	-	-
Statoil Venezuela AS	Norge	Venezuela	-	(0,1)
Statoil Venture AS	Norge	Norge	-	(0,7)
Statoil Wind I A/S	Danmark	Danmark	-	-
Statoil Wind II A/S	Danmark	Danmark	-	-
Statoil Wind III A/S	Danmark	Danmark	-	-
Statoil Wind Limited	Storbritannia	Storbritannia	-	-
Statoil Wind US LLC	USA	USA	-	-
Statoil Zagros Oil and Gas AS	Norge	Iran	-	-
Statoil Zeta Netherlands B.V.	Nederland	Aserbajdsjan	-	-
Svanholmen 8 AS	Norge	Norge	-	-
Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	Norge	Norge	-	-
Wind Power AS	Norge	Norge	-	-
Valutajusteringer			-	(2,1)
Total			20.538	0,0

Uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet til Statoil ASA vedrørende rapporten Betaling til myndigheter

Vi har blitt engasjert av ledelsen i Statoil ASA for å gi moderat sikkerhet for rapporten Betaling til myndigheter for året med avslutning 31. desember 2016 ("Rapporten").

Statoil ASAs oppgaver og plikter

Styret og ledelsen er ansvarlig for å utarbeide og presentere Rapporten uten vesentlige feil i henhold til Regnskapsloven §3-3d og de detaljerte reglene inkludert i "Forskrift om land-for-land rapportering" samt prinsippene som angitt i Rapporten og for informasjonen som er inkludert i Rapporten. Dette ansvaret inkluderer: designe, etablere og vedlikeholde internkontroll som er relevant for utarbeidelsen og presentasjonen av Rapporten slik at den ikke inneholder vesentlige feil, som følge av misligheter eller feil.

Revisors oppgaver og plikter

Vår oppgave er å kontrollere Rapporten utarbeidet av Statoil ASA og gi uttrykk for en mening om Rapporten basert på vår kontroll og å avgi en uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet. Vi har foretatt våre kontroller og avgir vår uttalelse i samsvar med internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000: Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon. Standarden krever videre at vi planlegger og utfører våre handlinger for å gi relevant nivå av sikkerhet for at Rapporten er korrekt utarbeidet og presentert, i all vesentlighet, som basis for vår konklusjon.

Selskapet anvender Internasjonal standard for kvalitetskontroll 1 og opprettholder et omfattende system for kvalitetskontroll inkludert dokumenterte retningslinjer og prosedyrer vedrørende etterlevelse av etiske krav, faglige standarder og gjeldende lovmessige og regulatoriske krav.

Vi følger Code of Ethics for Professional Accountants (IESBAs etikkregler), som beskriver de etiske kravene som er relevante for vårt oppdrag, inkludert uavhengighet og andre krav basert på grunnleggende prinsipper om integritet, objektivitet, profesjonell kompetanse og rimelig aktsomhet, konfidensialitet og profesjonell adferd.

Arbeid for å utarbeide en attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet i henhold til ISAE 3000 avhenger av vårt skjønn, herunder vurderinger av risikoene for at Rapporten inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil, respons på de vurderte risikoene ved engasjementet, samt evaluering av presentasjonen av Rapporten. Formålet, tidspunktet og omfanget av våre handlinger er basert på vår forståelse av Rapporten og andre forhold ved engasjementet, og våre vurderinger av områder hvor det er sannsynlig at vesentlige feil ved Rapporten kan forekomme.

Ved opparbeidelsen av vår forståelse av Rapporten tar vi hensyn til den interne kontrollen som er relevant for utarbeidelsen og presentasjonen av Rapporten. Formålet er å utforme kontrollhandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av den interne kontrollen.

Moderat sikkerhet er lavere enn absolutt sikkerhet og betryggende sikkerhet. Et engasjement for å avgi en attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet har et betydelig mindre omfang enn et engasjement for å avgi en attestasjonsuttalelse med betryggende sikkerhet, både for handlinger knyttet til risikovurderinger, inkludert forståelse for internkontroll, og handlingene våre for å innhente bevis for å dekke disse risikoene, som avviker i art og tidspunkt og er betydelig mindre i omfang enn for et engasjement for å avgi en erklæring med betryggende sikkerhet. Følgelig er graden av sikkerhet som fremskaffes på et attestasjonsoppdrag som skal gi moderat sikkerhet betydelig lavere enn sikkerheten som ville ha vært fremskaffet hvis det var blitt utført et attestasjonsoppdrag som skal gi betryggende sikkerhet.

Handlingene vi utførte var basert på vårt profesjonelle skjønn og inkluderer forespørsler, observasjon av utførte prosesser, inspeksjon av dokumentasjon, analytiske handlinger, evaluering av rimeligheten av målemetoder og rapporteringsprinsipper og å avstemme Rapporten mot underliggende dokumentasjon.

Vi avgir ikke en attestasjonsuttalelse som gir en betryggende sikkerhet for at Rapporten har blitt utarbeidet og presentert, i all vesentlighet, i henhold til Regnskapsloven §3-3d og de detaljerte reglene inkludert i "Forskrift om land-for-land rapportering", samt prinsippene som angitt i Rapporten og for informasjonen som er inkludert i Rapporten.

Konklusjon

Denne konklusjonen er utarbeidet på grunnlag av og er underlagt de iboende begrensninger som er beskrevet andre steder i denne uavhengige attestasjonsuttalelsen. Etter vår mening har vi innhentet tilstrekkelig og hensiktsmessig bevis som grunnlag for vår konklusjon.

Basert på de handlingene vi har utført og bevisene vi har innhentet beskrevet i denne uavhengige attestasjonsuttalelsen med moderat sikkerhet har vi ikke avdekket noen forhold som tilsier at Rapporten ikke er utarbeidet og presentert, i det alt vesentlige, i henhold til Regnskapsloven §3-3d og de detaljerte reglene inkludert i "Forskrift om land-for-land rapportering", samt prinsippene som er inkludert i Rapporten.

Oslo, 9. mars 2017
KPMG AS

Mona Irene Larsen
Statsautorisert revisor

Note: Denne oversettelsen fra engelsk har blitt utformet utelukkende for informasjonsformål.

5.5 ERKLÆRINGER

Styrets redegjørelse for rapportering av myndighetsbetalinger

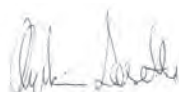
I dag har styret og konsernsjefen gjennomgått og godkjent styrets rapport utarbeidet i samsvar med Lov om verdipapirhandel, § 5-5a, angående rapportering av myndighetsbetalinger per 31. desember 2016.

Etter vår beste overbevisning bekrefter vi at:

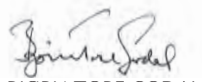
- Informasjonen presentert i rapporten er utarbeidet i samsvar med kravene i Lov om verdipapirhandel, § 5-5a, og tilhørende forskrifter.

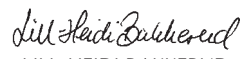
Oslo, 9. mars 2017

I STYRET FOR STATOIL ASA


 ØYSTEIN LØSETH
 LEDER


 ROY FRANKLIN
 NESTLEDER


 BJØRN TORE GODAL

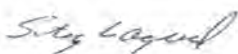

 LILL-HEIDI BAKKERUD


 JEROEN VAN DER VEER


 MARIA JOHANNA OUDEMAN


 REBEKKA GLASSER HERLOFSEN


 INGRID ELISABETH DI VALERIO


 STIG LÆGREID


 WENCHE AGERUP


 ELДАР SÆTRE
 KONSERNESJEF

Styrets og ledelsens erklæring

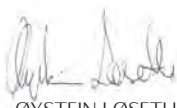
Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans har i dag behandlet og godkjent årsrapporten for 2016, som inkluderer styrets årsberetning, årsregnskapet for Statoil-konsernet og årsregnskapet for morselskapet Statoil ASA, per 31. desember 2016.

Etter vår beste overbevisning, bekrefter vi at:

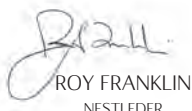
- konsernregnskapet for Statoil-konsernet er utarbeidet i samsvar med IFRS- og IFRIC-standarder godkjent av EU, IFRS-standarder utstedt av IASB i tillegg til supplerende norske opplysningskrav som følger av regnskapsloven, og at
- årsregnskapet for morselskapet Statoil ASA for 2016 er utarbeidet i samsvar med regnskapsloven og forenklet IFRS i henhold til Regnskapsloven og forskrift om bruk av forenklet IFRS utstedt av Finansdepartementet, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet er i samsvar med regnskapslovens krav og norsk regnskapsstandard nr 16, og at
- opplysningene som er presentert i årsregnskapene gir et rettviseende bilde av konsernets og morselskapets eiendeler, gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet per 31. desember 2015, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet gir en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet, den finansielle stillingen og de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet og morselskapet står overfor

Oslo, 9. mars 2017

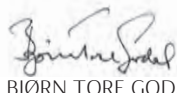
I STYRET FOR STATOIL ASA



ØYSTEIN LØSETH
LEDER



ROY FRANKLIN
NESTLEDER



BJØRN TORE GODAL



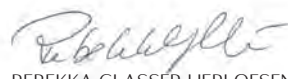
LILL-HEIDI BAKKERUD



JEROEN VAN DER VEER



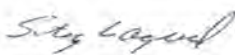
MARIA JOHANNA OUDEMAN



REBEKKA GLASSER HERLOFSEN



INGRID ELISABETH DI VALERIO



STIG LÆGREID



WENCHE AGERUP



HANS JAKOB HEGGE
KONSERNDIREKTØR
FOR ØKONOMI OG FINANS



ELDAR SÆTRE
KONSERNSJEF

Innstilling fra bedriftsforsamlingen

Vedtak:

I møte 17. mars 2017 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet for 2016 for Statoil ASA og Statoilkonsernet, samt styrets forslag til disponering av overskuddet.

Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap og disponering av overskuddet.

Oslo, 17. mars 2017



Tone Cathrine Lunde Bakker
Bedriftsforsamlingens leder

Bedriftsforsamlingen

Sun Lehmann	Greger Mannsverk	Ingvald Strømmen	Siri Kalvig	Brit Gunn Ersland
Nils Bastiansen	Steinar Olsen	Rune Bjerke	Terje Venold	Steinar Kåre Dale
Jarle Roth	Kathrine Næss	Birgitte Ringstad Vartdal	Kjersti Kleven	Per Martin Labråten
Anne K.S. Horneland	Jan-Eirik Feste	Hilde Møllerstad	Per Helge Ødegård	Dag-Rune Dale
				Tone Cathrine Lunde Bakker

5.6 BEGREP OG FORKORTELSER

Interne forkortelser

- ACG – Azeri-Chirag-GunashliX
- ACQ – Annual contract quantity (årlig kontraktskvalitet)
- AFP – Agreement-based early retirement plan (avtalefestet førtidspensjon)
- AGM – Annual general meeting (generalforsamling)
- ÅTS – Åsgard transport system (Åsgård transportsystem)
- APA – Awards in pre-defined areas (tildelinger i forhåndsdefinerte områder)
- ARO – Asset retirement obligation (nedstengnings- og fjerningsforpliktelser)
- BTC – Baku-Tbilisi-Ceyhan-rørledningen
- CCS – CO₂-fangst og -lagring
- CH₄ – Metan
- CO₂ – Karbondioksid
- DKK – Danske kroner
- DPI – Development and Production International
- DPN – Development and Production Norway
- DPUSA – Development and Production USA
- DST – Drill Stem Test (borestrengtest)
- D&W – Drilling and Well
- EØS – Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
- EFTA – Det europeiske frihandelsforbund
- EMTN – Europeisk medium term note
- EU – Den europeiske union
- EU ETS – EU Emissions Trading System
- EUR – Euro
- EXP – Utløp
- FAE – De forente arabiske emirater
- FPSO – Floating production, storage and offload vessel (flytende produksjons-, lagrings-, og lossefartøy)
- GAAP – Generally Accepted Accounting Principals (god forretningskikk)
- GBP – Britisk pund
- GBS – Gravity-based structure
- BNP – Brutto nasjonalprodukt
- GHG – Drivhusgass
- GSB – Global Strategy and Business Development (Global Strategi og Forretningsutvikling)
- HMS – Helse, miljø og sikkerhet
- HTHP – Høy temperatur / høyt trykk
- IASB – International Accounting Standards Board
- ICE – Intercontinental Exchange
- IEA – Det internasjonale energibyrå
- IFRS – International Financial Reporting Standards (internasjonale regnskapsstandarder)
- IOR – Improved oil recovery (økt oljeutvinning)
- LNG – Liquefied natural gas (kondensert naturgass)
- LPG – Liquefied petroleum gas (kondensert petroleumsgass)
- MMP – Markedsføring, midtstrøms og prosessering
- OED – Olje- og energidepartementet
- MW – Megawatt
- NKS – Norsk kontinentalsokkel
- NES – New Energy Solutions (nye energiløsninger)
- NIOC – National Iranian Oil Company
- NOK – Norske kroner
- NO_x – Nitrogenoksid
- OECD – Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling
- OML – Oil mining lease (oljeutvinningskonsesjon)

- OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisasjonen av oljeeksporterende land)
- OTC – Over-the-counter (utenom børs)
- OTS – Oil trading and supply department (Oljetrading- og leveringsavdelingen)
- P5+1 – FNs sikkerhetsråds fem faste medlemmer
- PDO – Plan for utbygging og drift
- PDQ – Production drilling quarters (produksjonsboringskvarter)
- PIO – Plan for installasjon og drift
- PRD – Prosjektutviklingsorganisasjon
- PSA – Produksjonsdelingsavtale
- PSR – Anskaffelser og leverandørrelasjoner
- RDI – Forskning, utvikling og innovasjon
- FoU – Forskning og utvikling
- ROACE – Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital
- RRR – Reserveerstatningsrate
- SAGD – Steam-assisted gravity drainage
- SCP – South Caucasus Pipeline System
- SDØE – Statens direkte økonomiske engasjement
- SEC – Securities and Exchange Commission
- SEK – Svenske kroner
- SFR – Statoil Fuel & Retail
- SIF – Frekvens for alvorlige hendelser
- TAP – Trans Adriatic Pipeline AG
- TEX – Technology Excellence
- TLP – Strekkstagplattform
- TPD – Teknologi, prosjekter og boring
- TRIF – Personskadefrekvensen per million arbeidstimer
- TSP – Leverandør av tekniske tjenester
- UCKS – Britisk kontinentalsokkel
- USD – Amerikanske dollar
- WTG – Vindturbingeneratorer

Forkortelser av måleenheter, osv.

- bbl – fat
- mbbbl – tusen fat
- mmbbl – million fat
- boe – tilsvarende fat olje
- boe – tilsvarende tusen fat olje
- mmboe – tilsvarende million fat olje
- mmcf – million kubikkfot
- mmbtu – million british thermal unit
- bcf – milliard kubikkfot
- tcf – billion kubikkfot
- scm – standard kubikkmeter
- mcm – tusen kubikkmeter
- mmcm – million kubikkmeter
- bcm – milliard kubikkmeter
- mmtpa – million tonn i året
- km – kilometer
- ppm – part per million
- en milliard – tusen millioner

Tilsvarende mål er basert på

- 1 fat tilsvarer 0,134 tonn olje (33 grader API)
- 1 fat tilsvarer 42 US gallons
- 1 fat tilsvarer 0,159 standard kubikkmeter
- tilsvarende som 1 fat olje tilsvarer 1 fat råolje
- tilsvarende som 1 fat olje tilsvarer 159 standard kubikkmeter naturgass
- tilsvarende som 1 fat olje tilsvarer 5 612 kubikkfot naturgass
- tilsvarende som 1 fat olje tilsvarer 0,0837 tonn NGL
- 1 milliard standard kubikkmeter naturgass tilsvarer 1 million standard kubikkmeter oljeekivalent
- 1 kubikkmeter tilsvarer 35,3 kubikkfot
- 1 kilometer tilsvarer 0,62 miles

- 1 kvadratkilometer tilsvarer 0,39 square mile
- 1 kvadratkilometer tilsvarer 247 105 acres
- 1 kubikkmeter naturgass tilsvarer 1 standard kubikkmeter naturgass
- 1000 standard kubikkmeter gass tilsvarer 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent
- 1000 standard kubikkmeter naturgass tilsvarer 6,29 boe
- 1 standard kubikkmeter tilsvarer 0,0283 standard kubikkmeter
- 1 standard kubikkmeter tilsvarer 1000 british thermal units (btu)
- 1 tonn NGL tilsvarer 1,9 standard kubikkmeter oljeekvivalent
- 1 grad celsius tilsvarer minus 32 pluss 5/9 av antall grader fahrenheit

Diverse begrep

- **Evalueringsbrønn:** en brønn som bores for å fastslå størrelsen på et funn
- **Backwardation og contango** er begreper som brukes i råoljemarkedet. Contango er en situasjon der terminprisene er høyere enn spot-prisene, slik at terminkurven er stigende. Backwardation er motsatt situasjon, der spot-prisene er høyere enn terminprisene og terminkurven er fallende
- **Biodrivstoff:** et drivstoff i fast eller flytende form eller gassform utvinnet fra forholdsvis nytt biologisk materiale som skiller seg fra fossile brensler, som utvinnes fra gammelt biologisk materiale
- **Foe/fat** (fat oljeekvivalenter): et mengdemål på råolje, naturgass i væskeform og naturgass med samme grunnlag. Volum av naturgass omregnes til fat på grunnlag av energiinnhold
- **Klastiske reservoarsystemer:** de integrerte statiske og dynamiske egenskapene til et hydrokarbonreservoar dannet av klastiske bergarter av en spesifikk sedimentær struktur og seglet
- **Kondensat:** de tyngre komponentene i naturgass, for eksempel pentan, heksan, iceptane, osv., som er flytende under atmosfærisk trykk – også kalt naturgass eller nafta
- **Råolje, olje:** inkluderer kondensater og naturgassvæsker
- **Utvikling:** boring, konstruksjon og relaterte aktiviteter etter funn som kreves for å starte produksjon på olje- og gassfelt
- **Nedstrøms:** salg og distribusjon av produkter fremstilt gjennom aktiviteter oppstrøms
- **Egenproduksjon og bokført produksjon av olje og gass:** Egenproduksjonsvolum representerer volumer produsert under en produksjonsdelingsavtale (PSA) i henhold til Statoils prosentandel på et spesifikt felt. Bokført produksjon, på den andre siden, representerer Statoils andel av volumer utdelt til partnerne på feltet og er underlagt fratrett av blant annet produksjonsavgift og vertslanets andel av fortjenesten. Under PSA-betingelsene vil fortjenesten fra olje utledet fra egenproduksjonsvolumet normalt øke med den kumulative investeringsavkastningen for partnerne og/eller produksjonen fra lisensen. Skillet mellom egenproduksjon og egenandel er relevant for de fleste PSA-regimer, men gjelder ikke i de fleste konsesjonsbaserte regimer, som Norge, Storbritannia, Canada og Brasil. Oversikten over egenproduksjonen gir leseren tilleggsopplysninger, da visse kostnader beskrevet i resultatanalysen var direkte tilknyttet egenproduksjonen i de rapporterte årene
- **Tungolje:** råolje med høy viskositet (vanligvis over 10 cp) og høy spesifikk vekt. API klassifiserer tungolje som råolje med en tyngde under 22,3° API. I tillegg til høy viskositet og høy spesifikk vekt har tungolje ofte hydrogen/karbon-verdi, høyt innhold av asfalten, svovel, nitrogen og tungmetaller, samt høyere syreverdier
- **Høy kvalitet:** relatert til selektiv høsting av ressurser ved å kutte det beste og etterlate resten. I forbindelse med utvinning og produksjon innebærer dette streng prioritering og sekvensering av boremaal
- **Hydro:** henvisning til olje- og energiaktivitetene i Norsk Hydro ASA, som fusjonerte med Statoil ASA
- **IOR (økt oljeutvinning):** faktiske tiltak som gir en høyere utvinningsfaktor fra et reservoar, sammenlignet med forventet verdi

på et referansetidspunkt. IOR omfatter både tradisjonell og fremvoksende teknologi

- **Væsker:** betyr olje, kondensater og NGL
- **LNG (kondensert naturgass):** mager gass – primært metan – omdannet til flytende form ved nedkjøling til minus 163 grader celsius under atmosfærisk trykk
- **LPG (kondensert petroleumsgass):** består primært av propan og butan, som omdannes til væske under et trykk på seks til syv atmosfærer. LPB fraktes i spesialbeholdere
- **Midtstrøms:** prosessering, lagring og transport av råolje, naturgass, naturgassvæsker og svovel
- **Nafta:** lettantennelig olje fremstilt ved tørrdestillasjon av petroleum
- **Naturgass:** petroleum som består primært av lette hydrokarboner. Kan inndeles i 1) mager gass, primært metan, men ofte med innhold av etan og mindre mengder tyngre hydrokarboner (salgsgass), og 2) våtgass, primært etan, propan og butan, samt mindre mengder tyngre hydrokarboner; delvis flytende under atmosfærisk trykk
- **NGL (naturgassvæsker):** lette hydrokarboner som primært består av etan, propan og butan, som er flytende under trykk ved normal temperatur
- **Oljesand:** en blanding av bitumen, vann, sand og leire som forekommer naturlig. En tungt viskøs råolje
- **Verdikjeder for olje og gass:** beskriver verdien som tilføres i hvert ledd, fra 1) leting, 2) utvikling, 3) produksjon, 4) transport og raffinering og 5) markedsføring og distribusjon
- **Organiske kapitalutgifter:** kapitalutgifter ekskludert oppkjøp, leasing av kapitalvarer og andre investeringer med en betydelig annenledes kontantstrøm
- **Petroleum:** et samlebegrep for hydrokarboner, enten fast, flytende eller i gassform. Hydrokarboner er stoffer dannet av hydrogen (H) og karbon (C). Andelen av ulike stoffer, fra metan og etan til de tyngste komponentene, varierer fra funn til funn. Hvis et reservoar primært inneholder lette hydrokarboner, beskrives det som et gassfelt. Hvis det er mest av de tyngre hydrokarbonene, beskrives det som et oljefelt. Et oljefelt kan ha fri gass over oljen og inneholde lette hydrokarboner, også kalt tilhørende gass
- **Påviste reserver:** reserver som det hevdes at med rimelig sikkerhet (normalt minst 90 % sikkerhet) skal kunne utvinnes under eksisterende økonomiske og politiske betingelser, ved bruk av eksisterende teknologi. Dette er den eneste typen reserver som oljeselskapene tillates å rapportere av Securities and Exchange Commission i USA
- **Referansemargin for raffinering:** en typisk gjennomsnittlig bruttomargin for de to raffineriene våre, Mongstad og Kalundborg. Referansemarginen vil avvike fra den faktiske marginen på grunn av variasjoner i type råolje og annet råstoff, produksjon, produktutbytte, fraktkostnader, inventar, osv.
- **Riggår:** et mål på antall riggekvalenter i drift i en gitt periode. Dette beregnes som antall dager riggene er i drift, delt på antall dager i perioden
- **Oppstrøms:** inkluderer leting etter potensielle olje- og gassfelt på land eller til sjøs, boring av letebrønner og drift av brønnene for å hente opp væsker eller naturgass til overflaten
- **VOC (flyktige organiske stoffer):** andre kjemiske forbindelser som har høyt nok damptrykk under normale betingelser til betydelig fordampning til jordens atmosfære (f.eks. gasser dannet under fylling og tømning av råolje)

5.7 UTSAGN OM FREMTIDEN

Denne Annual Report on Form 20-F inneholder enkelte fremtidsrettede utsagn som involverer usikkerhetsmomenter, spesielt i delene «Forretningsoversikt» og «Strategi og markedsoversikt». I enkelte tilfeller er det brukt ord som «mål», «ambisjon», «forvente», «tro», «fortsette», «kan», «estimere», «forvente», «ha til hensikt», «sannsynlig», «utsikter», «planlegge», «forsøke», «mål», «burde», «strategi», «vil» og lignende uttrykk for å identifisere fremtidsrettede utsagn. Alle uttalelser, utenom de av historisk karakter, inkludert blant annet utsagn om fremtidig økonomisk stilling, driftsresultat og kontantstrøm; fremtidige finansielle forholdstall og informasjon; fremtidig finansiell eller operasjonell portefølje eller ytelse; fremtidig markedsposisjon og markedsforhold; fremtidig kredittvurdering; forretningsstrategi; vekststrategi; salgs-, handels- og markedsstrategier; forsknings- og utviklingstiltak og strategi; markedsutsikter og fremtidige økonomiske anslag og forutsetninger; konkurranseposisjon; anslått regularitet og ytelsesnivåer; forventninger knyttet til våre siste transaksjoner og prosjekter, for eksempel salg av interesser i Shah Deniz-prosjektet og South Caucasus Pipeline, interesser i landbaserte Marcellus i USA, interesser i Trans Adriatic-rørledningen, interesser i Gudrun-feltet og kjøp av andeler i Eagle Ford i USA, Mariner-prosjektet i Storbritannia, Peregrino fase II-prosjektet i Brasil, i tillegg til prosjektene Johan Sverdrup og Aasta Hansteen på norsk sokkel, funn på norsk sokkel og internasjonalt; vår eierandel i Gassled; gjennomføring og resultater av oppkjøp, salg og andre kontraktsmessige ordninger; reserveinformasjon; utvinningsgrad og nivåer; fremtidige marginer; forventet avkastning; fremtidige nivåer eller utbygging av kapasitet, reserver og ressurser; fremtidig nedgang på modne felt; planlagte revisjonsstanser og annet vedlikehold; planer for opphør og avvikling; olje- og gassproduksjonsprognoser og -rapportering; vekst, forventninger og utvikling av produksjon, prosjekter, rørledninger eller ressurser; estimerer knyttet til produksjons- og utviklingsnivå og datoer; operasjonelle forventninger, beregninger, tidsplaner og kostnader; lete- og utviklingsaktiviteter, -planer og -forventninger; prognoser og forventninger til opp- og nedstrømsaktiviteter; forventninger knyttet til lisenser; olje, gass, alternative drivstoff og energipriser og volatilitet; tilbud og etterspørsel av olje, gass, alternative drivstoff og energi; fornybar energiproduksjon, industriutsikter og karbonfangst og -lagring; organisasjonsstruktur og politikk; planlagte tiltak mot klimaendringer; teknologisk innovasjon, gjennomføring, posisjon og forventninger; fremtidig energieffektivitet; anslåtte driftskostnader eller besparelser; vår evne til å skape eller forbedre verdi; fremtidige finansieringskilder; utgifter ved leting og prosjektutvikling; vårt mål om sikker og effektiv drift; effektiviteten av våre interne retningslinjer og planer; vår evne til å håndtere vår risikoeksponering; vårt likviditetsnivå og ledelse; estimerte eller fremtidige forpliktelser, utgifter eller ansvar; forventet effekt av valuta- og rentesvingninger; forventninger knyttet til kontraktsmessige eller økonomiske motparter; investeringsestimer og -forventninger; anslått utfall, virkning av eller tidspunkt for HMS-

regelverk; HMS-mål og målsettinger for ledelse av fremtidig drift; forventninger knyttet til regulatoriske trender; virkningen av PSA-effekter; forventet virkning av eller tidspunkt for administrative eller statlige regler, standarder, vedtak, standarder eller lover (herunder skattelover); anslått virkning av rettslige krav; planer for kapitaldistribusjon og utbytte er fremtidsrettede uttalelser. Det bør ikke legges for stor vekt på disse fremtidsrettede uttalelsene. Det er mange årsaker til at de faktiske resultater kan avvike vesentlig fra det som er forventet i de fremtidsrettede uttalelsene, blant annet risikoene beskrevet ovenfor i «Risikooversikt», og i «Operasjonell oversikt», og andre steder i denne årsrapporten.

Disse fremtidsrettede uttalelsene er basert på nåværende oppfatninger om framtidige hendelser og er i sin natur gjenstand for betydelig risiko og usikkerhet, ettersom de omhandler hendelser og avhenger av forhold som vil inntre i fremtiden. Det finnes en rekke faktorer som kan forårsake at faktiske resultater og utvikling kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller underforstått av disse fremtidsrettede uttalelsene, inkludert nivåer av produktleveranse, etterspørsel og priser; kurs og rentesvingninger; den politiske og økonomiske politikken til Norge og andre oljeproduserende land; EU-direktiver; generelle økonomiske forhold; politisk og sosial stabilitet og økonomisk vekst i relevante områder av verden; usikkerhet i eurosonen; globale politiske hendelser og handlinger, inkludert krig, terrorisme og sanksjoner; sikkerhetsbrudd, inkludert brudd på vår digitale infrastruktur (cybersikkerhet); endringer eller usikkerhet i eller manglende overholdelse av lover og offentlige forskrifter; tidspunktet for å sette nye felt i produksjon; en manglende evne til å utnytte vekstmuligheter; vesentlige forskjeller fra reserveanslagene; mislykket letevirksomhet; manglende evne til å finne og utvikle reserver; ineffektivitet i krisehåndteringssystemer; negative endringer i skatteregimer; utvikling og bruk av ny teknologi, spesielt innen fornybar energi; geologiske eller tekniske problemer; driftsproblemer; operatørfeil; tilstrekkelig forsikring; mangel på nødvendig infrastruktur for transport når et felt befinner seg på et avsidesliggende sted, og andre transportproblemer; handlingene til konkurrenter; handlingene til felpartnere; handlingene til den norske stat som hovedaksjonær, mislighold hos motpart; naturkatastrofer, ugunstige værforhold, klimaendringer og andre endringer i forretningsforhold; unnlattelse av å oppfylle våre etiske og sosiale standarder; manglende evne til å tiltrekke seg og beholde personell, og andre faktorer diskutert andre steder i denne rapporten.

Selv om vi mener at de forventningene som reflekteres i de fremtidsrettede uttalelsene, er rimelige, kan vi ikke forsikre deg om at våre fremtidige resultater, aktivitetsnivå eller ytelse vil møte disse forventningene. Videre har verken vi eller noen annen person ansvar for nøyaktigheten og fullstendigheten av de fremtidsrettede uttalelsene. Med mindre vi er pålagt ved lov å oppdatere disse utsagnene, vil vi ikke nødvendigvis oppdatere noen av disse uttalelsene etter datoen for denne årsrapporten, enten for å få dem til å stemme overens med faktiske resultater eller med endringer i våre forventninger.

5.8 SIGNATUR

Registranten bekrefter herved at den oppfyller alle kravene for innlevering på Form 20-F, og at den har behørig nominert og autorisert undertegnede til å undertegne denne årsrapporten på sine vegne.

Statoil ASA
(Registrant)

Av: /s/ Hans Jakob Hegge
Navn: Hans Jakob Hegge
Tittel: Visekonsernsjef og konserndirektør

Dato: 17. mars 2017

STATOIL ASA
POSTBOKS 8500
4035 STAVANGER
NORGE
TELEFON: 51 99 00 00

www.statoil.com