

2017

Årsrapport



Statoil

Plattformdekket til Aasta Hansteen
ankommer Ølensvåg.
Foto: Espen Rønnevik/Woldcam

Innholdsfortegnelse

INTRODUKSJON

| | |
|------------------------|----|
| Melding fra styreleder | 5 |
| Konsensjefens forord | 7 |
| Kort om Statoil | 8 |
| Om rapporten | 10 |

STRATEGISK RAPPORT

| | |
|--|----|
| 2.1 Strategi og markedsoversikt | 13 |
| 2.2 Vår virksomhet | 17 |
| 2.3 E&P Norway - Leting & produksjon Norge | 21 |
| 2.4 E&P International - Leting & produksjon internasjonalt | 27 |
| 2.5 MMP - Markedsføring, midtstrøm & prosessering | 34 |
| 2.6 Andre | 36 |
| 2.7 Konsernforhold | 39 |
| 2.8 Resultater fra drift | 43 |
| 2.9 Gjennomgang av resultatene | 55 |
| 2.10 Likviditet og kapitalressurser | 63 |
| 2.11 Risikoanalyse | 67 |
| 2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft | 77 |
| 2.13 Våre medarbeidere | 81 |

EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

| | |
|--|-----|
| 3.1 Implementering og rapportering | 88 |
| 3.2 Virksomhet | 90 |
| 3.3 Egenkapital og utbytte | 90 |
| 3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående | 91 |
| 3.5 Fri omsettelighet | 92 |
| 3.6 Generalforsamling | 92 |
| 3.7 Valgkomiteen | 93 |
| 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen | 94 |
| 3.9 Styrets arbeid | 104 |
| 3.10 Risikostyring og internkontroll | 106 |
| 3.11 Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen | 108 |
| 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen | 110 |
| 3.13 Informasjon og kommunikasjon | 118 |
| 3.14 Overtakelse | 118 |
| 3.15 Ekstern revisor | 119 |

REGNSKAP OG NOTER

| | |
|---|-----|
| 4.1 Konsernregnskap Statoil | 123 |
| 4.2 Tilleggsopplysninger for produksjonsvirksomheten for olje og gass | 184 |
| 4.3 Selskapsregnskap Statoil ASA | 197 |

TILLEGGSINFORMASJON

| | |
|--------------------------------|-----|
| 5.1 Aksjonærinformasjon | 227 |
| 5.2 non-GAAP måltall | 237 |
| 5.3 Rettsaker | 242 |
| 5.4 Betalinger til myndigheter | 242 |
| 5.5 Erklæringer | 258 |
| 5.6 Begrep og forkortelser | 261 |
| 5.7 Utsagn om fremtiden | 263 |
| 5.8 Signatur | 264 |



Introduksjon

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



Gina Krog.
Foto: Ole Jørgen Bratland

MELDING FRA STYRELEDER

Jon Erik Reinhardsen
Styreleder



TIL VÅRE INVESTORER,

2017 var et godt år for Statoil, både driftsmessig og finansielt. Forbedringsprogrammet har gitt betydelige positive resultater, og selskapet har dratt fordeler av et styrket olje- og gassmarked. Videre har Statoil levert på den spissede strategien selskapet presenterte i februar 2017.

Driftsresultat for 2017 var positivt med 13,8 milliarder USD, opp fra rundt null i 2016. Statoil fortsetter å levere på sine forbedringsambisjoner, og har en sterk drift. Med en fri kontantstrøm på 3,1 milliarder USD¹ oppnådde Statoil positiv fri kontantstrøm ved en oljepris godt under 50 USD per fat.

Solide sikkerhetsresultater er avgjørende for virksomheten. Frekvensen for alvorlige hendelser for 2017 er forbedret sammenlignet med 2016, men det er viktig å huske at sikkerhetsresultater er ferskvare. Sikkerhet må leveres på hver eneste dag. Styret jobber tett sammen med Statoils administrasjon for å opprettholde innsatsen innenfor sikkerhet, i hele selskapet og hos selskapets ledere.

Oljemarkedet har gradvis rebalansert seg og prisnivået er styrkt. Vi må imidlertid være forberedt på volatilitet. Geopolitisk utvikling, OPECs politikk, amerikansk skiferolje og kortsiktig tradingvirksomhet er alle viktige faktorer. For styret er det avgjørende at Statoil er et robust selskap, godt forberedt på å håndtere ulike framtidsscenerier.

Statoil satser videre på å opprettholde et konkurransedyktig aksjeutbytte. For fjerde kvartal 2017 foreslår vi for generalforsamlingen at det vedtas et utbytte på 0,23 USD per aksje, en økning på 4,5 %. Dette er i tråd med Statoils utbyttepolitikk om å øke utbyttet i takt med underliggende inntjening. Statoil har avsluttet sitt toårige utbytteaksjesjeprogram som planlagt. Vi ser i tillegg et økende mulighetsrom for tilbakekjøp av aksjer, avhengig av makroøkonomiske utsikter og porteføljeutvikling. Vår kortsiktige prioritering er imidlertid å styrke balansen.

Statoil har økt sine produksjonsprognosenter og samtidig redusert investeringskostnadene. Forbedringene som er levert de siste årene har styrket Statoils finansielle posisjon og konkurransedyktighet i betydelig grad. Dette gjenspeiles i driften og i neste generasjons prosjektporlefølje med en balansepris på 21 USD per fat.

Statoil boret 28 letebrønner i 2017, hvorav 14 var funn. Selskapet har sikret tilgang til attraktive nye arealer, i Argentina og Tyrkia, og styrket porteføljen med oppkjøp som Carcará North, Roncador i Brasil og Martin Linge i Norge.

Statoil arbeider for å videreføre en distinkt og konkurransedyktig portefølje basert på strategien sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp.

Selskapet vil utnytte sine industrielle styrker. Statoil har operasjonell kompetanse, utvinningsgrad i verdensklasse, ledende prosjektleveranser, tilgang til attraktive markeder, og ledende posisjon innen digitalisering. Slik vil Statoil utvikle langsiglig verdi på norsk sokkel, skape vekstmuligheter internasjonalt, og øke verdiskapningen innen markedsførings- og midtstrømvirksomheten.

Selskapet fortsetter å bygge opp en betydelig posisjon innen nye energiløsninger. Innenfor havvind er Statoil konkurransedyktig og godt posisjonert. Statoil er nå operatør for tre havvindparker, og har også gått inn i sitt første solenergiprosjekt gjennom oppkjøp av 43,75 % andel i Apodi-prosjektet i Brasil.

Å svare på klimautfordringen og forberede Statoil for en lavutslippsframtid er en integrert del av selskapets strategi. Konkrete tiltak er iverksatt for å redusere klimagassutslippene fra virksomheten, og ytterligere tiltak gjøres for gradvis å bygge opp en mer karboneffektiv portefølje.

Styret mener at selskapet er godt forberedt på å håndtere dagens markedssituasjon. Det har den kompetanse, kapasitet og lederskap som er nødvendig for å skape nye forretningsmuligheter og langsiglig verdi for våre aksjonærer.

Etter årets slutt har styret besluttet å anbefale til generalforsamlingen å endre selskapsnavnet fra Statoil til Equinor. Vår strategi ligger fast, og endringen er et naturlig steg i utviklingen fra et fokuseret olje- og gasselskap til et bredt energiselskap.

Styret anser det nye navnet som en videreføring av selskapets stolte historie, og en forpliktelse til å skape verdier også i et lavkarbonsamfunn.

Jeg vil takke alle ansatte i Statoil for deres innsatsvilje og engasjement, og våre aksjonærer for deres fortsatte investering.

Jon Erik Reinhardsen
Styreleder

¹ Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall

KONSERNSJEFENS FORORD



TIL VÅRE AKSJONEÆRER,

På starten av et nytt år, med nye muligheter, er et tilbakeblikk nyttig. I 2017 presenterte vi vår strategi for sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp, hvor vi satte klare ambisjoner for framtiden. Nå har vi levert utover våre ambisiøse mål, og Statoil er blitt et sterkere, mer robust og konkurransedyktig selskap.

Sikkerheten til våre ansatte og integriteten til våre operasjoner er vår viktigste prioritet. Gjennom det siste tiåret har vi stadig forbedret sikkerhetsresultatene. Etter en negativ utvikling i 2016 styrket vi innsatsen ytterligere, og i fjor var utviklingen igjen positiv. For året som helhet var gjennomsnittlig frekvens for alvorlige hendelser 0,6. Dette vil vi bruke som inspirasjon for å fortsette innsatsen. "Jeg er sikkerhet"-programmet lansert i hele selskapet er en viktig del av arbeidet.

Vi må alltid være forberedt på volatilitet i markedene. Forbedringsarbeidet begynte da prisene fremdeles var høye, og vi har brukt nedgangen på å omstille selskapet. I dag er vi et betraktelig mer robust selskap. Vi reduserte balanseprisen for vår neste generasjons portefølje med mer enn 20 % i løpet av fjoråret, til 21 dollar per fat.

I fjor sa vi at vi ville ha positiv kontantstrøm med en oljepris på 50 dollar per fat i 2017. Vi har gjort det bedre, og oppnåddet positiv kontantstrøm ved oljepriser godt under 50 dollar. Med en gjennomsnittlig Brent oljepris på 54 dollar per fat, genererte vi 3,1 milliarder dollar i fri kontantstrøm.² Vi tredoblet vårt justerte driftsresultat til 12,6 milliarder dollar, og driftsresultatet økte fra rundt null i 2016 til 13,8 milliarder dollar i fjor. Et negativt resultat i 2016 er snudd til et positivt resultat på 4,6 milliarder dollar.

De organiske investeringene var på 9,4 milliarder dollar³, godt under de opprinnelige prognosene på 11 milliarder dollar. Reduksjonen skyldes hovedsakelig solide forbedringer og fortsatt streng kapitaldisiplin.

Vi fortsetter å forbedre vår kostnadsbase og verdiskapningspotensial. Med 1,3 milliarder dollar i ytterligere forbedringer i 2017 har Statoil realisert årlige effektiviseringsgevinster på 4,5 milliarder dollar fra 2013. I 2017 oppnådde vi en rekordhøy reserveerstatningsrate (RRR) på 150 % og vår høyeste produksjon noensinne. Potensialet frem mot 2020 er solid, med en forventet økning av årlig produksjon på 3-4 %, sterk kontantstrøm og økende avkastning.

Vi har brukt nedgangstiden godt, men den virkelige testen skjer nå. Jeg har sett hvor lett det er for en organisasjon å begynne å slappe av når prisene stiger igjen. I Statoil er vi fast bestemt på at dette ikke skal skje. Vi tar sikte på å redusere borekostnadene ytterligere, og opprettholde produksjonsenhetskostnadene fra 2017 i 2020.

I Statoil tror vi at vinnerne i energiomleggingen vil være produsentene som kan levere lave kostnader og lave karbonutslipp. Vi tror også at det finnes attraktive forretningsmuligheter i overgangen til en lavkarbonøkonomi.

Co2-utslippene fra vår olje- og gassproduksjon ble redusert med ytterligere 10 % per fat i fjor. Høsten 2017 startet vi produksjonen fra havvindparken Dudgeon, og den flytende havvindparken Hywind. I dag er vi operatør for tre havvindparker i Storbritannia med konkurransedyktig avkastning. Statoil vil fortsette utviklingen fra et fokusert olje- og gasselskap til et bredt energiselskap.

Statoil er godt posisjonert for å øke avkastningen og styrke kontantstrømmen i årene framover. Vi leverer på strategien, investerer i muligheter med høy avkastning, styrker balansen – og har økt utbyttet. Jeg ser fram mot å videreforske selskapet i 2018.

Årets generalforsamling vil markere et historisk øyeblikk for oss. Styret anbefaler å endre selskapsnavnet fra Statoil til Equinor. På engelsk er "Equi" starten på ord som likeverd, likevekt og balanse. "Nor" signaliserer stolthet over selskapets opprinnelse.

Navnet sier noe viktig om oss som selskap. Hva vi står for, hvor vi kommer fra og hvordan vi ser for oss fremtiden - vårt menneskesyn og vårt energisyn.

Vår strategi ligger fast, og navneskiftet er en naturlig oppfølging av strategien vi presenterte i fjor. Vi mener navnet har potensielle til å styrke vår posisjon hos investorer, partnere og ikke minst en ny generasjon med talenter vi trenger for å realisere vår strategi og målsetninger.

Eldar Sætre
Konsernsjef
Statoil ASA

² Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall

³ Investeringer ihht. IFRS var 10,8 milliarder USD i 2017

Kort om Statoil

Vår historie

Selskapet ble opprettet under navnet Den norske stats oljeselskap AS i 1972, og ble notert ved børsen i Oslo 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, inkludert flere av verdens viktigste olje- og gassprovinser. Vi har hovedkontor i Stavanger, med 20.245 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.

Styret i Statoil har foreslått å endre selskapets navn til Equinor. Det nye navnet støtter selskapets strategi og utvikling som et bredt energiselskap. Navnforslaget vil bli fremmet til beslutning for aksjonærene på generalforsamlingen den 15. mai 2018.

Vår visjon

Vår visjon bygger på tre pilarer: Alltid konkuransedyktig, forandre olje- og gassindustrien, og levere energi til lavutslippsamfunnet.

Vår strategi

Statoil er et energiselskap som satser på langsiglig verdiskapning i framtidens lavutslippsamfunn. 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

Våre verdier representerer Statoil på sitt beste. De rettleder våre valg, handlinger og hvordan vi samarbeider. Våre verdier uttrykker de idealer vi søker å leve opp til hver dag. Statoils verdier er: Åpen, samarbeid, modig og omtenksam.

Aasta Hansteen-sammenkoplingen
ferdig i desember 2017
Foto: Espen Ronnevik/Woldcam

Vår virksomhet

Statoil er involvert i leting etter, utvikling og produksjon av olje og gass i tillegg til fornybar energi. Vi er den ledende operatøren på norsk sokkel og har betydelig internasjonal virksomhet. Vi selger råolje og er en stor leverandør av naturgass. Prosessering, raffinering, havvind og karbonfangst og -lagring inngår også i virksomheten vår. Virksomheten vår styres gjennom åtte forretningsområder, staber og støttedivisjoner, og vi har virksomhet i både Nord- og Sør-Amerika, Afrika, Asia, Europa og Oseania, i tillegg til i Norge.

Våre aksjonærer

Den norske stat er største aksjonær i Statoil, med en direkte eierandel på 67 %. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet. Amerikanske investorer eier 11 %, norske private investorer eier 8 %, andre europeiske investorer eier 8 %, britiske investorer eier 3 % og andre eier 2 %.

Statoil betaler ut kvartalsvis utbytte. Det er Statoils ambisjon å øke årlig utbyttebetaling, målt i USD per aksje, i takt med den underliggende inntjeningen.



Nøkkeltall

| (i millioner USD med mindre annet er opplyst) | 2017 | 2016 | For regnskapsåret 2015 | 2014 | 2013 |
|--|----------------|---------|---------------------------|----------|----------|
| Finansiell informasjon | | | | | |
| Sum inntekter ¹⁾ | 61.187 | 45.873 | 59.642 | 99.264 | 108.318 |
| Driftskostnader | (8.763) | (9.025) | (10.512) | (11.657) | (12.669) |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 13.771 | 80 | 1.366 | 17.878 | 26.572 |
| Årets resultat | 4.598 | (2.902) | (5.169) | 3.887 | 6.713 |
| Langsiktig finansiell gjeld | 24.183 | 27.999 | 29.965 | 27.593 | 27.197 |
| Netto rentebærende gjeld før justeringer | 15.437 | 18.372 | 13.852 | 12.004 | 9.542 |
| Sum eiendeler | 111.100 | 104.530 | 109.742 | 132.702 | 145.572 |
| Sum egenkapital | 39.885 | 35.099 | 40.307 | 51.282 | 58.513 |
| Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer ²⁾ | 27,9% | 34,4% | 25,6% | 19,0% | 14,0% |
| Netto gjeld over sysselsatt kapital justert ²⁾ | 29,0% | 35,6% | 26,8% | 20,0% | 15,2% |
| ROACE ³⁾ | 8,2% | (0,4%) | 4,1% | 8,7% | 11,8% |
| Operasjonell informasjon | | | | | |
| Egenproduksjon olje og gass (tusen foe/dag) | 2.080 | 1.978 | 1.971 | 1.927 | 1.940 |
| Sikre olje- og gassreserver (millioner foe) | 5.367 | 5.013 | 5.060 | 5.359 | 5.600 |
| Reserveerstatningsrate (årlig) | 1,50 | 0,93 | 0,55 | 0,62 | 1,28 |
| Reserveerstatningsrate (gjennomsnittlig over tre år) | 1,00 | 0,70 | 0,81 | 0,97 | 1,15 |
| Produksjonskostnader egenproduksjonsvolumer (USD/foe) | 4,8 | 5,0 | 5,9 | 7,6 | 7,5 |
| Gjennomsnittlig Brent oljepris (USD/fat) | 54,2 | 43,7 | 52,4 | 98,9 | 108,7 |
| Aksjeinformasjon⁴⁾ | | | | | |
| Utvannet resultat per aksje (i USD) | 1,40 | (0,91) | (1,63) | 1,21 | 2,14 |
| Aksjekurs på Oslo Børs (Norge) 31. desember (i NOK) | 175,20 | 158,40 | 123,70 | 131,20 | 147,00 |
| Aksjekurs på New York Stock Exchange (USA) 31. desember (i USD) | 21,42 | 18,24 | 13,96 | 17,61 | 24,13 |
| Utbetalt utbytte per aksje (i USD) ⁵⁾ | 0,88 | 0,88 | 1,07 | 0,97 | 1,15 |
| Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner) | 3.268 | 3.195 | 3.179 | 3.180 | 3.181 |

1) Sum inntekter for 2013 er omarbeidet.

2) Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall for netto gjeld over sysselsatt kapital.

3) Kalkulert ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital. Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall.

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

5) Utbytte for tredje og fjerde kvartal 2016 og første og andre kvartal 2017 ble utbetalt i 2017. 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 slutt kurser for norske kroner fra Norges Bank ved årsskifte.

OM RAPPORTEN

Dette dokumentet utgjør Statoil ASAs årsrapport i henhold til norske opplysningskrav i relevante lover, forskrifter og standarder for regnskapsåret 2017. Årsrapporten sendes og registreres ved Regnskapsregisteret i Brønnøysund.

Denne rapporten inneholder

- Styrets årsberetning (sidene 3-120 og 225-259)
- Konsernregnskapet for Statoil (side 123-183)
- Selskapsregnskapet for Statoil ASA (side 197-224) i henhold til Lov om årsregnskap
- Styrets erklæring om eierstyring og selskapsledelse i samsvar med Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse utgitt av NUES (side 85-120)
- Erklæring om lederlønn for Statoils konsernledelse (side 110-118)
- Rapport om betalinger til myndigheter i samsvar med norske lover og forskrifter (side 242-258).

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 2017, og som er vedtatt av EU.

Dette dokumentet bør leses i sammenheng med Utsagnene om fremtiden på side 263.

Statoils årsrapport kan lastes ned fra Statoils nettsted på [\[Statoil.com/annualreport2017\]](http://[Statoil.com/annualreport2017]).

Referanser til dette dokumentet, eller andre dokumenter på Statoils nettsted, er tatt med som støtte der og inngår ikke i dette dokumentet.

Skoget til Aasta Hansteen-plattformen sjøsettes.

Foto: Espen Rønnevik/Woldcam



Strategisk rapport

| | |
|--------------------------------------|----|
| 2.1 Strategi og markedsoversikt | 13 |
| 2.2 Vår virksomhet | 17 |
| 2.3 E&P Norway | 21 |
| 2.4 E&P International | 27 |
| 2.5 MMP | 34 |
| 2.8 Resultater fra drift | 43 |
| 2.9 Gjennomgang av resultatene | 55 |
| 2.10 Likviditet og kapitalressurser | 63 |
| 2.11 Risikoanalyse | 67 |
| 2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft | 77 |
| 2.13 Våre medarbeidere | 81 |



2.1 STRATEGI OG MARKEDSOVERSIKT

STATOILS FORRETNINGSMILJØ

Markedsoversikt

I 2017 leverte verdensøkonomien den høyeste vekstraten på 6 år. De største økonomiene i verden viser en vekst som ligger nær, eller over, historisk utvikling, og fremvoksende økonomier styrkes igjen etter den økonomiske nedgangen de opplevde i 2016. Økonomien i USA står sterkt, med en anslått BNP-vekst på 2,2 % i 2017. Økt forbruk som følge av høyere sysselsetting er hovedårsaken til veksten i USA. Eurosonen viste også en robust vekst på anslagsvis 2,5 %, takket være privat forbruk og lav inflasjon. I Storbritannia gikk veksten ned, med en forventet BNP-vekst på 1,8 %, på grunn av usikkerheten rundt Brexit-prosessen. BNP-veksten i Kina ble oppgitt til 6,9 % i 2017, basert på sterke stimuleringstiltak fra myndighetene, noe som førte til en økning i vekstraten for første gang siden 2010. Økonomien i Japan gjorde det relativt godt, med en anslått vekstrate på 1,8 %, som følge av et stramt arbeidsmarked, høyere selskapsinntekter og bedre eksterne forhold. India var et synlig unntak med en vekstrate på 6,5 %, noe som var lavere enn forventet siden økonomien måtte tilpasse seg en vare- og tjenesteskatt samt virkningene av at store pengesedler plutselig ble gjort ugyldige året før. Lavere inflasjonspress og en styrking av valutaen i Russland og Brasil har ført til at sentralbankene har redusert rentesatsene, som igjen har bidratt til veksten i de respektive økonomiene.

I tiden framover bør et robust etterspørselsbilde og solide underliggende økonomiske forhold føre til at veksten fortsetter. Blant risikoene som kan påvirke en slik vekst er geopolitiske hendelser og for rask innstramming i pengepolitikken fra sentralbankene i de viktigste økonomiene.

Den globale etterspørselen etter olje økte med 1,5 millioner fat per dag i 2017, og den globale forsyningen økte med 0,4 millioner fat per dag. Lavere oljepriser i første halvdel av året førte til at alle land både innenfor og utenfor Opec-samarbeidet oppfylte sine forpliktelser om å redusere produksjonen. Dette førte til lavere lagernivåer og en gradvis etterjustering av markedet.

Generelt har de kvartalsvise gjennomsnittlige gassprisene i Europa hatt en år-for-år-stigning gjennom 2017. I første halvår 2017 var det en nedadgående trend i gassprisene. I andre halvdel av 2017 var imidlertid markedene styrket av høyere etterspørsel i Asia, noe som førte til mindre tilgang på flytende naturgass (LNG) til å forsyne et stramt europeisk marked.

Oljepriser og raffineringsmarginer

Etter nedgang i oljeprisene i første halvår av 2017, fulgte et sterkt andre halvår med stigende priser, og året ble avsluttet med en oljepris på 66,5 USD per fat. Raffineringsmarginene var solide, drevet av sterkt etterspørsel etter de fleste oljeprodukter.

Oljepriser

I likhet med de to foregående årene var oljemarkedet preget av

kraftige svingninger. Gjennomsnittsprisen for datert Brent-olje i 2017 var 54,2 USD per fat, en oppgang på 10,5 USD per fat fra 2016. En relativt flat oljepris som svингte rundt 55 USD per fat de første par månedene, ble fulgt av en periode med høy volatilitet. Vedvarende bekymringer om overforsyning, sammen med stigende produksjon i Libya og Nigeria, skapte en nedadgående tendens der datert Brent nådde et bunnpunkt på 45 USD per fat i slutten av juni. Høyere etterspørsel enn forventet, og lavere global forsyning i andre halvår av 2017 drev opp råvareprisene. Ved utgangen av tredje kvartal hadde prisen nådd nesten 57 USD per fat. Fornyet kjøpsinteresse i Kina og fallende global lagerbeholdning bidro til fortsatt rebalansering av markedet gjennom fjerde kvartal. Prisen for datert Brent-olje ble drevet ytterligere opp av stigende geopolitisk usikkerhet, noe som førte til den høyeste prisen på to år, 62 USD per fat, i første halvdel av november. Opec-møtet i slutten av november førte til en avtale om å forlenge kuttet i oljeforsyningen ut 2018, med opsjon til å revurdere avtalen i juni. Dette bidro til å støtte oljeprisen ut året. Datert Brent var 66,5 USD per fat 31. desember 2017. Terminmarkedet for Brent ved International Exchange (ICE) var i contango til september, før det gikk til backwardation for resten av året.

I løpet av 2017 har det vært økende geopolitisk uro, og dette har fått større oppmerksomhet etter hvert som markedet har blitt strammere.

Skiferoljeproduksjonen i USA har økt gjennom hele 2017 som følge av fortsatte produktivitetsforbedringer og kostnadsreduksjoner. USA leverer nå rundt 5 millioner fat skiferolje per dag, der skiferoljebassengene Permian og Eagle Ford står for rundt to tredjedeler av volumene. Amerikanske råolje-eksportører begynte å flytte laster mot markeder i Asia med høy vekst der de kunne utnytte gunstig prisdifferanse. Utvikling av eksportkapasitet i Golfkysten og råoljedifferanser er avgjørende for framtidens eksportnivåer.

Raffineringsmarginer

Europeiske raffineringsmarginer var sterke i 2017. Den moderate lagerbyggingen i første kvartal av året ble etterfulgt av store lagertrekk i neste kvartal på grunn av sterkt etterspørsel. Bensimarginene så en moderat økning gjennom første halvår. Høy etterspørsel og sterke LPG priser, drevet av endringer i Kinias energimiks, gjorde at petrokjemindustrien tok mer nafta, som igjen førte til mindre tilgjengelig råstoff for å lage bensin og dermed drev opp prisene. Lagertrekk i USA og sterkt etterspørsel i Europa støttet dieselmarginen. Den store innvirkningen av orkanen Harvey førte til at raffineringsmarginene steg ved slutten av tredje kvartal. Et sterkere fysisk råoljemarked med høyere priser mot slutten av året drev ned raffineringsmarginene.

Gassprisene

Økningen i gassprisene i andre halvdel av 2016 fortsatte inn i første kvartal 2017, før det snudde i andre kvartal 2017. I fjerde kvartal 2017 gikk prisene kraftig opp igjen.

Gasspriser – Europa

Prisene på NBP (National Balancing Point) nådde sitt laveste punkt på ti år med 3 USD per mmbtu i august 2016, og økte mot et gjennomsnitt på 5,7 USD per mmbtu i fjerde kvartal 2016. Oppgangen fortsatte inn i januar 2017, med en gjennomsnittspris på 6,6 USD per mmbtu, før den falt gjennom første og andre kvartal 2017 til 4,5 USD per mmbtu i juni. Rørledningsforsyningen fra norsk sokkel og fra Russland var rekordhøy, og utgjorde henholdsvis 117

og 194 milliarder kubikkmeter (bcm) i 2017. Siden slutten av september 2017 har imidlertid gassmarkedet i Nordvest-Europa vært drevet oppover av fortsatt stans av atomkraftreaktorer i Frankrike, stigende kullpriser, lave vannmengder i Sør-Europa og lavere tilgang på LNG i Atlanterhavsbassenget. Markedet ble enda strammere på grunn av stenging av Rough-lageret og den nye produksjonsgrensen på Groningen-feltet, så ved utgangen av 2017 lå prisen på 7,8 USD per mmbtu, noe som gav et årsjennomsnitt på 5,8 USD per mmbtu.

Gasspriser - Nord-Amerika

Gjennomsnittsprisen på Henry Hub holdt seg stabilt på 3 USD per mmbtu gjennom hele 2017. Gassprisene nådde toppunktet på 3,3 USD per mmbtu tidlig på året, som følge av sesongvariasjoner, for varmere vær svekket markedet. Lagernivåene var lavere enn året før, noe som er hovedårsaken til at prisene har steget år-for-år. En kjølig sommer reduserte behovet for gasskraft til nedkjøling (aircondition) og etterspørselstoppen uteble. Sommerprisene ble som en følge av dette lavere enn normalt, og lå under vårprisene. Solid produksjonsvekst i fjerde kvartal 2017 har begrenset risikoen for prisstigning og resultert i økt etterspørsel etter gass for oppvarmingsformål, samtidig som markedet vurderer effekten av ny rørledningskapasitet som gradvis blir tilgjengelig i den nordøstlige delen av USA.

Globale priser på flytende naturgass (LNG)

LNG-prisene i Asia var på 9 USD per mmbtu ved utgangen av 2016. Deretter falt månedsprisene gjennom hele første kvartal 2017, og stabiliserte seg på 5,5 USD per mmbtu i andre kvartal 2017. I andre halvdel av året gikk prisene kraftig opp igjen til et gjennomsnitt på 9,4 USD per mmbtu i fjerde kvartal 2017, noe som gav et årsjennomsnitt på 7,1 USD per mmbtu. Til tross for ny LNG-forsyning fra Australia og USA, har en kraftig forbruksøkning i hele Asia påvirket markedet. I Kina ble mer kullkraft erstattet av gasskraft for å redusere luftforurensningen. I Sør-Korea og Taiwan føpte redusert atomkraftkapasitet til økt bruk av gass.

Statoils konsernstrategi

Statoil er et energiselskap som forplikter seg til langsigkt verdiskapning i framtidens lavutslippsamfunn. Statoil skaper verdi ved å omgiøre naturressurser til energi for mennesker og framskritt for samfunnet. Statoil skal utvikle og maksimere verdier fra sin unike posisjon på norsk sokkel, internasjonale olje- og gassvirksomhet og voksende virksomhet innenfor nye energilosninger, med fokus på sikkerhet, verdiskaping- og karboneffektivitet. Statoil er et verdibasert selskap med medarbeidere som gis ansvar og sammen jobber for å forme energiframtiden.

Statoils viktigste prioritering i 2017 fortsatte å være og drive en trygg, sikker og pålitelig virksomhet uten skader på mennesker og miljø.

I 2017 lanserte Statoil sin spissede strategi. Geopolitiske endringer, utfordringer knyttet til å erstatte olje- og gassreserver, konjunktursvingninger, strukturelle endringer av kostnader og økt momentum i overgangen til en lavutslippsøkonomi gir usikkerhet og volatilitet. Statoils respons er å utvikle en mer robust, diversifisert og opsjonsrik portefølje. Statoil leverer gjennom en fleksibel organisasjon som er åpen for endringer. For å realisere strategien «alltid sikker, høy verdiskapning, lave karbonutslipp», skal Statoil fortsette å optimalisere sin portefølje med fokus på følgende områder:

- **Norsk sokkel** - bygge på vår unike posisjon for å maksimere og sikre langsigkt verdiskapning
- **Internasjonal olje og gass** - videreutvikle kjerneområder og modne frem nye vekstmuligheter
- **Nye energilosninger** - skape en betydelig ny industriell posisjon.
- **Midtstrøm og markedsføring** - sikre tilgang til attraktive markeder og skape økt verdi gjennom konjunktursvingninger

Statoil bruker følgende strategiske prinsipper for å forme selskapets framtidige portefølje:

- **Kapasitet til positiv kontantstrøm til enhver tid** - generere positiv kontantstrøm fra driften, selv ved lave olje- og gasspriser, for å opprettholde utbytte og investeringskapasitet gjennom konjunktursvingninger
- **Fleksibilitet i investeringsprogrammet** - sikre tilstrekkelig fleksibilitet i organiske investeringer for å kunne respondere på nedgang i markedet
- **Skape verdier gjennom konjunktursvingninger** - sørge for mulighet og kapasitet til å iverksette motsykliske tiltak for å skape verdi gjennom konjunktursvingninger
- **Lavt karbonavtrykk som konkurransefortrinn** - opprettholde konkurransefortrinnet som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, og samtidig skape verdier innenfor nye energilosninger

Statoil har identifisert fire områder som setter selskapet i stand til å realisere strategien:

- **Sikker drift**
- **Teknologi, digitalisering og innovasjon**
- **Gi ansvar til våre medarbeidere**
- **God dialog med omverdenen**

Statoil har som mål å implementere tiltak for å redusere CO₂-utslipp tilsvarende 3 millioner tonn årlig fra 2017 til 2030. Flere prosjekter og tiltak er igangsatt i 2017 for å oppnå denne ambisjonen. Ytterligere informasjon om dette finnes i Statoils bærekraftrapport for 2017.

Norsk sokkel - bygge på vår unike posisjon for å maksimere og sikre langsigkt verdiskapning.

I over 40 år har Statoil utviklet og produsert olje og gass på norsk sokkel og selskapet som mål å styrke og forlenge sin posisjon ved å utvikle nye muligheter til verdiskapende produksjon. Statoil jobber aktivt med å forbedre effektivitet, regularitet, karbonutslipp og levetid til felt som allerede er i produksjon. Norsk sokkel utgjør om lag to tredeler av Statoils egenproduksjon på 1,334 millioner boe per dag i 2017.

Leting: Statoil fortsetter å være et aktivt leteselskap på norsk sokkel. I 2017 deltok Statoil i 17 letebønner på norsk sokkel, som førte til 10 funn. Statoil ble tildelt 31 lisenser i Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) -runden i 2017 (resultat kunngjort i januar 2018): 17 som operatør og 14 som partner.

Utbygging: Statoil har levert fem planer for utbygging og drift (PUD) i 2017: Njord, Bauge og Trestakk i Norskehavet, Johan Castberg i Barentshavet og Snorre Expansion Project i Nordsjøen. Johan Sverdrup Fase 1 følger planen og partnerskapet besluttet å gå videre med Johan Sverdrup Fase 2 i første kvartal 2017. Aasta Hansteen-

prosjektet fortsatte som planlagt, og den ubemannede brønnhodeplattformen Oseberg H ble installert i 2017.

Produksjon: Gina Krog kom i produksjon i 2017. Statoil åpnet det landbaserte kontrollrommet for Valemon, som gjør at plattformen kan fjernstyrtes fra land. Statoil vil overta operatørskap og eierandeler i Martin Linge-feltet og Garantiana-funnet. To Cat J-rigger, Askeladden og Askepott, ble levert til Statoil, klar for drift på Gullfaks og Oseberg.

Internasjonal olje og gass – videreutvikle kjerneområder og modne frem nye vekstmuligheter

Internasjonal olje- og gassproduksjon reprenterte om lag en tredjedel av Statoils egenproduksjon på 745 tusen boe per dag i 2017. Statoil skal fortsatt lete etter, bygge ut og produsere olje- og gass utenfor Norge for å styrke sine internasjonale kjerneområder; Brasil og landbasert virksomhet i USA, samt utvikle nye muligheter for vekst.

Leting: Statoil fortsetter å lete etter olje og gass internasjonalt. Statoil deltok i 11 letebrønner, hvorav tre var funn. Statoil økte letearealet i Brasil, Sør-Afrika, Storbritannia, Surinam og i den amerikanske delen av Mexicogolfen, samt etablerte seg i Argentina. **Utbygging:** Statoil styrket sitt strategiske samarbeid med Petrobras i Brasil, Peregrino Fase II og er under utvikling med forbedret prosjektkonsumi. Mariner A er installert på britisk sokkel og er nå i oppkoblings- og ferdigstillingsfasen.

Produksjon: Statoil har sammen med operatøren BP og partnere signert avtale om lisensforlengelse med 25 år for Azeri-Chirag Guneshli (ACG) med myndighetene i Aserbajdsjan og SOCAR. Statoil og BP, sammen med Sonatrach, forlenget også produksjonsdelingskontrakten (PSC) for In Amenas med fem år, fra 2022 til 2027.

Statoil fullførte nedsalg av sin virksomhet knyttet til oljesand i Canada.

Statoil kjøpte en 25 % andel i det produserende Roncador-feltet i Brasil. Selskapet styrket også sin posisjon i BM-S-8-lisen, som omfatter Carcara-funnet. Statoil kjøpte QGEPs andel og leverte vinnerbudet på det åpne området i nord, før nedsalg til ExxonMobil og Petrogal.

I USA fortsatte Statoil sin satsing på å forbedre lønnsomheten til eksisterende eiendeler i porteføljen. Det er fremdrift mot målet om å redusere denne porteføljens balansepris for lønnsomhet til under 50 USD per fat og øke produksjonen med 50 % fra 2014 til 2018.

Nye energilosninger – Skape en betydelig ny industriell posisjon Statoils ambisjon er å opprettholde konkurransefortrinnet som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, og samtidig skape verdier innenfor nye energilosninger. Statoil fortsetter å utforske nye muligheter innen havvind, solenergi, karbonfangst- og lagring (CCS), samt potensiale i nye energimarked. Statoil forventer at 15-20 % av selskapets investeringer vil rettes mot nye energilosninger innen 2030.

Utvikle muligheter: Det er framdriften i utviklingen av havvindparken Arkona, som drives av partneren E.On. Statoil fortsetter å undersøke mulig norsk karbonfangst og -lagring, og prosjekter for omdanning av gass til hydrogen. I USA fortsetter Statoil å modne fram selskapets lisens for vindpark utenfor kysten av New York betegnet som «Empire Wind».

Produksjon: I 2017 åpnet Statoil havvindparken Dudgeon. Verdens første flytende vindpark, Hywind Scotland, kom også i produksjon.

Statoil fullførte eierskapsskiftet av Dogger Bank-konsortiet Forewind i Storbritannia. Eierskapet for tre av fire prosjekter ble delt 50/50 med partneren SSE, mens Innogy (RWE) er eier av det fjerde prosjektet. I desember deltok Statoil i en budrunde, uten subsidier, for de nederlandske havvindsprosjektene Hollanse Kust Zuid I & II. Statoil tok også første steg inn i solenergi ved å kjøpe 50 % av solenergiprojektet Apodi i Brasil fra Scatec Solar.

Midstrøm og markedsføring – Sikre tilgang til attraktive markeder og skape økt verdi gjennom konjunktursvingninger Hovedmålet for Statoils midtstrøms- og nedstrømsvirksomhet er å prosessere og transportere selskapets olje- og gassproduksjon (inkludert Den norske stats petroleum) på en konkurransedyktig måte til attraktive markeder, samt sikre maksimal realisering av verdi. Hovedfokuset har vært:

- Sikker og effektiv drift
- Minimere karbonutslipp og -intensitet
- Sikre at Statoils egenproduksjon og volumer fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) kommer effektivt til attraktive markeder
- Bygge og opprettholde robusthet gjennom asset backed trading, posisjonering i verdikjeder og motsykliske tiltak
- Fokus på regionale verdikjeder for rørledningsgass og forfølge selektive trading-posisjoner for LNG

I 2017 leide Statoil supertanker "TI Europe" (ultra-large crude carrier – ULCC) som en del av sin asset backed trading strategi. Statoil besluttet å fase ut kraftvarmeverket på Mongstad innen utgangen av 2018 og ferdigstilte Polarled-rørledningen. Statoil fortsetter arbeidet med integrering av digitale løsninger i beslutningstaking, shippingvirksomhet, og energihandel.

Fire områder setter selskapet i stand til å realisere strategien:

Sikker drift: Sikkerhet og sikring er Statoils høyeste prioritet. I 2017 startet og videreførte Statoil flere tiltak for å styrke sikkerhetsarbeidet innen alle områder, blant annet kontinuerlig samarbeid med partnere og leverandører. Viktige innsatsområder som ble lansert i 2017 fokuserte på sikkerhet (Jeg er sikkerhet), sikring (Veikart mot 2020 for Sikring), og IT-sikring (Ny IT-strategi). Disse er beskrevet i kapittelet "Beskytte mennesker, miljø og materielle eiendeler: Sikkerhet og sikring."

Teknologi, digitalisering og innovasjon: Statoils teknologistrategi setter selskapets langsiktige retning for teknologiutvikling og -implementering. I 2017 lanserte Statoil sitt digitale veikart, opprettet Digitalt kompetansesenter, og Digitalt akademi. I tillegg har Statoil i samarbeid med Techstars etablert et akseleratorprogram innen energi.

Gi ansvar til våre medarbeidere: Statoil fremmer en kultur for samarbeid, innovasjon og sikkerhet basert på selskapets verdier. Statoil har fortsatt å utvikle og rekruttere medarbeidere for å levere på sin ambisjon om å bygge opp en framtidsrettet portefølje.

God dialog med omverdenen: Statoil engasjerer seg i dialog med omverdenen for å styrke industrien, sin samfunnskontrakt, tillit og strategisk støtte. Dette engasjementet omfatter intern og ekstern samhandling, partnerskap, og samarbeid med leverandører, myndigheter, interesseorganisasjoner og lokalsamfunn der Statoil har virksomhet.

FRAMTIDSUTSIKTER

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

- Organiske investeringer⁴ for 2018 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 rund 1,5 milliarder USD i 2018, eksklusive signaturbonuser
- Statoils ambisjon er at produksjonsenhetskostnaden fortsatt skal ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper
- Det ventes at den organiske produksjonsveksten i perioden 2017-2020 vil gi en vekstrate (compound annual growth rate) på rundt 3-4 %
- Produksjonen i 2018 forventes å ligge 1-2 % over nivået for 2017
- Planlagt vedlikeholdsaktivitet forventes å redusere egenproduksjonen med rundt 30 tusen foe per dag for året 2018.

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. Utsatt produksjon som følge av verdioptimalisering, gassuttak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i drift, driftsregularitet, aktivitetsnivå, utviklingen i prisene på varer, råvarer og tjenester som brukes i bygging og drift av olje- og gassproduserende installasjoner, leverandørindustriens evne til å levere, samt usikkerhet rundt fullføring av kunngjorte transaksjoner, utgjør de viktigste risikoelementene knyttet til prognosene. Ytterligere informasjon finnes i seksjon 5.7 Utsagn om fremtiden.

4 Se kapittel 5.2 for non-GAAP måltall

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 skifergassprosjekter, og prosjekter som fokuserer på andre typer energi, spesielt havvind men også solenergi og karbonfangst og -lagring.

Styret i Statoil har foreslått å endre selskapets navn til Equinor. Det nye navnet støtter selskapets strategi og utvikling som et bredt energiselskap. Navnforslaget vil bli fremmet til beslutning for aksjonærene på generalforsamlingen den 15. mai 2018.

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 gassprovinssene i verden. Vi har virksomhet i mer enn 30 land og har 20.245 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. Prosessering, raffinering, havvind og karbonfangst og -lagring inngår også i virksomheten vår.

Statoils hovedkontor har adresse Forusbeen 50, 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 drivstoffe, 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 bli konkurransedyktig vil blant annet være avhengig av kontinuerlig fokus på kostnadsreduksjon og effektivisering. Dette vil også forutsette teknologisk innovasjon for å opprettholde langtids vekst av reserver og produksjon, evne til å gripe muligheter innen nye områder og utnytte nye muligheter for digitalisering.

Informasjonen om Statoils konkurransepasjon 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. I 2017 realiserte Statoil effektiviseringsforbedringer på 1,3 milliarder USD i tillegg til allerede oppnådde forbedringer på 3,2 milliarder USD siden 2013.

Etablering av digitalt kompetansesenter

I 2017 satt Statoil fart på satsingen på digitalisering gjennom etableringen av et digitalt kompetansesenter og et digitalveikart. Målet er å i mye større grad utnytte data, avansert analyse og robotisering. I tillegg til dette sikter Statoil på å styrke sikkerheten, redusere karbonfotavtrykket og øke lønnsomheten. Statoil ser et potensial for å bruke data på tvers av IT-applikasjoner og organisasjonsgrenser. Ved å kombinere data og læring på tvers av Statoils fagfelt kan det åpne nye muligheter til å ta beslutninger på bedre grunnlag, flere forretningsmuligheter og økt samarbeid eksternt med partnere, leverandører og andre bransjer.

KONSERNSTRUKTUR

Forretningsområder

Statoils virksomhet styres gjennom følgende forretningsområder:

Utvikling & 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 & 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 & produksjon USA (DPUSA)

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

Markedsføring, midtstrøm & 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 & boring (TPD)

TPD er ansvarlig for den globale prosjektportføljen, 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 utforskede bassenger, utføre feltnær leting på norsk sokkel, og i andre utvalgte områder, samt oppnå betydelige prestasjonsforbedringer generelt.

Nye energilosninger (NES)

NES gjenspeiler Statoils langsigte 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 & forretningsutvikling (GSB)

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

Rapporteringssegmenter

Fra og med tredje kvartal 2017 er benevningen på rapporteringssegmentene Utvikling & produksjon Norge (UPN) og Utvikling & produksjon Internasjonalt (DPI) endret til henholdsvis Leting og produksjon Norge (E&P Norway) og Leting og produksjon internasjonalt (E&P International). Det er ingen endringer i de andre rapporteringssegmentene, og benevningen på forretningsområdene er uendret.

Statoil rapporterer nå sin virksomhet gjennom følgende rapporteringssegmenter:

- E&P Norway – Leting & produksjon Norge
- E&P International- Leting & produksjon internasjonalt, der forretningsområdene DPI og DPUSA er slått sammen
- MMP – Markedsføring, midtstrøm & 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 leting- og produksjonssegmentene. Aktiviteter som relaterer seg til forretningsområdene TPD og GSB allokeres delvis til - og presenteres i - de respektive leting- 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. For ytterligere informasjon, se note 3 Segmente til konsernregnskapet.

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, USA og Amerika uten USA.

SEGMENTRAPPORTERING

Interne transaksjoner i olje- og gassvolumer skjer mellom våre rapporteringssegmenter før salg i markedet. Retningslinjene for prissetting i konserninterne transaksjoner bygger på anslalte markedspriser. Ytterligere informasjon finnes i seksjon 2.8 Resultater for drift, avsnitt Produktionsvolumer 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 rapporteringssegmentene E&P Norway eller E&P International, og også i forbindelse med salg, transport eller raffinering av olje- og gassproduksjonen i rapporteringssegmentet MMP. Visse typer transportkostnader rapporteres både i forretningsområdene 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 2017 var gjennomsnittlig internprisen for naturgass 4,33 USD per mmbtu. Gjennomsnittlig internpris var 3,42 USD per mmbtu i 2016 og 5,17 USD i 2015. For olje solgt fra UPN til MMP er internprisen gjeldende markedsbaserte pris minus en kostnadsdekningssrate.

Følgende tabell viser finansiell informasjon for de fire rapporteringssegmentene, inkludert konserninterne elimineringer for hvert av årene i treårsperioden fram til 31. desember 2017. For

ytterligere informasjon, se note 3, Segmentinformasjon til konsernregnskapet.

| Segmentresultater (i millioner USD) | For regnskapsåret | | |
|--|-------------------|----------|----------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Utvikling & produksjon Norge | | | |
| Sum inntekter | 17.692 | 13.077 | 17.339 |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 10.485 | 4.451 | 7.161 |
| Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾ | 30.278 | 27.816 | 27.706 |
| Utvikling & produksjon internasjonalt | | | |
| Sum inntekter | 9.256 | 6.657 | 8.200 |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 1.341 | (4.352) | (8.729) |
| Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾ | 36.453 | 36.181 | 37.475 |
| Markedsføring, midtstrøm & prosessering | | | |
| Sum inntekter | 59.071 | 44.979 | 58.106 |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 2.243 | 623 | 2.931 |
| Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾ | 5.137 | 4.450 | 5.588 |
| Andre | | | |
| Sum inntekter | 87 | 39 | 354 |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | (239) | (423) | (129) |
| Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾ | 390 | 352 | 690 |
| Elimineringer²⁾ | | | |
| Sum inntekter | (24.919) | (18.880) | (24.357) |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | (59) | (219) | 133 |
| Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾ | - | - | - |
| Statoil konsern | | | |
| Sum inntekter | 61.187 | 45.873 | 59.642 |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 13.771 | 80 | 1.366 |
| Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾ | 72.258 | 68.799 | 71.458 |

1) Utsatte skattefordeler, pensjonsmidler og langsiktige finansielle poster er ikke allokerert 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:

| 2017 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD) | Olje | Gass | Flytende naturgass | Raffinerte produkter | Annet | Totalt salg |
|---|---------------|---------------|--------------------|----------------------|--------------|---------------|
| Norge | 23.087 | 9.741 | 4.948 | 6.463 | 1.026 | 45.264 |
| USA | 5.726 | 1.237 | 668 | 1.497 | 1.237 | 10.365 |
| Sverige | 0 | 0 | 0 | 1.268 | 10 | 1.277 |
| Danmark | 0 | 0 | 0 | 2.195 | 12 | 2.208 |
| Andre områder | 706 | 442 | 31 | 0 | 705 | 1.884 |
| Sum inntekter eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 29.519 | 11.420 | 5.647 | 11.423 | 2.991 | 60.999 |

| 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 | (26) | 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 |

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

- Intern forskning og utvikling
- Samarbeid med akademiske institusjoner og forskningsinstitusjoner
- Utviklingsprosjekter i samarbeid med våre viktigste leverandører
- Prosjektrelatert utvikling som en del av våre feltutviklingsaktiviteter
- 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 307 millioner USD i 2017, 298 millioner USD i 2016 og 344 millioner USD i 2015.

2.3 E&P NORWAY – LETING & PRODUKSJON NORGES



OVERSIKT

Rapporteringssegmentet Leting & produksjon Norge (E&P Norway) er ansvarlig for leting, feltutvikling og drift på norsk sokkel, som omfatter Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. E&P Norway skal sørge for sikker og effektiv drift og maksimal utnyttelse av verdipotensalet på norsk sokkel. For informasjon om utviklingen i sikre reserver se seksjon, 2.8 Resultater for drift.

For 2017 rapporterer E&P Norway produksjon fra 38 Statoil-opererte felt, 10 partner-opererte felt, og egenkapitalkonsolidert produksjon fra Lundin Petroleum AB på norsk sokkel.

Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2017:

- I mars ble det besluttet å videreføre fase 2 av **Johan Sverdrup-utbyggingen**, og FEED-kontrakter ble tildelt. Investeringsbeslutning og levering av plan for utbygging og drift ventes i andre halvdel av 2018.
- 26. mars startet produksjonen på **Flyndre-feltet** med Maersk Oil UK som operatør.
- 27. mars leverte Statoil revidert plan for utbygging og drift av **Njord-feltet**, og plan for utbygging og drift av **Bauge-feltet**. Begge planer ble deretter godkjent 20. juni 2017.
- 15. april godkjente norske myndigheter plan for utbygging og drift av **Trestakk-funnet** på Haltenbanken i Norskehavet.
- 30. juni startet produksjonen på **Gina Krog-feltet**.
- 1. juli overtok Statoil operatøransvaret for **Sigyn-feltet** i Nordsjøen.
- I juli besluttet Statoil og partnerne å bygge ut gassfunnet **Snefrid Nord**. Feltet skal knyttes til Aasta Hansteen.
- 28. juli startet produksjonen på **Byrding-feltet**.
- I september nådde Statoil sitt klimamål for norsk sokkel, to år før tidsplanen.
- I oktober ble borekampanjen i Barentshavet avsluttet med ett drivverdig funn, **Kayak-funnet**.
- I november åpnet **Valemon kontrollrom**. Dette er den første plattformen i Statoils portefølje som fjernstyrer fra land.

- 27. november kunngjorde Statoil beslutningen om å kjøpe Totals eierandeler i **Martin Linge-feltet** og **Garantiana-funnet**, og samtidig overta operatøransvaret for begge feltene. Transaksjonene ventes å bli fullført sent i mars 2018.
- 5. desember leverte Statoil plan for utbygging og drift av **Johan Castberg-feltet** i Barentshavet.
- I desember forberedte **Cat J-riggene** Askeladden og Askepott seg for ankomst til Gullfaks-feltet og Oseberg-feltet. Boring ventes å starte tidlig i 2018.
- 21. desember leverte Statoil plan for utbygging og drift av **Snorre Expansion-prosjektet**, som skal øke utvinningen fra Snorre-feltet med nærmere 200 millioner fat.

Felt i produksjon på norsk sokkel

Tabellen nedenfor viser gjennomsnittlige, bokførte produksjon per dag fram til 31. desember for årene 2017, 2016 og 2015 for E&P Norway. Produksjonsnivået i 2017 økte på grunn av høyere fleksibelt gassuttak, bidrag fra nye felt og færre planlagte vedlikeholdsstanser.

| Produksjonsområde | Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon | | | For regnskapsåret | | | | | |
|-----------------------------------|---|--|---------------|------------------------------|--|---------------|------------------------------|--|---------------|
| | 2017 | | | 2016 | | | 2015 | | |
| | Olje og NGL tusen fat/dag | Naturgass mill. m ³ /dag | tusen foe/dag | Olje og NGL tusen fat/dag | Naturgass mill. m ³ /dag | tusen foe/dag | Olje og NGL tusen fat/dag | Naturgass mill. m ³ /dag | tusen foe/dag |
| Statoil-opererte felt | 505 | 100 | 1.136 | 511 | 86 | 1.049 | 545 | 88 | 1.100 |
| Partneropererte felt | 70 | 17 | 179 | 70 | 17 | 177 | 50 | 13 | 132 |
| Egenkapitalkonsolidert produksjon | 19 | - | 19 | 8 | - | 8 | - | - | - |
| Totalt | 594 | 118 | 1.334 | 589 | 103 | 1.235 | 595 | 101 | 1.232 |

Tabellen nedenfor viser den bokførte produksjonen på norsk sokkel per felt der Statoil deltok i løpet av året som ble avsluttet 31. desember 2017.

| Felt | Geografisk område | Statoils eierinteresse i % | Oppstart | Utløpsdato for lisens | Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2017 tusen foe/dag |
|--|-------------------|----------------------------|----------|-----------------------|--|
| Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon | | | | | |
| Troll Fase 1 (Gass) | Nordsjøen | 30,58 | 1996 | 2030 | 200 |
| Oseberg | Nordsjøen | 49,30 | 1988 | 2031 | 101 |
| Gullfaks | Nordsjøen | 51,00 | 1986 | 2036 | 96 |
| Åsgard | Norskehavet | 34,57 | 1999 | 2027 | 93 |
| Visund | Nordsjøen | 53,20 | 1999 | 2034 | 67 |
| Kvitebjørn | Nordsjøen | 39,55 | 2004 | 2031 | 54 |
| Tyrihans | Norskehavet | 58,84 | 2009 | 2029 | 54 |
| Grane | Nordsjøen | 36,61 | 2003 | 2030 | 47 |
| Snøhvit | Barentshavet | 36,79 | 2007 | 2035 | 44 |
| Troll Phase 2 (Oil) | Nordsjøen | 30,58 | 1995 | 2030 | 39 |
| Sleipner Vest | Nordsjøen | 58,35 | 1996 | 2028 | 39 |
| Troll Fase 2 (Olje) | Nordsjøen | 44,34 | 1979 | 2026 | 38 |
| Gudrun | Nordsjøen | 36,00 | 2014 | 2028 | 35 |
| Snorre | Nordsjøen | 33,28 | 1992 | 2018 ¹⁾ | 28 |
| Valemon | Nordsjøen | 53,78 | 2015 | 2031 | 26 |
| Mikkel | Norskehavet | 43,97 | 2003 | 2024 | 21 |
| Fram | Nordsjøen | 45,00 | 2003 | 2024 | 20 |
| Kristin | Norskehavet | 55,30 | 2005 | 2033 ²⁾ | 19 |
| Alve | Norskehavet | 85,00 | 2009 | 2029 | 17 |
| Gina Krog | Nordsjøen | 58,70 | 2017 | 2032 | 15 |
| Urd | Norskehavet | 63,95 | 2005 | 2026 | 12 |
| Heidrun | Norskehavet | 13,04 | 1995 | 2024 ³⁾ | 11 |
| Vigdis area | Nordsjøen | 41,50 | 1997 | 2024 | 10 |
| Sleipner Øst | Nordsjøen | 59,60 | 1993 | 2028 | 9 |
| Tordis area | Nordsjøen | 41,50 | 1994 | 2024 | 9 |
| Morvin | Norskehavet | 64,00 | 2010 | 2027 | 8 |
| Sigyn | Nordsjøen | 60,00 | 2002 | 2022 ⁴⁾ | 6 |
| Norne | Norskehavet | 39,10 | 1997 | 2026 | 5 |
| Gungne | Nordsjøen | 62,00 | 1996 | 2028 | 4 |
| Statfjord Nord | Nordsjøen | 21,88 | 1995 | 2026 | 2 |
| Heimdal | Nordsjøen | 29,44 | 1985 | 2021 | 2 |
| Veslefrikk | Nordsjøen | 18,00 | 1989 | 2020 ⁵⁾ | 2 |
| Byrding | Nordsjøen | 70,00 | 2017 | 2024 | 2 |
| Statfjord Øst | Nordsjøen | 31,69 | 1994 | 2026 ⁶⁾ | 1 |
| Sygna | Nordsjøen | 30,71 | 2000 | 2026 ⁷⁾ | 1 |
| Fram H Nord | Nordsjøen | 49,20 | 2014 | 2024 ⁸⁾ | 0 |
| Gimle | Nordsjøen | 65,13 | 2006 | 2034 ⁹⁾ | 0 |
| Sindre | Nordsjøen | 52,34 | 2017 | 2023 | 0 |
| Totalt for Statoil-opererte felt | | | | | 1.136 |

| Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon | | | | | | Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2017 tusen foe/dag |
|--|-------------------|---------------------------|--------------------------------|----------|-----------------------|--|
| Felt | Geografisk område | Statoil eierinteresse i % | Operator | Oppstart | Utløpsdato for lisens | |
| Partneropererte felt | | | | | | |
| Ormen Lange | Norskehavet | 25,35 | A/S Norske Shell | 2007 | 2041 ¹⁰⁾ | 74 |
| Skarv | Norskehavet | 36,16 | Aker BP ASA | 2013 | 2033 ¹¹⁾ | 39 |
| Ivar Aasen | Nordsjøen | 41,47 | Aker BP ASA | 2016 | 2029 ¹²⁾ | 21 |
| Goliat | Barentshavet | 35,00 | Eni Norge AS ConocoPhillips | 2016 | 2042 | 15 |
| Ekofisk area | Nordsjøen | 7,60 | Skandinavia AS | 1971 | 2028 | 14 |
| Marulk | Norskehavet | 50,00 | Eni Norge AS | 2012 | 2025 | 10 |
| Vilje | Nordsjøen | 28,85 | Aker BP ASA | 2008 | 2021 | 3 |
| Ringhorne Øst | Nordsjøen | 14,82 | Point Resources AS | 2006 | 2030 | 1 |
| Enoch | Nordsjøen | 11,78 | Repsol Sinopec UK Ltd. | 2007 | 2024 | 0 |
| Flyndre | Nordsjøen | 0,47 | Maersk Oil UK Ltd. | 2017 | 2028 | 0 |
| Totalt for partneropererte felt | | | | | | 179 |
| Egenkapitalkonsolidert produksjon | | | | | | |
| Lundin Petroleum AB | | 20,10 | Lundin Petroleum AB | | | 19 |
| Totalt E&P Norway inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon | | | | | | 1.334 |

- 1) PL089 utløper i 2024 og PL057 utløper i 2018.
- 2) PL134D utløper i 2027 og PL199 utløper i 2033.
- 3) PL095 utløper i 2024 og PL124 utløper i 2025.
- 4) Overføring av operatøransvar fra ExxonMobil til Statoil 1. juli 2017.
- 5) PL052 utløper i 2020 og PL053 i 2031.
- 6) PL037 utløper i 2026 og PL089 utløper i 2024.
- 7) PL037 utløper i 2026 og PL089 utløper i 2024.
- 8) PL090G utløper i 2024 og PL248E utløper i 2035.
- 9) PL120B utløper i 2034 og PL050DS utløper i 2023.
- 10) PL209/250 utløper i 2041 og PL208 utløper i 2040.
- 11) PL212/262 utløper i 2033 og PL159 utløper i 2029.
- 12) PL001B, PL457BS og PL242 utløper i 2036. PL 338BS utløper i 2029.

STØRSTE FELT I PRODUKSJON PÅ NORSK SOKKEL

Statoil-opererte felt

Troll er 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, Fram H Nord og Byrding er tilknyttet Troll C.

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.

Gullfaks ble bygd ut med tre plattformer. Siden produksjonen startet på Gullfaks i 1986, er det bygd ut flere satellittfelt med havbunnsbrønner som blir fjernstyrt fra Gullfaks A- og C-plattformene.

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

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

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

Partner-opererte felt

Ormen Lange er et A/S Norske Shell-operert gassfelt på dypt vann i Norskehavet. Brønnstrømmen går til et landanlegg på Nyhamna for prosessering og eksport. Gassco AS ble operatør av Nyhamna JV fra 1. oktober 2017, med Shell som teknisk driftsansvarlig.

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

Aker BP ASA er operatør for **Ivar Aasen**-utbyggingen. Det er et olje- og gassfelt som ligger i Nordsjøen. Utbyggingen omfatter en havbunnsbasert 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.

Goliat er det første oljefeltet som er utbygd i Barentshavet. Utbygningen omfatter havbunnsbrønner som er koblet til en sirkulær, flytende installasjon med produksjons- og lagersystemer. Oljen blir lastet over til skytte tankskip. Det er Eni Norge AS som er operatør på Goliat-feltet.

Ekofisk, der ConocoPhillips Skandinavia AS er operatør, består av feltene Ekofisk, Tor, Eldfisk og Embla.

På Marulk er Eni Norge AS operatør. Det er et gass- og kondensatfelt som er koplet til Norne-skipet.

Leting på norsk sokkel

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

Statoil ble tildelt 31 lisenser (17 som operatør) i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO)** i 2017 for modne områder, og fullførte flere oppkjøpstransaksjoner med andre selskaper.

Som en del av industrialsamarbeidet **Barents Sea Exploration Collaboration** (BaSEC), har Statoil og partnerne gjennom 2017 boret 6 brønner i Barentshavet og planlegger å bore brønner i Barentshavet også i 2018.

I 2017 fullførte Statoil og partnerne 17 letebrønner, og gjorde 10 kommersielle funn og 3 ikke-kommersielle funn i Norge. I 2018 skal Statoil etter planen fullføre 25-30 letebrønner på norsk sokkel, med feltnær leting som kjernen i aktivitetsplanen.

| | Letebrønner boret ¹⁾ | | |
|------------------------|---------------------------------|-----------|-----------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Nordsjøen | | | |
| Statoil-operert | 5 | 9 | 11 |
| Partneroperert | 1 | 2 | 3 |
| Norskehavet | | | |
| Statoil-operert | 5 | 2 | 5 |
| Partneroperert | 0 | 0 | 1 |
| Barentshavet | | | |
| Statoil-operert | 5 | 0 | 0 |
| Partneroperert | 1 | 1 | 1 |
| Totalt (brutto) | 17 | 14 | 21 |

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 2017 er:

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. Funnene skal bygges ut med en ubemannet brønnhodeplattform. Produksjonen ventes å starte i midten av 2018.

Aasta Hansteen (Statoil 51,0 %, operatør) er et gassfunn på dypt vann i Norskehavet. Feltutbyggingen 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. Boringen av den første brønnen på Aasta Hansteen-feltet startet 11. november 2017. Plattformdekket og understellet ble koblet sammen i desember 2017 i Norge. Produksjonen ventes å starte i andre halvdel av 2018.

Johan Sverdrup (Statoil 40,03 %, pluss en effektiv andel på 4,54 % gjennom aksjeposten i Lundin Petroleum AB, operatør) er et oljefunn i Nordsjøen. 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 stigerørsplassplattform. 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. Ved utgangen av 2017 var det boret åtte produksjonsbrønner og ni vanninjeksjonsbrønner. Produksjonen ventes å starte sent i fjerde kvartal i 2019.

Utgard (Statoil 38,44 % i norsk og 38 % i britisk sektor, operatør) er et gass- og kondensatfunn i Nordsjøen, som skal bygges ut med to brønner i en standard havbunnsløsning, og med ett boremål 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. Plan for utbygging og drift ble godkjent

av norske og britiske myndigheter i januar 2017. Produksjonen ventes å starte i fjerde kvartal 2019.

Trestakk (Statoil 59,1 %, operatør) er et oljefunn med assosiert gass på Haltenbanken. Feltutbyggingen omfatter en havbunnsramme og en satellitt med tre produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner, som skal kobles til Åsgard A-plattformen. Plan for utbygging og drift ble godkjent av norske myndigheter i mars 2017. Produksjonen ventes å starte i 2019.

Martin Linge (Statoil 19 %, og når overtakelsen av Totals andel er gjennomført, 70 %, operatør) er et olje- og gassfelt med Total som operatør, som ligger nær den britiske sektoren av Nordsjøen. Reservoaret er komplekst og inneholder gass under høyt trykk og høye temperaturer. Sent i november 2017 kunngjorde Statoil og Total at Statoil vil kjøpe Totals eierandel (51 %), og overta operatøransvaret for Martin Linge, med virkning fra 1. januar 2018 når transaksjonen er fullført. Transaksjonen er betinget av visse vilkår og ventes å bli fullført sent i mars 2018. Utbyggingen omfatter en plattform med stålunderstell, prosess- og eksportanlegg, og med kraftforsyning fra Kollsnes. Nåværende operatør, Total, venter produksjonsstart i 2019.

Njord Future (Statoil 20 %, operatør) er en utbygging som skal gi sikker, pålitelig og effektiv utnyttelse av oljefunnene Njord og Hyme i et 2040-perspektiv. Utbyggingen omfatter en oppgradering av Njord A-plattformen, en optimal løsning for oljeeksport og boring av ti nye brønner. Plan for utbygging og drift ble godkjent 20. juni 2017. Produksjonen ventes å starte sent i 2020.

Snorre Expansion (Statoil 33,28 %, operatør) er en utbygging for å produsere de gjenværende drivverdige oljereservene på Snorre-feltet. Konseptet består av seks havbunnsrammer, med fire brønnslisser på hver ramme. Hver brønnslisse kan brukes til enten produksjon eller injeksjon. Det skal bores 24 brønner, hvorav 12 er produksjonsbrønner og 12 injeksjonsbrønner. Plan for utbygging og drift ble levert til norske myndigheter 21. desember 2017. Produksjonen ventes å starte i 2021.

Johan Castberg (Statoil 50 %, operatør) er en utbygging av de tre oljefunnene Skrugard, Havis og Drivis, som ligger rundt 140 kilometer nordvest for Hammerfest. Utbyggingen omfatter et produksjonsskip og en havbunnsutbygging med 30 brønner, ti havbunnsrammer og to satellittstrukturer. Plan for utbygging og drift av feltet ble levert norske myndigheter 5. desember 2017. Produksjonen ventes å starte i 2022.

Fjerning av installasjoner fra norsk sokkel

I henhold til Petroleumloven har norske myndigheter innført strenge prosedyrer for fjerning og destruksjon av havbaserete 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 ble fullført i 2017, og plattformen 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 havbunnsanlegg forventes fjernet i løpet av 2018.

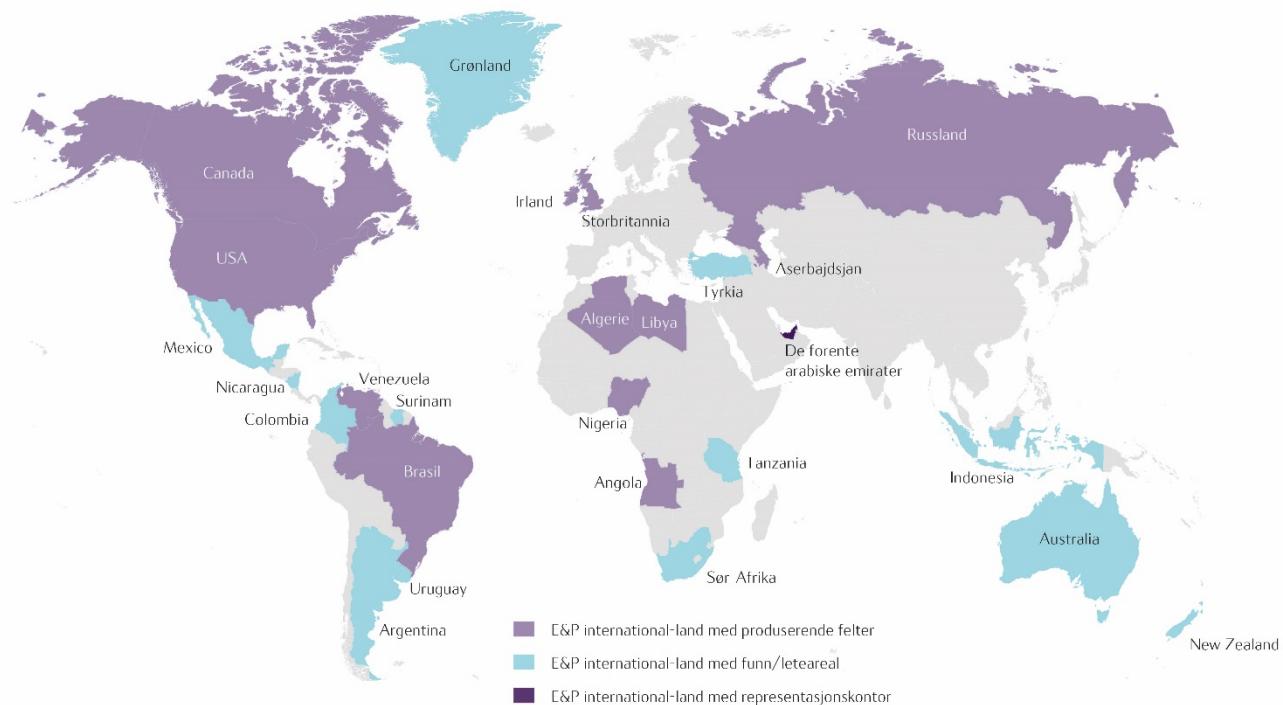
I løpet av 2017 ble brønner permanent plugget og forlatt på **Statfjord, Heidrun, Veslefrikk, Troll, Åsgard, Njord, Visund, Skuld og Tune**. På de partner-opererte feltene **Ekofisk** og **Ormen Lange** pågikk det også arbeid med bronner som skal plugges og forlates.

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

2.4 E&P INTERNATIONAL – LETING & PRODUKSJON INTERNASJONALT

E&P International - oversikt

Statoil er til stede i flere av de viktigste olje- og gassprovinciene i verden. Rapporteringssegmentet Leting & produksjon internasjonalt



Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2017 og tidlig i 2018:

- I januar 2017 ble plan for utbygging og drift av **Utgard-feltet** godkjent av norske og britiske myndigheter. Utgard-feltet strekker seg over delelinjen mellom Storbritannia og Norge. For mer informasjon, se Felt under utbygging på norsk sokkel under kapittel 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge
- I februar 2017 kom **In Amena Gasskompressjonsprosjekt** i Algerie i drift.
- 31. januar 2017 ble salget av Statoils eierandel på 100 % i oljesandprosjektet **Kai Kos Dehseh (KKD)** i Alberta-provinsen i Canada til Athabasca Oil Corporation (AOC) fullført. Transaksjonen dekker det produserende Leismer-feltet og Corner-prosjektet som ikke er utbygd, i tillegg til en rekke kontrakter knyttet til Leismer-produksjonen. Etter denne transaksjonen vil ikke Statoil lenger eie eller være operatør for oljesandfelt. Som en del av transaksjonen vil Statoil eie i underkant av 20 % av aksjene i AOC, og dette vil bli håndtert som en finansiell investering. Se note 4 Oppkjøp og nedsalg til konsernregnskapet for ytterligere informasjon om transaksjonen.

(E&P International) dekker utvikling og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel.

E&P International er til stede i opp mot 30 land, og hadde produksjon i 12 land i 2017. E&P International stod for 36 % av Statoils samlede egenproduksjon av væsker og gass i 2017. For informasjon om utviklingen innen sikre reserver, se seksjon 2.8 Resultater for drift under avsnittet Sikre olje- og gass reserver.

Kartet viser landene hvor E&P International har virksomhet:

- I mars ble Statoil tildelt 13 lisenser i Mexicogolfen.
- I mars ble Statoil tildelt seks nye lisenser, fem som operatør, i den 29. lisensrunden på britisk sokkel.
- I april kjøpte Statoil ytterlig en andel på 14 % i de Statoil-opererte ukonvensjonelle eiendelene på land i **Appalachian-området** fra Northwood Energy Corporation.
- I april ble konseptutvikling og -valg for **Vito-funnel** (Statoil 37 %, Shell operatør) i Mexicogolfen godkjent.
- I mai ble det gjennomført en vellykket installasjon av **Stampede-plattformen** på feltet (Statoil 25 %, Hess operatør). Undervannsarbeidet ble fullført og alle tre brønnene ble klare ved utgangen av 2017. I januar 2018 var det oppstart av oljeproduksjonen.
- I juni undertegnet Statoil en bytteavtale med BP i Australia om leterettigheter i Australbukta, og ble operatør med en eierandel på 100 % i letelisensene EPP39 og EPP40, mens Statoils eierandeler i EPP37 og EPP38 ble overført til BP.
- I juli undertegnet Statoil og Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) en avtale der Statoil kjøper QGEP sin eierandel på 10 % i den Statoil-opererte **BM-S-8-lisensen** i Brasil, noe som økte Statoils andel i lisensen til 76 %. Transaksjonen ble sluttført i desember. Se note 4 Oppkjøp og

- nedsalg til konsernregnskapet for ytterligere informasjon om transaksjonen.
- I september fullførte Statoil transaksjonene i Sør-Afrika om leterettigheter, en med ExxonMobil Exploration and Production South Africa om overtakelse av en eierandel i **Transkei Algoa**, og en med OK Energy Ltd. om overtakelse av en eierandel og operatøransvaret for **Øst-Algoa**.
 - I oktober leverte Statoil, i samarbeid med ExxonMobil og Galp, vinnerbuddet for **Carcará North-blokken** i Santos-bassenget i Brasil. Tildelingen ble fullført i desember 2017. Statoil er operatør med en eierandel på 40 %. I tillegg er Statoil, ExxonMobil og Galp blitt enige om påfølgende transaksjoner i naboblokken **BM-S-8**, for å samordne eierandelen på tvers av de to blokkene som til sammen utgjør oljefunnet **Carcará**. Dette vil gi Statoil en eierandel på 36,5 % i BM-S-8, og en andel på 40 % i Carcará North. Statoil blir operatør for den samordnede utbyggingen av Carcará-feltet. Sluttføring av disse påfølgende transaksjonene forutsetter at visse betingelser, blant annet myndighetsgodkjenning, blir oppfylt. Se note 4 Oppkjøp og nedsalg til konsernregnskapet for ytterligere informasjon om transaksjonene.
 - Statoil og de internasjonale partnerne i **ACG-lisenzen** i Aserbajdsjan sikret seg ytterligere 25 år med oljeproduksjon fra ACG-feltet gjennom en forlenget og revidert produksjonsdelingsavtale, som ble godkjent av myndighetene i Aserbajdsjan 31. oktober og skal gjelde fra 2024. Som en del av avtalen er Statoils eierandel justert fra 8,56 % til 7,27 %, med virkning fra 1. januar 2017.
 - 27. november 2017 startet produksjonen fra oljefeltet **Hebron** (Statoil 9 %, ExxonMobil operatør) utenfor kysten av Canada.
 - I desember undertegnet Statoil og Petrobras en avtale der Statoil kjøper en andel på 25 % i **Roncador**, et oljeproduserende felt i Campos-bassenget i Brasil. Petrobras beholder operatoransvaret og en andel på 75 %. Feltet produserte om lag 280 tusen fat oljeekvivalenter per dag i

2017. Roncador-transaksjonen trådte i kraft 1. januar 2018. Sluttføring av transaksjonen forutsetter at visse betingelser, blant annet myndighetsgodkjenning, blir oppfylt. Se note 4 Oppkjøp og nedsalg til konsernregnskapet for ytterligere informasjon om transaksjonene.

- I desember fikk Statoil og de andre partnerne BP og Sonatrach i **In Amenas-lisenzen** i Algerie godkjent en forlengelse av lisensen på 5 år fra 2022 gjennom en revidert produksjonsdelingsavtale. Avtalen er betinget av myndighetsgodkjenning.

INTERNASJONAL PRODUKSJON

Bokført produksjon er Statoils andel av volumer som er distribuert til partene ifølge produksjonsdelingsavtalen (se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser). Bokført produksjon fra eiendeler i USA er angitt uten produksjonsavgift (royalty). For alle andre land er produksjonsavgift som er betalt i kontanter medregnet i den bokførte produksjonen og produksjonsavgift som betales i form av volum ikke medregnet.

Egenproduksjon representerer volumer som tilsvarer Statoils prosentvis eierandel i et spesifikt felt, og er høyere enn Statoils bokførte produksjon dersom feltet styres gjennom en produksjonsdelingsavtale.

Statoils egenproduksjon utenfor Norge var på 36 % av selskapets samlede egenproduksjon av olje og gass i 2017. Statoils bokførte produksjon utenfor Norge var på om lag 31 % av Statoils samlede bokførte produksjon i 2017.

Tabellen nedenfor viser den gjennomsnittlige daglige bokførte produksjonen av væske og gass i E&P International fram til 31. desember i 2017, 2016 og 2015.

| Produksjonsområde | Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon | | | For regnskapsåret | | | | | |
|-----------------------------------|---|--|---------------|------------------------------|--|---------------|------------------------------|--|---------------|
| | 2017 | | | 2016 | | | 2015 | | |
| | Olje og NGL tusen fat/dag | Naturgass mill. m ³ /dag | tusen foe/dag | Olje og NGL tusen fat/dag | Naturgass mill. m ³ /dag | tusen foe/dag | Olje og NGL tusen fat/dag | Naturgass mill. m ³ /dag | tusen foe/dag |
| Amerika | 186 | 19 | 304 | 189 | 18 | 299 | 177 | 17 | 283 |
| Afrika | 197 | 6 | 233 | 203 | 5 | 232 | 211 | 5 | 241 |
| Eurasia | 26 | 3 | 46 | 32 | 3 | 50 | 36 | 1 | 44 |
| Egenkapitalkonsolidert produksjon | 5 | - | 5 | 10 | - | 10 | 12 | - | 12 |
| Totalt | 415 | 27 | 588 | 435 | 25 | 592 | 436 | 23 | 580 |

Tabellen nedenfor gir informasjon om feltene som bidro med produksjon i 2017. Egenproduksjon per felt er inkludert i denne tabellen.

| Felt | Geografisk område | Statoils eierinteresse i % | Operator | Oppstart | Utløpsdato for lisens | Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon i 2017 mfoe/dag |
|--|-------------------|----------------------------|-----------------------|----------|-----------------------|---|
| Amerika | | | | | | 349,5 |
| Appalachian ^{1) 2)} | USA | Varierende | Statoil/andre | 2008 | HBP ³⁾ | 128,4 |
| Bakken ¹⁾ | USA | Varierende | Statoil/andre | 2011 | HBP ³⁾ | 57,0 |
| Peregrino | Brasil | 60,00 | Statoil | 2011 | 2034 | 39,9 |
| Eagle Ford ¹⁾ | USA | Varierende | Statoil/andre | 2010 | HBP ³⁾ | 34,3 |
| Tahiti | USA | 25,00 | Chevron | 2009 | HBP ³⁾ | 24,9 |
| St. Malo | USA | 21,50 | Chevron | 2014 | HBP ³⁾ | 18,1 |
| Caesar Tonga | USA | 23,55 | Anadarko | 2012 | HBP ³⁾ | 11,0 |
| Hibernia/Hibernia Southern Extension ⁴⁾ | Canada | Varies | HMDC | 1997 | HBP ³⁾ | 10,4 |
| Jack | USA | 25,00 | Chevron | 2014 | HBP ³⁾ | 8,3 |
| Julia | USA | 50,00 | ExxonMobil | 2016 | HBP ³⁾ | 6,4 |
| Terra Nova | Canada | 15,00 | Suncor | 2002 | HBP ³⁾ | 4,6 |
| Heidelberg | USA | 12,00 | Anadarko | 2016 | HBP ³⁾ | 4,5 |
| Leismer | Canada | 100,00 | Statoil | 2010 | HBP ³⁾ | 1,8 |
| Hebron | Canada | 9,01 | ExxonMobil | 2017 | HBP ³⁾ | 0,2 |
| Afrika | | | | | | 310,0 |
| Block 17 | Angola | 23,33 | Total | 2001 | 2022-34 ⁵⁾ | 139,6 |
| Agbami | Nigeria | 20,21 | Chevron | 2008 | 2024 | 47,6 |
| In Salah | Algeria | 31,85 | Sonatrach/BP/Statoil | 2004 | 2027 | 39,1 |
| Block 15 | Angola | 13,33 | ExxonMobil | 2004 | 2026-32 ⁵⁾ | 37,4 |
| In Amenas | Algeria | 45,90 | Sonatrach/BP/Statoil | 2006 | 2022 | 23,6 |
| Block 31 | Angola | 13,33 | BP | 2012 | 2031 | 18,9 |
| Murzuq | Libya | 10,00 | Akakus Oil Operations | 2003 | 2035 | 3,7 |
| Eurasia | | | | | | 80,8 |
| ACG ⁶⁾ | Aserbajdsjan | 7,27 | BP | 1997 | 2049 | 49,1 |
| Corrib | Irland | 36,50 | Shell | 2015 | 2031 | 20,0 |
| Kharyaga | Russland | 30,00 | Zarubezhneft | 1999 | 2031 | 9,4 |
| Alba | Storbritannia | 17,00 | Chevron | 1994 | HBP ³⁾ | 2,3 |
| Totalt E&P International | | | | | | 740,4 |
| Egenkapitalkonsolidert produksjon | | | | | | |
| Petrocedeño ⁷⁾ | Venezuela | 9,67 | Petrocedeño | 2008 | 2033 | 4,9 |
| Totalt E&P International inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon | | | | | | 745,3 |

- 1) Statoils eierandel kan variere etter brønner og område.
- 2) Appalachian-bassenget omfatter Marcellus- og Utica-formasjonene.
- 3) Held by Production (HBP): Et selskaps rett til å eie og være operatør for en olje- og gasslisens utover opprinnelig periode, så lenge en opprettholder lønnsom olje og gassproduksjon. I Canada må lisensen, i tillegg til å være i produksjon, møte andre myndighetskrav.
- 4) Statoils eierandel er på 5,0 % i Hibernia og 9,26 % i Hibernia Southern Extension. Med virking fra 1. mai 2017 økte Statoils eierandel i Hibernia Southern Extension fra 9,03 % til 9,26 %, på grunn av en justering av eierandelen som er utløst av en mekanisme i samarbeidsavtalen.
- 5) Lisens utløpsdato varierer fra felt til felt.
- 6) Statoils eierandel av egenproduksjon fra ACG har blitt justert fra 8,56 % til 7,27 % fra 1 november 2017 som følge av ratifisering av lisens forlengelse.
- 7) Den 30. juni 2017 ble Statoils eierandel på 9,67 % i tungoljeprosjektet Petrocedeño i Venezuela reklassifisert fra en egenkapitalkonsolidert investering til en langsiktig finansiell investering. Fra denne dato er ikke produksjon og reserver fra Petrocedeño inkludert i Statoils finansielle rapportering. Petrocedeño-prosjektet (tidligere Sincor-prosjektet) ble etablert i 2008. Sincor-produksjonen startet i 2001.

Amerika

USA

Statoil har hatt en sterk produksjonsvekst og fortsetter å optimalisere sin skiferportefølje i USA etter at selskapet startet sin skifervirksomhet i 2008. USA stod for 14 % av Statoils egenproduksjon i 2017.

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 statene Vest-Virginia og Ohio. I 2016 solgte Statoil sin egenopererte eiendel i Vest-Virginia. I løpet av 2017 fortsatte Statoil å styrke sin posisjon som operatør i Appalachian-området i Ohio. I de Statoil-opererte områdene i dette bassenget utvikler Statoil to formasjoner: **Marcellus** og **Utica**, med hovedvekt på den siste. I tillegg kjøpte Statoil i april 2017 en andel i en Statoil-operert del av Appalachian fra Northwood Energy Corporation. Ved utgangen av 2017 eide Statoil et nettoareal i Appalachian på om lag 255.000 acre.

Statoil gikk inn i **Bakken-området**, der oljen ligger i tette formasjoner, gjennom overtakelse av Brigham Exploration Company i desember 2011. Ved utgangen av 2017 eide Statoil et nettoareal i skiferformasjonene **Bakken** og **Three Forks** på om lag 235.000 acre. Statoil har en samlet eierandel på om lag 70 % i Bakken, og er operatør for området.

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, 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 %. Ved utgangen av 2017 eide Statoil et nettoareal i Eagle Ford på om lag 70.000 acre.

Midtstrøm transportsystem i USA

Statoil er medeier i transportsystem og anlegg for prosessering av olje og gass på feltene **Bakken**, **Eagle Ford** og **Appalachian**-bassenget (Marcellus og Utica) i USA. Dette omfatter transportsystemer for råolje og naturgass, systemer for ferskvannforsyning, oppsamlings- og deponeringsbrønner for saltvann samt anlegg for behandling og prosessering av olje og gass for å sikre leveranse fra Statoils oppstrømproduksjon til markedet. Statoil eier og er operatør for 100 % av operatørselskapene for midtstrømvirksomheten i Bakken. I Eagle Ford er Statoil operatør for 100 % av operatørselskapene for midtstrømvirksomheten 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 Appalachian-bassenget har Statoil operatøransvar for og andeler i den sørlige delen av Appalachian-bassenget i Monroe Country, Ohio, for transport av produksjonen fra Marcellus, mens Utica-produksjonen transporterdes av tredjepart Eureka Hunter. I de partneropererte områdene av Appalachian-bassenget, både i nord og sør, har Statoil en eierandel som spenner fra 16,25 % til 32,5 %, avhengig av transportsystemet og antall samarbeidspartnere, som inkluderer Williams Energy og Alta Gas.

I januar 2016 ble ansvaret for midtstrøm transportsystem i USA overført fra Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP) til E&P International.

Statoil deltar også i følgende utbygginger i den amerikanske delen av Mexicogolfen:

Oljefeltet **Tahiti** ligger i Green Canyon-området og produseres gjennom en flytende spar-plattform. Per 31. desember 2017 var det tolv brønner i produksjon, og etter hvert vil flere brønner bli satt i produksjon slik at helefeltet blir utbygd.

Oljefeltet **Caesar Tonga** ligger i Green Canyon-området. Per 31. desember 2017 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. Per 31. desember 2017 var det fem brønner i produksjon på Jack-feltet og åtte på St. Malo-feltet. Etter hvert vil flere brønner bli satt i produksjon.

Oljefeltet **Julia** ligger i Walker Ridge-området i den amerikanske delen av Mexicogolfen nær Jack og St Malo. Oljeproduksjonen startet i april 2016, og i dag er det fire brønner i produksjon. Det kan bli boret flere brønner hvis reservoarutviklingen tilsier det.

Oljefeltet **Heidelberg** ligger i Green Canyon-området og produseres gjennom en flytende spar-plattform. Per 31. desember 2017 var det fem brønner i produksjon.

I tillegg til disse feltene, ble Statoil operatør for **Titan**-plattformen i desember 2016, på forespørsel fra den amerikanske føderale etaten Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE), etter at Bennu Oil & Gas gikk konkurs. I tillegg til selve plattformen har Statoil også kjøpt eksportørledninger med kapasitet til Shells Mars-system (olje) og Williams Discovery Gas-system (gass). Produksjonen har vært stengt ned siden november 2016, men det er nå lagt planer for å få Titan-plattformen i produksjon igjen i 2018. Før Titan ble stengt ned produserte feltet om lag 3000 fat oljeekvivalenter per dag fra tre nærliggende felt: Telemark (AT63), der Statoil ikke har noen eierandel, og Mirage (MC941) og Morgus (MC942), der Statoil nå har operatørrettigheter og er registrert som operatør. Ved å kjøpe plattformen og eiendelene har Statoil muligheten til å skape verdi ved effektiv styring av sine fjerningsforpliktelser.

Canada

Statoil har andeler i Jeanne d'Arc-bassenget utenfor kysten av provinsen Newfoundland and Labrador i de partner-opererte produserende oljefeltene **Terra Nova**, **Hebron**, **Hibernia** og **Hibernia Southern Extension**.

Produksjonen fra **Hebron-feltet** startet i november 2017. Feltet omfatter en plattform med betongunderstell samt boreanlegg og oljelager. Oljen losses på skytteltankskip.

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. 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 36 % av Statoils egenproduksjon av væske utenfor Norge i 2017. 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 fire produksjons- og lagerskip: CLOV, Dalia, Girassol og Pazflor.

Blokk 15 har produksjon fra fire 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 2017 ble det boret nye brønner som ble satt i produksjon på blokk 15 og 17.

Nigeria

Statoil har en eierandel på 20,2 % i dypvannsfellet **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, betingede forpliktelser og betingede eiendeler 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. Prosjektet for utbygging av de **sørlige feltene**, som har vært ledet av Statoil, startet produksjonen fra to felt (Garet el Befinat og Hassi Moumene) i mars 2016. De gjenværende to feltene (Gour Mahmoud og In Salah) startet produksjonen i henholdsvis juli og november 2017. De sørlige feltene er koblet til anleggene som allerede finnes på de nordlige feltene.

In Amenas-utbygningen er en gassutbygging på land som inneholder betydelige væskevolumer. Infrastrukturen på In Amenas omfatter et gassbehandlingsanlegg med tre tog. Produksjonsanlegget er koblet til Sonatrach sitt distribusjonssystem. Anleggene drives gjennom felles operatøransvar mellom Sonatrach, BP og Statoil. **In Amenas Gasskompressjonsprosjekt**, som ble ledet av BP, kom i drift i februar 2017. Kompressorene har gjort det mulig å øke produksjonen og dermed utnytte kapasiteten i alle tre togene. I desember fikk Statoil

og resten av partnerne i In Amenas-utbyggingen forlenget lisensen med 5 år fra 2022. Avtalen er betinget av myndighetsgodkjenning.

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 hovedsakelig av uttak fra oljefeltet **Azeri-Chirag-Gunashli** (ACG) i Det kaspiske hav, fra gassfeltet **Corrib** utenfor nordvestkysten av Irland og fra oljefeltet **Kharyaga** i Timan Pechora-bassenget på land nordvest i Russland.

ACG-lisensen ble i 2017 forlenget til utgangen av 2049 gjennom en revidert produksjonsdelingsavtale. Prosjektet ACG New Platform omfatter ytterligere en produksjonsplattform i kontraktsområdet, og det arbeides med å optimalisere det valgte konseptet.

INTERNASJONAL LETING

Statoil har redusert sin leteboringsvirksomhet utenfor Norge i 2017, og prioritert nye områder og modning av prospekter for å støtte økt boreaktivitet i 2018 og videre framover.

Brasil er et av kjerneområdene for Statoils letevirksomhet. I 2017 har Statoil styrket sin posisjon i oljefunnel Carcara gjennom oppkjøptransaksjoner og gjennom andre pre-salt-lisensrunde på brasiliansk sokkel.

I 2017 har Statoil etablert en posisjon i **Argentina** i det landbaserte Neuquen-bassenget gjennom en avtale med YPF om Bajo del Toro-blokkene og i Bajo del Toro Este gjennom den 5. budrunden.

I 2017 har Statoil styrket sin posisjon i **Sør-Afrika** gjennom kjøp av andeler i ytterligere to nye offshore blokker, inkluder et operatørskap etter en transaksjon med ExxonMobil Exploration and Production South Africa.

Statoil styrket sin posisjon ytterligere i **Mexicogolfen** i 2017 etter å ha blitt tildelt 13 lisenser.

I 2017 undertegnet Statoil avtaler om å gå inn i ytterligere to blokker, blokk 59 og 60, i Guyana-bassenget i **Surinam**. Dette er i tråd med vår globale letestrategi om å gå tidlig inn i bassenger med høy letepotensial.

Statoil ble tildelt seks nye lisenser, fem som operatør, i 29. lisensrunde på **britisk sokkel**. Disse tildelingene er et resultat av en strategisk beslutning av Statoil om å lete i produktive, men modne bassenger. Statoil har i 2017 boret fire letebrønner på britisk sokkel som resulterte i et drivverdig funn, Verbier.

Etter å ha fullført arbeidsprogrammet, har Statoil stengt sitt kontor i Yangon i **Myanmar** og tilbakelevert AD-10 lisensen, da man vurderer potensialet for kommersielt levedyktige funn å være lav.

Medregnet de fire letebrønnene som ble boret og det ene drivverdig funnet på britisk sokkel i 2017, fullførte Statoil og partnerne 11 letebrønner og gjorde i alt fire drivverdige funn internasjonalt. I 2018 vil Statoils internasjonale leteboringsvirksomhet omfatte

vekstmuligheter i områder der Statoil allerede er etablert med funn og felt i produksjon i Brasil, Tyrkia og Storbritannia, til tillegg til nye uutforskede områder som Argentina. Statoil planlegger å fullføre åtte til ti lettebrønner internasjonalt i 2018.

| | Lettebrønner boret ¹⁾ | | |
|------------------------|----------------------------------|----------|-----------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Amerika | | | |
| Statoil-opererte | 2 | 5 | 8 |
| Partneropererte | 4 | 2 | 2 |
| Afrika | | | |
| Statoil-opererte | 0 | 0 | 3 |
| Partneropererte | 0 | 0 | 3 |
| Andre regioner | | | |
| Statoil-opererte | 4 | 0 | 2 |
| Partneropererte | 1 | 2 | 0 |
| Totalt (brutto) | 11 | 9 | 18 |

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

FELT UNDER UTBYGGING INTERNASJONALT

Dette kapitlet dekker alle godkjente prosjekter.

Amerika

USA

Oljefeltet **Stampede** (Statoil 25 %, Hess er operatør) ligger i Green Canyon-området i Mexicogolfen. Utbyggingen omfatter en strekkstagplattform som fra produksjonsstart har gassløft nede i brønnen og vanninjeksjon. I mai ble det gjennomført en vellykket installasjon av plattformen på feltet. Undervannsarbeidet ble fullført og alle tre brønnene var klare ved utgangen av 2017. I januar 2018 var det oppstart av oljeproduksjonen.

TVEX (Statoil 25 %, Chevron er operatør), som ligger i Green Canyon-området av Mexicogolfen, er en utvidelse av Tahiti-feltet. Utbyggingen har til hensikt å drenere de grunnere reservoarene over det eksisterende Tahiti-reservoaret. Produksjonsstart er ventet i fjerde kvartal 2018.

Oljefeltet **Big Foot** (Statoil 27,5 %, Chevron er operatør) ligger i Walker Ridge-området i Mexicogolfen. Utbyggingen omfatter havbunnsbrønner som er koblet til en strekkstagplattform med egen borerigg. Big Foot-prosjektet fullførte installasjonene på feltet i mars 2018, og anslått oppstart av produksjonen er i andre halvår av 2018.

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

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. Gjennomføringen av prosjektet begynte i april 2016. I september 2016 ble utbyggingsplanen formelt godkjent av det nasjonale byrået for petroleum, naturgass og biologisk brennstoff i Brasil (ANP). Produksjonen ventes å starte sent i 2020.

Eurasia

Storbritannia

Mariner (Statoil 65,11 %, operatør) er et tungoljefelt som bygges ut i Storbritannia. Feltutbyggingskonseptet omfatter en produksjons-, bore- og boligplattform med stålunderstell. Oljen skal eksporteres ved lasting på feltet fra en flytende lagerenhetsplattform. Utbyggingen omfatter en mulig framtidig havbunnsløsning med oppkobling til Mariner East, som er et lite tungoljefunn. I august 2017 ble det utført en vellykket installasjon av plattformdekket, og oppkobling og ferdigstilling pågår nå på sokkelen. Produksjonen fra Mariner ventes å starte i andre halvdel av 2018.

FUNN MED POTENSIELL UTBYGGING

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

Amerika

USA

Vito-prosjektet (Statoil 37 %, Shell er operator), ligger i Mississippi Canyon-området av Mexicogolfen, omfatter en halvt nedsenkbar, lett plattform med et manifoldsystem på havbunnen for åtte brønner. De dype brønnene (10.000 meter) vil ha gassløft nede i brønnen for å støtte produksjonen. Oppstart av produksjonen skal etter planen skje ved utgangen av andre kvartal 2017. I april 2017 ble konseptutvikling og -valg godkjent.

Canada

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

Brasil

Statoil er operatør med en andel på 35 % i lisens **BM-C-33** i Campos-bassenget. Vi vurderer alternativer for utbygging av funnene i lisensen.

Pre-salt-funnelnet **Carcará** strekker seg over blokkene BM-S-8 og Carcará North i Santos-bassenget. I 2017 overtok Statoil en andel på 40 % i Carcará North og Statoil har en andel på 76 % i BM-S-8. Statoil har kunngjort avtaler som reduserer selskapets andel i BM-S-8 til 36,5 %, og Statoil vil bli operatør for både Carcará North og BM-S-8 i en samordnet feltutbygging. Sluttføring av disse transaksjonene og samordningen av feltet er betinget av myndighetsgodkjenning. Sammen med den kunngjort avtalen med Petrobras om å overta en andel på 25 % i det produserende oljefeltet **Roncador** i Campos-bassenget, vil dette styrke vår posisjon i Brasil, som er et av Statoils kjerneområder på grunn av det store ressursgrunnlaget, der vi kan utnytte vår teknologi og våre kunnskaper.

Afrika

Tanzania

Statoil har gjort flere store gassfunn i **Blokk 2** (Statoil 65 %, operatør) utenfor kysten av Tanzania i perioden 2012-2015. 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 Shell Tanzania er operatør.

Eurasia

Russland

I september 2017 undertegnet Rosneft og Statoil en aksjonær- og samarbeidsavtale for **North Komsomolskoye**-prosjektet. Partene skal opprette et russisk aksjeselskap, der Statoil vil ha en eierandel på 33,33 %. North Komsomolskoye ligger på land i Vest-Sibir, og er et konvensjonelt men komplekst tungoljefelt. Statoil og Rosneft er blitt enige om å begynne prøveproduksjon i North Komsomolskoye for å få en bedre forståelse av reservoaret, og legge grunnlaget for en mulig framtidig beslutning om full feltutbygging. For mer informasjon om risiko knyttet til vår virksomhet i Russland, se avsnittet om Risiko knyttet til vår virksomhet under seksjon 2.11 Risikoanalyse.

2.5 MMP – MARKEDSFØRING, MIDTSTRØM & PROSESSERING

MMP OVERSIKT

Forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm & 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 handel med strøm og utslippskvoter og 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 MMP er inndelt i følgende resultatområder: marketing & trading, asset management og processing & manufacturing.

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 Statens deltakelse og SDØEs markedsføring og salg av olje og gass i Gjeldende lover og forskrifter, seksjon 2.7 Konsernforhold.

Viktige hendelser i 2017:

- Eksporten av Statoils gass gjennom rørledninger var rekordhøy med 41,0 milliarder kubikkmeter.
- Beslutningen om å fase ut kraftvarmeverket på Mongstad ble tatt i februar.
- Statoil tildelte langsiktige kontrakter for to skytteltankskip og to LPG-tankskip. Flere drivstoffbesparende løsninger i disse fartøyene vil redusere driftskostnader og klimautslipp.
- Polarled-rørledningen ble ferdigstilt i mai, og skal transportere gass fra norsk sokkel til Nyhamna gassbehandlingsanlegg, som er oppgradert for å kunne behandle og eksportere de nye volumene.

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 i henhold til kontrakten. I forbindelse med prisrevisjonene som pågår tar Statoil i sitt årsregnskap høyde for mulige forpliktelser basert på Statoils beste vurdering.

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 gassvolumer 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 distribusjons-selskaper, industrikunder og kraftprodusenter. SNG markedsfører også egenproduserte volumer fra Mexicogolfen, Eagle Ford og Appalachene, og transporterer en del av produksjonen fra Appalachene til New York City og til Niagara, som gir tilgang til Toronto med omegn.

I tillegg har SNG inngått kontrakter for langsiktig kapasitet ved regassifiseringsanlegget på Cove Point-terminalen i Maryland, som gir mulighet for levering av flytende naturgass som transporteres fra Snøhvit-anlegget i Hammerfest. På grunn av lave gasspriser i USA sammenlignet med de globale prisene på flytende naturgass de siste årene, 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 E&P International sine 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.

Foredling

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. Som følge av at dagens gassavtale mellom Troll-lisenzen og Statoil Refinery Norway AS ble avsluttet, vil den vanlige driften av kraftanlegget bli faset ut.

Statoil har en eierandel på 34 % i Vestprosess, som transporterer og behandler våtgass og kondensat. Rørledningen knytter anleggene på Kollsnes og Sture til Mongstad. Gassco overtok som operator for Vestprosess 1. januar 2018, med Statoil som teknisk driftsansvarlig.

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 metolanlegget 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⁾ | | |
|----------------|--------------------------------|------|------|--------------------------------------|------|------|------------------------------------|------|------|---------------------------------|------|------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 |
| Mongstad | 12,1 | 9,8 | 11,9 | 9,3 | 9,3 | 9,3 | 97,5 | 94,4 | 97,6 | 94,7 | 93,9 | 93,4 |
| Kalundborg | 5,5 | 5,0 | 5,2 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 99,7 | 98,0 | 98,5 | 90,4 | 91,0 | 91,0 |
| Tjeldbergodden | 0,94 | 0,76 | 0,92 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 99,4 | 94,8 | 98,5 | 99,4 | 94,8 | 98,5 |

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

Gjennomstrømming kan være høyere enn destilleringskapasiteten ved anleggene på grunn av volumer av fyringsolje, parfin, nafta, diesel, biodiesel-tilsetningsstoffer og våtgass som ikke går gjennom råolje/kondensat destilleringsenheterne.

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 transportereres 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. Den ble truffet av orkanen Matthew i 2016, med omfattende skader på Sea Island og laste/losse-anlegget på kaien. Gjenoppbyggingen skal etter planen være ferdig i 2018.

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 gasstrømssystemet 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, seksjon 2.7 Konsernforhold for mer informasjon.

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

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

Statoil har en andel på 30,1 % i gassanlegget på Nyhamna i Aukra kommune gjennom det nylig etablerte samarbeidsselskapet for Nyhamna. Gassco er operatør for anlegget.

Rørledningen Polarled kobler felt i Norskehavet sammen med gassanlegget på Nyhamna. Transport gjennom rørledningen vil begynne når produksjonen fra Aasta Hansteen starter.

Johan Sverdrup-rørledningene er under bygging, og skal eksportere olje og gass fra Johan Sverdrup-feltet.

2.6 ANDRE

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

Nye energilosninger (NES)

Forretningsområdet NES gjenspeiler Statoils ambisjoner om å gradvis supplere olje- og gassporteføljen med lønnsom fornybar energi og andre karboneffektive energilosninger. Havvind, solenergi og karbonfangst og -lagring har vært viktige satsingsområder i 2017.

Ved utgangen av 2017 er Statoils produksjonskapasitet for havvind på rundt 290 megawatt (MW) i produksjon, og rundt 190 MW under utvikling.

Viktige hendelser i 2017:

- Byggingen fullført for kraftproduksjon med full kapasitet fra havvindparken Dudgeon og Hywind Scotland i fjerde kvartal 2017.
- Økt satsing i Storbritannia gjennom økt eierandel i havvindprosjektene på Doggerbank.
- Overtok rollen som operatør for vindparken Sheringham Shoal i april 2017.
- Gjennom oppkjøp av eierandeler i Apodi solenergiprosjekt i Brasil, operert av Scatec, eier Statoil 43,75 % i prosjektet. En andel på 40 % ble kjøpt fra Scatec Solar og resterende 3,75 % fra ApodiPar. Byggestart i prosjektet var i fjerde kvartal 2017.
- Tildelt rollen som ansvarlig for konsept- og forundersøkelsen for karbonfangst- og lagring. Samarbeidspartnerne Shell og Total har 33,33 % andel hver.
- Den eksisterende 5-årsavtalen for Teknologisenter Mongstad for testing av ulike CO₂-fangstteknologier utløp i august 2017. Statoil, Total, Shell og Gassnova (eid av den norske stat) er blitt enige om fortsatt drift i tre år. Statoils eierandel er redusert fra 20 % til 7,5 % (på linje med andre industripartnere).

Havvindparken **Sheringham Shoal** (Statoil 40 %, operatør) 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 MW. Vindparkens årlige produksjon er omkring 1,1 terawatt-timer (TWh) og den har kapasitet til å levere elektrisk kraft til omkring 220.000 husstander. Statoil overtok operatørskapet for Sheringham Shoal i andre kvartal 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, og havvindparken ble offisielt åpnet i november 2017. Vindparken forventes å produsere 1,7 TWh årlig fra 67 turbiner med kapasitet til å levere elektrisk kraft til om lag 410.000 husstander.

Doggerbank-området har konsesjon til å produsere til sammen 4,8 GW og kan bli verdens største havvindpark. I februar og august 2015 fikk konsortiet tillatelse fra britiske myndigheter til fire prosjekter, hver med en kapasitet på 1200 MW. Statoil og Statkraft, sammen med RWE og SSE, var partnere i Forewind-konsortiet, hver med en eierandel på 25 %. Konsortiet gjennomgikk en stor omorganisering i 2017. Statoil og SSE kjøpte Statkrafts eierandeler i

mars 2017 og prosjektet ble delt i flere deler i august 2017. Innogy (RWE) eier nå Prosjekt 3 (Teesside B) 100 %, og Statoil og SSE har inngått aksjonærverenskomst for Prosjekt 1, 2 og 4 med 50 % eierskap hver (Creyke Beck A og B og Teesside A).



Dudgeon havvindpark.

Foto: Ole Jørgen Bratland

Havvindparken Arkona (Statoil 50 %, med E.ON som operatør) bygges ut i tysk del av Østersjøen, og drifts- og vedlikeholdsbasen skal ligge i Sassnitz på øya Rügen. En endelig investeringsbeslutning for prosjektet på opp til 385 MW ble tatt i april 2016. I 2017 ble installering av understellene fullført, og Arkona forventes å være i full drift i 2019. Vindparken forventes å forsyne 400.000 tyske husstander med elektrisk kraft fra 60 turbiner.

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 fullførte prosjektet i 2017 og har installert fem Siemens-turbiner på 6MW hver. Produksjonen forventes å være 0,14 TWh/år, og vil levere elektrisk kraft til rundt 20.000 husstander. Dette er neste steg i Statoils strategi for installering av de første flytende vindparkene i stor skala.

Statoil var vinner av OEMs lisenssalg for 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 har fått navnet «Empire Wind» og vil bli ytterligere modnet fram mot en plan for utbygging i 2018.

Statoil har arbeidet med **karbonfangst og -lagring** (CCS) siden 1996 og har fortsatt å utvikle kompetanse gjennom forskningsengasjement i Teknologisenter Mongstad (TCM), verdens største anlegg for testing og forbedring av CO₂-fangst. I tillegg er olje- og gassanleggene våre offshore på Sleipner og Snøhvit to av verdens største CCS-enheter. Statoil ønsker å benytte sin kompetanse og erfaring i andre CCS-prosjekter, både for å redusere karbonutslipp, og for å undersøke nye mulighetene, bl.a. for økt utvinning (EOR), og karbonnøytrale verdikjeder basert på hydrogen. Statoil har, på vegne av Olje- og Energidepartementet, utført en mulighetsstudie for etablering av et CO₂-lager på norsk sokkel. I 2017 tildelte OED Statoil lederrollen for å vurdere et prosjekt med hele CCS-verdikjeden som dekker både lagring og transport fra tre industrielle kilder i Norge. Statoil, Shell og Total er partnere i prosjektet med like andeler på en tredjedel hver.

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 energilosninger. Statoil Energy Ventures Fund skal investere opp mot 200 millioner USD i en periode på fire til syv år.

Når denne rapporten skrives, er under en fjerdedel av Statoils samlede venturefond benyttet gjennom fire direkte investeringer i fire ulike segmenter, samt at det er eier, med begrenset ansvar, i ett finansielt venturekapitalfond.

Global strategi & forretningsutvikling (GSB)

Forretningsområdet Global strategi & 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 rettledning for forretningsutvikling i konsernet.

GSB omfatter også flere konsernfunksjoner, blant annet Statoils bærekraftsfunksjon, som utarbeider selskapets strategiske svar på bærekraftspørsmål 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 & boring (TPD)

Forretningsområdet **Teknologi, prosjekter & boring** (TPD) har ansvaret for global prosjektutvikling, brønnleveranser, teknologiutvikling og anskaffelser i Statoil.

Forskning og teknologi (R&T) har ansvaret for forskning og teknologiutvikling for å møte Statoils behov på kort og lang sikt, for å levere teknisk ekspertise til forretningsutvikling, prosjekter og anlegg, samt å implementere nye teknologier.

Prosjektutvikling (PRD) har ansvaret for planlegging og gjennomføring av store utbyggingsprosjekter, modifikasjoner og feltavvikling i Statoil.

Boring og brønn (D&W) har ansvaret for kostnadseffektive brønnleveranser og -operasjoner, formålstjenlige boreanlegg og for å levere ekspertise og støtte til Statoils globale bore- og brønnoperasjoner.

Anskaffelser og leverandørrelasjoner (PSR) har ansvaret for globale anskaffelser tilpasset Statoils forretningsmessige behov.

Tabellen nedenfor viser større prosjekter der Statoil er operatør, samt prosjekter der Statoils lisenspartnere er operatør. Mer informasjon om igangsatte prosjekter er å finne i kapitlene om E&P Norway, E&P International, MMP og NES.

I vår portefølje, som er i verdensklasse, er ytterligere 35-40 prosjekter i tidligfase og blir modnet fram mot en investeringsbeslutning.

| Prosjekter med oppstart og ferdigstillelse i 2017 | Statoils eierandel | Operatør | Område | Type |
|---|--------------------|----------------------|--|---------------------------|
| Hebron | 9,01% | ExxonMobil | Jeanne d'Arc-bassenget, utenfor Newfoundland og Labrador, Canada | Olje |
| In Salah Southern fields | 31,85% | Sonatrach/BP/Statoil | Algerie | Olje og gass |
| Dudgeon havvindpark | 35,00% | Statoil | Nordsjøen, utenfor England | Vind |
| Hywind Scotland pilot vindpark | 75,00% | Statoil | Nordsjøen, utenfor Skottland | Vind |
| Gina Krog | 58,70% | Statoil | Nordsjøen | Olje og gass |
| Gullfaks C undervannskompresjon | 51,00% | Statoil | Nordsjøen | Forbedret gassutvinning |
| Byrding | 70,00% | Statoil | Nordsjøen | Olje og assosiert gass |
| Polarled | 37,10% | Statoil | Norskehavet | Eksportørledning for gass |

| Pågående prosjekter med forventet oppstart og ferdigstillelse 2018-2022 | Statoils eierandel | Operatør | Område | Type |
|---|--------------------|----------|--|----------------------------------|
| Tahiti vertikal utvidelse | 25,00% | Chevron | Mexicogolfen | Olje |
| Stampede | 25,00% | Hess | Mexicogolfen | Olje |
| Big Foot | 27,50% | Chevron | Mexicogolfen | Olje |
| Peregrino fase II | 60,00% | Statoil | Campos-bassenget, utenfor Rio de Janeiro, Brasil | Olje |
| Arkona havvindpark | 50,00% | E.ON | Østersjøen, utenfor Tyskland | Vind |
| Mariner | 65,11% | Statoil | Nordsjøen | Olje |
| Oseberg Vestflanken 2 | 49,30% | Statoil | Nordsjøen | Olje og gass |
| Troll B gassmodul | 30,58% | Statoil | Nordsjøen | Økt prosesseringskapasitet |
| Martin Linge | 19,00% | Total | Nordsjøen | Olje og gass |
| - Totals andel, Statoil tar over sent i mars 2018 | 51,00% | | | |
| 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 |
| Njord future | 20,00% | Statoil | Nordsjøen | Olje |
| Snorre expansion | 33,28% | Statoil | Nordsjøen | Olje |
| Aasta Hansteen | 51,00% | Statoil | Norskehavet | Gass |
| Snefrid Nord | 51,00% | Statoil | Norskehavet | Gass |
| Johan Castberg | 50,00% | Statoil | Norskehavet | Olje |

2.7 KONSERNFORHOLD

GJELDENDE 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 som gjelder for Statoils kjernevirkoshet 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 petroleumslovgivning og konsesjonsordning

De viktigste lovene som regulerer Statoils petroleumsvirksomhet i Norge, er petroleumsloven og petroleumsskatteloven.

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 seksjon 2.2 Vår virksomhet og seksjon 2.11 Risikoanalyse.

I henhold til petroleumsloven 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 opptrer som majoritetseier av Statoil-aksjer, og for det andre når staten opptrer 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 utvanning 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 seksjon 2.11 Risikoanalyse og Største aksjonærer i seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon under Største aksjonærer
- Staten utover 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. Selv om flertallet av Statoils aksjer er eid av den norske stat, får Statoil ikke fortrinnsrett vedrørende lisenser som tildeles av eller under regulatoriske regler under oppsyn av den norske stat.

De viktigste lovene som regulerer Statoils petroleumsvirksomhet i Norge og på norsk sokkel, er lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 ("petroleumsloven) med forskrifter, og lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster mv. av 13. juni 1975 ("petroleumsskatteloven"). Petroleumsloven 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 søker om produksjonsrater for de enkelte felt.

Utvinningstillatelser er den viktigste typen tillatelse som ges etter petroleumsloven 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 frafeltet 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 vetretten 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 tilslører det, kan departementet foreta skifte av operatør.

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 samarbeidsavtaler for produksjon.

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 seksjon 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge.

Gassalg og -transport fra norsk sokkel

Statoil selger gass fra norsk sokkel på vegne av seg selv og staten. Gassen transporterer 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 seksjon 2.5 MMP – Markedsføring, midtstrøm & prosessering, avsnitt Rørledninger.

Statens deltagelse

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 petroleumsinnretninger på norsk sokkel. Dermed har staten eierinteresser i en rekke lisenser og petroleumsinnretninger 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 eneier 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.

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.

Statoil fortsetter å følge med på og å tilpasse seg Trump-administrasjonens omorganisering av sine myndighetsorgan, som muligens kan omfatte Innenriksdepartementet. Dette arbeidet skal gi mer strømlinjeformede prosesser og redusere duplisering. Eventuell påvirkning på Statoils virksomhet i USA vil bli vurdert etter hvert som omorganiseringsprosessen utvikler seg. Samtidig anser ikke Statoil noen av disse potensielle endringene for å ha en stor påvirkning på selskapets 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 seksjon 2.11 Risikoanalyser under Risikofaktorer.

Beskattning 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 24 % i 2017 til 23 % i 2018. I tillegg kommer en særskilt petroleumsskatt på overskudd fra petroleumsutvinning og rørledningstransport på norsk sokkel. Den særskilte petroleumsskatten er økt fra 54 % i 2017 til 55 % i 2018. Den særskilte petroleumsskatten beregnes på relevant inntekt i tillegg til den vanlige selskapsskatten, noe som gir en marginalskatt 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 inntektskattesystemer og/eller produksjonsdelingsavtaler (PSA). Statoil forventer at virkningen av den nylig vedtatte amerikanske skattereformen vil være gunstig for Statoil og selskapets virksomhet i USA, hovedsakelig på

grunn av reduksjonen i selskapsskattesatsen fra 35 % til 21 %. Denne endringen i amerikansk skattelovgivning (med virkning fra 1. januar 2018) vil ikke påvirke Statoils utsatte skatt i balansen, siden Statoil ikke har bokført netto utsatt skattefordel eller gjeld knyttet til den amerikanske virksomheten per 31. desember 2017. Se note 9 Skatter og note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet.

DATTERSELSKAPER OG EIERINTERESSER

Større datterselskaper

Tabellen under viser større datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper innenfor Statoil konsernet per 31. desember 2017.

| Navn | i % | Land | Navn | i % | Land |
|--|-----|-----------|---|-----|---------------|
| Statholding AS (Group) | 100 | Norge | Statoil Natural Gas LLC | 100 | USA |
| Statoil Angola Block 15 AS | 100 | Norge | Statoil New Energy (Group) | 100 | Norge |
| Statoil Angola Block 17 AS | 100 | Norge | Statoil Nigeria AS | 100 | Norge |
| Statoil Angola Block 31 AS | 100 | Norge | Statoil Nigeria Ltd | 100 | Nigeria |
| Statoil Apsheron AS | 100 | Norge | Statoil North Africa Gas AS | 100 | Norge |
| Statoil Brasil Oleo e Gas (Group) | 100 | Brasil | Statoil North Africa Oil AS | 100 | Norge |
| Statoil BTC (Group) | 100 | Norge | Statoil Oil & Gas Brazil AS | 100 | Norge |
| Statoil Canada Ltd (Group) | 100 | Kanada | Statoil OTS AB | 100 | Sverige |
| Statoil Colombia B.V. | 100 | Nederland | Statoil Petroleum AS | 100 | Norge |
| Statoil Coordination Center NV | 100 | Belgia | Statoil Refining Norway AS | 100 | Norge |
| Statoil Danmark (Group) | 100 | Danmark | Statoil Sverige Kharyaga AB | 100 | Sverige |
| Statoil Deutschland GmbH (Group) | 100 | Tyskland | Statoil Tanzania AS | 100 | Norge |
| Statoil Dezassete AS | 100 | Norge | Statoil UK Ltd (Group) | 100 | Storbritannia |
| Statoil do Brasil Ltda | 100 | Brasil | Statoil US Holding Inc. (Group) | 100 | USA |
| Statoil Energy NL B.V. | 100 | Nederland | Sincor Netherlands B.V. | 100 | Nederland |
| Statoil Exploration Ireland Ltd | 100 | Irland | South Atlantic Holding B.V. | 60 | Nederland |
| Statoil Forsikring AS | 100 | Norge | AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH ¹⁾ | 50 | Tyskland |
| Statoil Holding Netherlands B.V. | 100 | Nederland | Naturkraft AS | 50 | Norge |
| Statoil International Netherlands B.V. | 100 | Nederland | Lundin Petroleum AB ¹⁾ | 20 | Sverige |
| Statoil Kharyaga AS | 100 | Norge | | | |
| Statoil Murzuq AS | 100 | Norge | | | |

1) Egenkapitalkonsoliderte enheter.

Varige driftsmidler

Statoil har eierinteresser i fast eiendom i mange land rundt om i verden. I midlertid 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 i seksjon 2.8 Resultater for drift, og seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert) senere i denne rapporten. For en beskrivelse av våre raffinerier, terminaler og behandlingsanlegg i drift, se seksjon 2.5 MMP – Markedsføring, midtstrøm & prosessering.

Transaksjoner med nærmiljøende parter

Se note 24 Nærstående parter til konsernregnskapet for informasjon. Se også seksjon 3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærmiljøende.

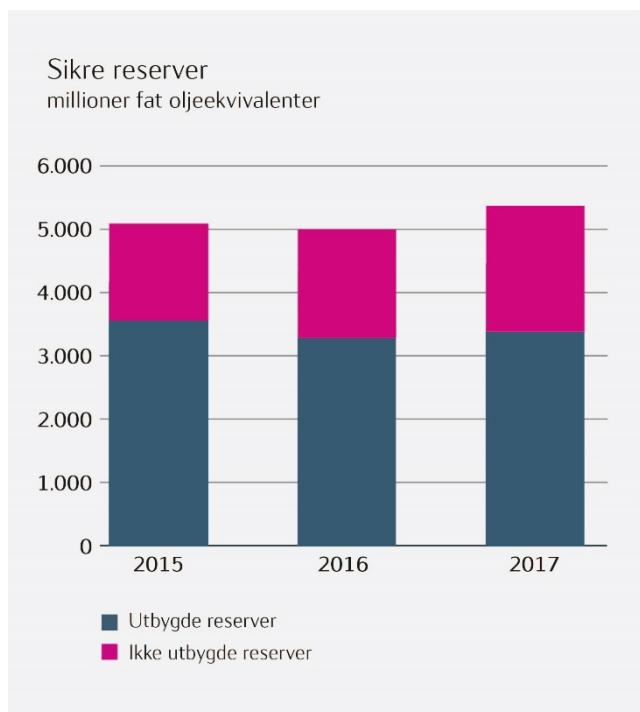
Forsikring

Statoil har forsikringer som dekker fysisk skade på sine olje- og gassanlegg, tredjepartsansvar, yrkesskade og arbeidsgiveransvar, generelt ansvar, akutt forurensing og annet. Se også seksjon 2.11 Risikoanalyse under Risikofaktorer.

2.8 RESULTATER FRA DRIFT

SIKRE OLJE- OG GASSRESERVER

Sikre olje- og gassreserver var anslått til 5.367 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2017, sammenlignet med 5.013 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2016.



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 seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

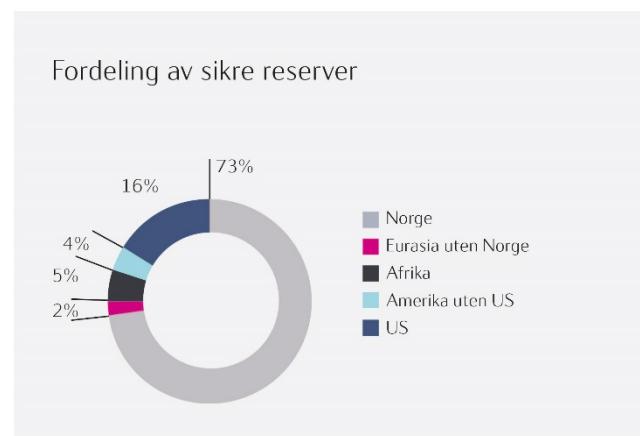
Endringer i anslag over sikre reserver er vanligvis et resultat av revisjon av estimat som følge av produksjonserfaring, utvidelser av sikre områder gjennom boring av nye brønner eller tilførsel av sikre reserver fra nye funn som følge av at nye utbyggingsprosjekter blir godkjent. Disse økningene er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

Sikre reserver kan øke eller avta som følge av kjøp eller salg av petroleumressurser. 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 også medføre rettighet til større volumer. 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, Storbritannia og Irland 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 nærfremtid. 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 6 % 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 utgjør 3 % av Statoils samlede sikre reserver. Disse er inkludert i sikre reserver i Amerika.



Betydelige endringer i våre sikre reserver i 2017 var:

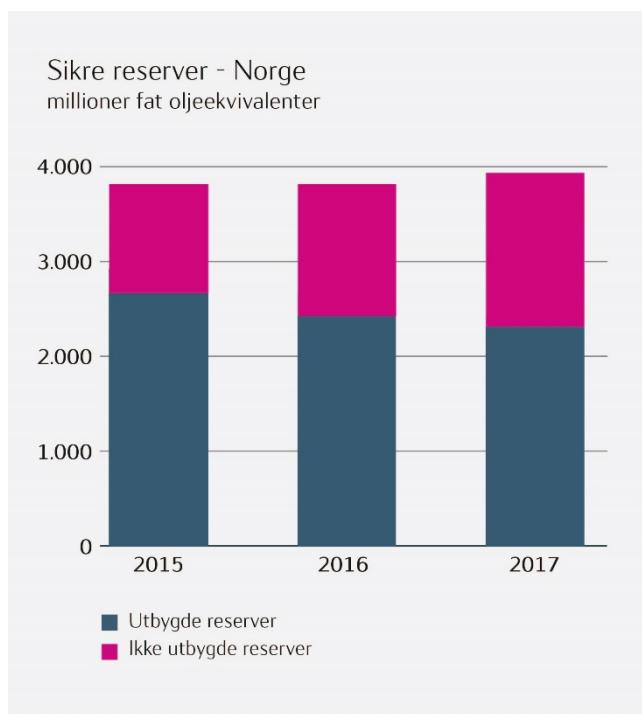
- Revisjoner av tidligere bokførte reserver, inkludert effekten av økt utvinning, ført til en økning i sikre reserver med 605 millioner fat oljeekvivalenter (foe) i 2017. Det ble gjort betydelige positive revisjoner på mange produserende felt som følge av operasjonell effektivisering, modning av nye brønnmål og prosjekter for økt utvinning, samt lavere usikkerhet på grunn av mer bore- og produksjonserfaring. Dette omfatter også effekten av høyere råvarepriser, som ført til en økning i sikre reserver med om lag 200 millioner foe gjennom en forlengelse av den økonomiske levetiden på flere felt. De største revisionene er gjort i Norge, der produksjonen fra mange av de større feltene på sokkelen ikke avtar så raskt som tidligere antatt for sikre reserver, og i USA, der fortsatt boring og produksjon fra de landbaserte områdene i Appalachian-bassenget (Marcellus og Utica), Bakken og Eagle Ford har ført til høyere sikre reserver.
- Utvidelser av områder med tidligere bokførte sikre reserver og nye funn tilførte totalt 441 millioner foe i nye sikre reserver, som ble bokført for første gang. Nye feltutbygginger i Norge, som for eksempel Johan Castberg, Årfugl og Bauge, og Peregrino Fase 2 i Brasil bidrar til dette med i alt 260 millioner foe. Utvidelser av områder med sikre reserver på eksisterende felt på land i USA bidrar med 167 millioner foe. De resterende

- 14 millioner foe kommer fra andre mindre utvidelser på produserende felt, der nye brønner er boret i områder uten tidligere sikre reserver.
- Nye funn med sikre reserver som er bokført i 2017 forventes å starte produksjonen innen en periode på fem år.
- Totalt 50 millioner foe i nye sikre reserver ble kjøpt i 2017 (forlengelse av produksjonsdelingsavtalen for Azeri-Chirag-

Gunashli og overføring av visse eierandeler i Appalachian-bassenget fra Northwood Energy).

- Salg av 38 millioner foe i sikre reserver fra Leismer oljesandutbygging i Canada, som ble sluttført i 2017.
- Bokført produksjon i 2017 var på 705 millioner foe, en økning på 4,7 % sammenlignet med 2016.

| 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 | 514 | 199 | 8.852 | 2.290 |
| Eurasia uten Norge | 55 | - | 159 | 83 |
| Afrika | 173 | 10 | 273 | 231 |
| USA | 252 | 68 | 1.675 | 619 |
| Amerika uten USA | 118 | - | - | 118 |
| Sum utbygde sikre reserver | 1.112 | 278 | 10.958 | 3.342 |
| Ikke utbygde | | | | |
| Norge | 919 | 80 | 3.501 | 1.623 |
| Eurasia uten Norge | 42 | - | - | 42 |
| Afrika | 12 | - | 37 | 19 |
| USA | 99 | 21 | 577 | 223 |
| Amerika uten USA | 119 | - | - | 119 |
| Sum ikke utbygde sikre reserver | 1.191 | 101 | 4.115 | 2.025 |
| Sum sikre reserver | 2.302 | 379 | 15.073 | 5.367 |



Sikre reserver i Norge
I alt 3.913 millioner fat oljeekvivalenter er bokført som sikre reserver i 64 felt og feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel, noe som utgjør

73 % av Statoils samlede sikre reserver. Av disse er 53 felt og feltområder i produksjon i dag, og Statoil er operatør for 42 av disse.

Fire nye feltutbyggingsprosjekter tilførte reserver som er kategorisert som utvidelser og funn i 2017: Johan Castberg, Bauge, Årfugl og Alun-Epidot. Produksjonerfaring, mer boring og økt utvinning på flere av Statoils felt i produksjon i Norge, bidro også positivt til endringer i sikre reserver i 2017.

Sikre reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper i Norge representerer Statoils relative andel av Lundins andel i felt som inneholder sikre reserver kun der Statoil som aksjonær har tilstrekkelig tilgang til data for å kunne anslå sikre reserver med rimelig sikkerhet.

Av de sikre reservene på norsk sokkel er 2.290 millioner fat oljeekvivalenter, eller 59 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 56 % gassreserver som er knyttet til store gassfelt til havs, for eksempel Troll, Snøhvit, Oseberg, Ormen Lange, Visund, Aasta Hansteen, Åsgard og Tyrihans, og de resterende 44 % er væskereserver.

Sikre reserver i Eurasia, unntatt Norge

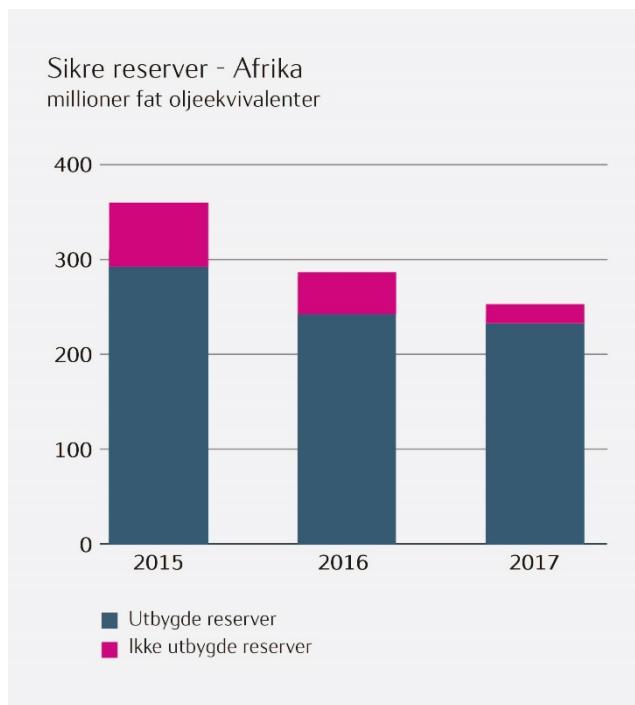
I dette området har Statoil sikre reserver som utgjør 125 millioner fat oljeekvivalenter knyttet til fire felt i Aserbajdsjan, Irland, Storbritannia og Russland. Eurasia unntatt Norge utgjør 2 % av Statoils samlede sikre reserver, der Aserbajdsjan er den største bidragsyteren med Azeri-Chirag-Gunashli-feltene. Alle feltene er i produksjon. Av de sikre reservene i Eurasia er 83 millioner fat oljeekvivalenter, eller 67 %, sikre utbygde reserver.

Av de samlede sikre reservene i dette området utgjør 77 % væske og 23 % gass.



Sikre reserver i Afrika

Statoil bokførte sikre reserver på 250 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 5 % av Statoils samlede sikre reserver. Angola er den største bidragsyteren til de sikre reservene i dette området, med 24 av de 28 feltene.



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. I Libya startet Murzuq produksjonen igjen i 2017.

Agbami redetermineringsprosess i Nigeria innebærer en reduksjon på 5,17 prosentpoeng i Statoils eierandel i feltet. Statoil har gått til ankedomstolen for å få opphevet voldgiftskjennelsen. Endelig godkjenning var ikke gjort i lisensen ved utgangen av 2017. Den negative effekten på sikre reserver, som er anslått til under 10 millioner fat oljeekvivalenter, er derfor ikke medregnet ennå.

I Algerie er det inngått en avtale som vil forlenge produksjonsdelingsavtalen for In Amenas med fem år, fra 2022 til 2027. Effekten på sikre reserver vil bli inkludert når den endrede produksjonsdelingsavtalen er godkjent av myndighetene og effekten er kjent.

De fleste feltene i Afrika er modne, og mange viser nedadgående produksjon eller har produksjonsdelingsavtaler som nærmer seg utløpsdato. Høy produksjon i 2017, kombinert med begrensete positive revisjoner og få godkjente prosjekter for økt utvinning, førte til ytterligere reduksjon av sikre reserver i dette området.

Av de samlede sikre reservene i Afrika er 231 millioner fat oljeekvivalenter, eller 93 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 78 % væske og 22 % gass.

Sikre reserver i Amerika

I Nord- og Sør-Amerika har Statoil sikre reserver som tilsvarer 1.079 millioner fat oljeekvivalenter i totalt 16 felt og feltutbyggingsprosjekter. Dette utgjør 20 % av Statoils samlede sikre reserver. Ellevæ av disse feltene ligger i USA, hvorav åtte er feltutbygginger til havs i Mexicogolfen, og tre er på land fra områder med tette formasjoner. Fire ligger i Canada, og et i Sør-Amerika.

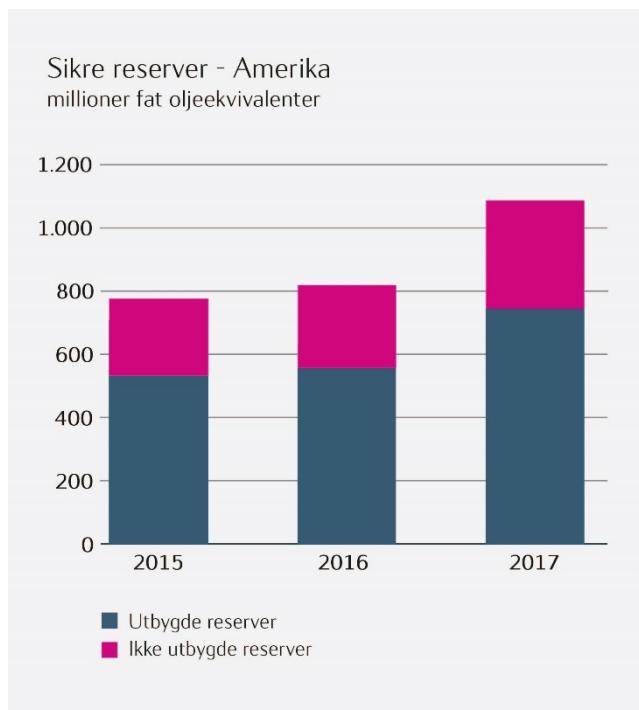
Per 30. juni 2017 ble en eierandel på 9,67 % i tungoljeprosjektet Petrocedeño i Venezuela reklassifisert fra en investering i et tilknyttet selskap til en langsiktig finansiell investering. Dette har redusert sikre reserver i Amerika med 28 millioner fat oljeekvivalenter.

I USA er seks av de åtte feltene i Mexicogolfen i produksjon. Ved utgangen av 2017 pågikk det fortsatt feltutbygging på Big Foot og Stampede, som kom i produksjon i januar 2018. De landbaserte feltene i Appalachian-bassenget, Eagle Ford og Bakken, som har reservoarer med tette formasjoner, er alle i produksjon.

I Canada er sikre reserver bare knyttet til feltutbygginger til havs.

Økningen i sikre reserver i dette området skyldtes hovedsakelig utvidelser av områder med sikre reserver på land i USA, som har tilført 167 millioner fat oljeekvivalenter med nye sikre reserver, positive revisjoner på grunn av bedre driftsresultater i flere områder i USA, og Peregrino Fase 2-utbyggingen, som tilførte nye sikre reserver i Sør-Amerika. De sikre reservene i USA utgjør nå 16 % av de totale sikre reservene og er derfor skilt ut som eget geografisk område i tabellene.

Av de samlede sikre reservene i Amerika er 737 millioner fat oljeekvivalenter, eller 68 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området utgjør 63 % væske og 37 % gass.



Reserveerstatning

Reserveerstatningsraten er definert som summen av endringer i sikre reserver dividert med produserte volumer i en gitt periode. Tabellen nedenfor viser årlig og tre års gjennomsnittlig reserveerstatningsrate, inkludert egenkapitalkonsoliderte enheter, for årene 2017, 2016 and 2015. Reserveerstatningsraten for 2017, eksklusive egenkapitalkonsoliderte enheter, var 1,56, og tilsvarende gjennomsnitt for de tre siste årene var 1,00. For mer informasjon om endringer i sikre reserver, se seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

Nytteverdien av reserveerstatningsraten er begrenset av svingninger i oljeprisene, påvirkningen av olje- og gassprisene på bokføring av reserver under produksjonsdelingsavtaler, usikkerhet knyttet til tidspunkt for fremtidig godkjenning av prosjekter og tidsforløpet fra opprinnelige leteaktiviteter frem til endelig bokføring av reserver.

| | 31. desember | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|--------------|------|------|------|
| Reserveerstatningsrate (inkludert kjøp og salg) | | | | |
| Årlig | 1,50 | 0,93 | 0,55 | |
| Tre års gjennomsnitt | 1,00 | 0,70 | 0,81 | |

Utvikling av reserver

Samlet volum av sikre reserver økte med 354 millioner fat oljeekvivalenter i 2017. Positive revisjoner, inkludert økt utvinning, utgjorde i alt 605 millioner fat oljeekvivalenter.

Utvidelser og funn tilførte 441 millioner fat oljeekvivalenter i nye sikre reserver i 2017, hovedsakelig som ikke-utbygde sikre reserver. Nye utbyggingsprosjekter som Bauge, Johan Castberg, Peregrino

(Fase 2) og Ærfugl, i tillegg til flere mindre utvidelser av utbygde områder, bidro med totalt 274 millioner fat oljeekvivalenter i sikre reserver. Mer boring i Appalachian-bassenget, Bakken og Eagle Ford på land i USA økte sikre reserver i disse områdene og tilførte 167 millioner fat oljeekvivalenter i nye sikre reserver.

Nettoeffekten på kjøp og salg som ble fullført i 2017 økte sikre reserver med 12 millioner fat oljeekvivalenter.

| | 31 desember | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|-------------|-------|-------|------|
| Endring i sikre reserver (millioner fat oe) | | | | |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 605 | 409 | (42) | |
| Utvidelser og funn | 441 | 179 | 627 | |
| Kjøp av petroleumsreserver | 50 | 65 | 13 | |
| Salg av petroleumsreserver | (38) | (27) | (235) | |
| Total økning i reserver | 1.059 | 626 | 363 | |
| Produksjon | (705) | (673) | (662) | |
| Netto endring i sikre reserver | 354 | (47) | (299) | |

| Utvikling av reserver i 2017 (millioner fat oe) | Sum | Utbygde | Ikke utbygde |
|---|--------------|--------------|--------------|
| 31. desember 2016 | | | |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 605 | 420 | 185 |
| Utvidelser og funn | 441 | 95 | 346 |
| Kjøp av petroleumsreserver | 50 | 26 | 24 |
| Salg av petroleumsreserver | (38) | (33) | (5) |
| Produksjon | (705) | (705) | - |
| Flyttet fra ikke utbygde til utbygde reserver | - | 271 | (271) |
| 31. desember 2017 | 5.367 | 3.342 | 2.025 |

I 2017 ble om lag 271 millioner fat oljeekvivalenter konvertert fra sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver. Oppstart av produksjonen fra Flyndre og Gina Krog i Norge og fra Hebron i Canada økte sikre utbygde reserver med 66 millioner fat oljeekvivalenter i løpet av 2017. De gjenværende 205 millioner fat

oljeekvivalenter av de konverterte volumene er knyttet til aktiviteter i utbygde områder. I løpet av de siste fem årene har Statoil konvertert 1.931 millioner fat oljeekvivalenter i sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver.

| | Netto sikre utbygde og ikke utbygde reserver (millioner fat oe) | Olje og kondensat (mill. fat oe) | NGL (mill. fat oe) | Naturgass (mrd. cf) | Sum (mill. fat oe) |
|------|---|-------------------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| 2017 | Sikre reserver ved årsslutt | 2.302 | 379 | 15.073 | 5.367 |
| | Utbygde | 1.112 | 278 | 10.958 | 3.342 |
| | Ikke utbygde | 1.191 | 101 | 4.115 | 2.025 |
| 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 |

Per 31. desember 2017 utgjorde alle sikre ikke-utbygde reserver 2.025 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 80 % er knyttet til felt i Norge. Troll- og Snøhvit-feltene, der det foregår kontinuerlige utviklingsaktiviteter, sammen med feltene som ikke er i produksjon ennå, som for eksempel Johan Sverdrup, Johan Castberg og Aasta, har de største sikre ikke-utbygde reservene i Norge. De største feltene når det gjelder sikre ikke-utbygde reserver utenfor Norge er Peregrino i Brasil, ACG i Aserbajdsjan samt Appalachian-bassenget 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 ta mer enn fem år å gjennomføre, men disse er hovedsakelig knyttet til mindre investeringer, 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, Appalachian-bassenget, Eagle Ford og Bakken, er alle sikre ikke-utbygde reserver begrenset til brønner som etter planen skal bores innen fem år.

I 2017 utgjorde påløpte utbyggingskostnader knyttet til eiendeler som inneholder sikre reserver 7.729 millioner USD, hvorav 5.685 millioner USD var knyttet til tidligere ikke utbygde sikre reserver.

Mer informasjon om sikre olje- og gassreserver er gitt i seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

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 25 års erfaring fra olje- og gassindustrien. CRM rapporterer til direktør for finans og kontroll i forretningsområdet Teknologi, prosjekter & 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 náverdi 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 aggregeres til påkrevd 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 Göteborg, og en mastergrad i leting og utvinning fra Chalmers tekniske høgskole i Göteborg. Hun har 32 års erfaring fra olje- og gassindustrien, 31 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

Rådgivingsselskapet DeGolyer and MacNaughton har gjennomført en uavhengig vurdering av Statoils sikre reserver per 31. desember 2017, basert på data de har fått fra Statoil. Vurderingen omfatter 100 % av Statoils sikre reserver, inkludert egenkapitalkonsoliderte enheter. 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 2017 | Olje og kondensat (mill. fat) | NGL/LPG (mill. fat) | Naturgass (mrd. cf) | Oljeekvivalenter (mill. fat oe) |
|--|----------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------------------|
| Estimert av Statoil | 2.302 | 379 | 15.073 | 5.367 |
| Estimert av DeGolyer and MacNaughton | 2.363 | 347 | 14.404 | 5.276 |

Operasjonell statistikk

Operasjonell statistikk inneholder informasjon om areal og antall brønner som er boret eller er under boring ved årsslutt.

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 2017.

Bruttoverdi gjenspeiler antall brønner eller arealer der Statoil har eierskap (presentert som 100 %). Nettoverdien tilsvarer Statoil sine andeler.

| Utbygde og ikke utbygde olje- og gassareal pr 31. desember 2017 (i tusen acres) | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Oseania | Sum |
|---|----------|--------------------|--------|--------|------------------|---------|----------------|
| Utbygd areal | - brutto | 927 | 73 | 796 | 689 | 73 | - 2.558 |
| | - netto | 345 | 16 | 264 | 170 | 19 | - 814 |
| Ikke utbygd areal | - brutto | 13.708 | 40.526 | 24.958 | 1.574 | 37.567 | 11.749 130.082 |
| | - netto | 6.016 | 18.159 | 9.544 | 799 | 15.577 | 6.928 57.023 |

De største konsentrasjonene av utbygde arealer i Norge er Troll, Skarv, 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). Bakken (på land i USA) har den største konsentrasjonen av utbygde arealer i Amerika.

Statoils største konsentrasjon av ikke-utbygde arealer er i Russland med 15 % av det totale arealet, og 48 % av det samlede arealet i Eurasia eksklusive 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 25 % av det samlede arealet i dette geografiske området. I Afrika ligger den største konsentrasjonen av arealer i Sør-Afrika og utgjør 69 % 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. Vilkårene og betingelsene for avtalenes utløpsdato varierer betydelig fra område til område. Arbeidsprogrammene skal sikre at letepotensialet i ethvert område 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 potensialet i området fullt ut. Tidligere har Statoil vanligvis lykkes 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 2017, er vist i tabellen nedenfor. Samlet antall produktive oljebrønner i Amerika er betydelig redusert på grunn av reklassifisering av tungoljeprosjektet Petrocedeño fra en egenkapitalkonsolidert enhet til en finansiell investering.

| Antall produserende olje- og gassbrønner per 31.desember 2017 | | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
|---|----------|-------|--------------------|--------|-------|------------------|---------|
| Oljebrønner | - brutto | 874 | 188 | 423 | 2.422 | 99 | 4.006 |
| | - netto | 292,7 | 27,3 | 66,4 | 613,8 | 29,0 | 1.029,2 |
| Gassbrønner | - brutto | 201 | 6 | 104 | 2.213 | - | 2.524 |
| | - netto | 86,7 | 2,2 | 40,1 | 550,0 | - | 679,0 |

Brutto antall produktive brønner ved utgangen av 2017 inkluderer i alt 392 oljebrønner og 11 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.

| Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner som er boret | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
|---|-------|--------------------|--------|-------|------------------|-------|
| År 2017 | | | | | | |
| Netto produktive og tørre letebrønner boret | 8,1 | 2,6 | - | 0,7 | 1,9 | 13,3 |
| - Netto tørre letebrønner boret | 3,5 | 2,1 | - | - | 1,9 | 7,5 |
| - Netto produktive letebrønner boret | 4,6 | 0,5 | - | 0,7 | - | 5,8 |
| Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret | 37,5 | 5,0 | 4,3 | 103,2 | 2,3 | 152,2 |
| - Netto tørre utbyggingsbrønner boret | 10,1 | - | 0,1 | - | 0,1 | 10,3 |
| - Netto produktive utbyggingsbrønner boret | 27,4 | 5,0 | 4,2 | 103,2 | 2,2 | 142,0 |
| År 2016 | | | | | | |
| Netto produktive og tørre letebrønner boret | 5,5 | 0,7 | - | 1,6 | 4,8 | 12,6 |
| - Netto tørre letebrønner boret | 1,4 | 0,7 | - | - | 1,9 | 3,9 |
| - Netto produktive letebrønner boret | 4,1 | - | - | 1,6 | 3,0 | 8,7 |
| Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret | 47,4 | 1,6 | 5,2 | 116,6 | 17,0 | 187,8 |
| - Netto tørre utbyggingsbrønner boret | 4,2 | 0,2 | 0,2 | - | - | 4,6 |
| - Netto produktive utbyggingsbrønner boret | 43,3 | 1,5 | 4,9 | 116,6 | 17,0 | 183,2 |
| År 2015 | | | | | | |
| Netto produktive og tørre letebrønner boret | 10,2 | 1,0 | 2,5 | 1,5 | 1,1 | 16,3 |
| - Netto tørre letebrønner boret | 4,6 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 6,4 |
| - Netto produktive letebrønner boret | 5,6 | 0,7 | 2,0 | 1,0 | 0,7 | 9,9 |
| Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret | 32,1 | 4,1 | 10,6 | 216,3 | 12,5 | 275,6 |
| - Netto tørre utbyggingsbrønner boret | 3,6 | - | 4,3 | 0,3 | - | 8,2 |
| - Netto produktive utbyggingsbrønner boret | 28,6 | 4,1 | 6,3 | 215,9 | 12,5 | 267,4 |

Lete- og produksjonsboring som pågår

Tabellen nedenfor viser antall lete- og produksjonsbrønner med olje og gass som blir boret av Statoil per 31. desember 2017.

| Antall brønner under boring per 31. desember 2017 | | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
|---|----------|-------|--------------------|--------|-------|------------------|-------|
| Utbyggingsbrønner ¹⁾ | - brutto | 39 | 7 | 10 | 362 | 2 | 420 |
| | - netto | 14,2 | 0,8 | 2,9 | 144,7 | 0,1 | 162,7 |
| Letebrønner | - brutto | 2 | 3 | - | 1 | - | 6 |
| | - netto | 0,8 | 1,5 | - | 0,2 | - | 2,4 |

1) Hovedsakelig brønner i landbaserte felt i USA

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 salgsavtaler. 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 2017 utgjorde de langsiktige forpliktelsene fra norsk sokkel for Statoil/SDØE-arrangementet totalt om lag 278 milliarder kubikkmeter.

Statoils samlede bilaterale forpliktelser er redusert de siste årene, som følge av at selskapet har levert mer under dagens kontrakter som utløper i 2017 enn det har solgt under nye kontrakter som begynner i 2017. Dette har vært en utviklingstendens de siste årene. Under forutsetning av en stabil gassproduksjon i årene framover vil Statoil derfor selge mer gass i spotmarkedet enn tidligere.

Statoils og SDØEs leveringsforpliktelser, uttrykt som summen av forventet uttak for kalenderårene 2018, 2019, 2020 og 2021, er på henholdsvis 47,1, 40,1, 37,9 og 34,9 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 tilstrekkelig 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 2017, 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 seksjonene 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge og 2.4 E&P International – Leting & produksjon internasjonalt.

Statoil oppgir informasjon om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsopplysninger 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 tilleggsopplysninger basert på geografiske områder etter krav fra SEC, se seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger 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 deltagelse 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 seksjon 5.6 Begrep og forkortelser.

| Bokført produksjon (millioner fat oe) | Konsoliderte selskaper | | | | | | Egenkapitalkonsoliderte selskaper | | | | |
|--|------------------------|--------------------|--------|-----|------------------|----------|-----------------------------------|--------------------|------------------|----------|-------|
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Subtotal | Norge | Eurasia uten Norge | Amerika uten USA | Subtotal | Sum |
| Olje og kondensat (mill. fat) | | | | | | | | | | | |
| 2015 | 174 | 13 | 75 | 31 | 27 | 319 | - | - | 4 | 4 | 324 |
| 2016 | 169 | 12 | 72 | 34 | 26 | 313 | 2 | 0 | 4 | 6 | 320 |
| 2017 | 165 | 10 | 68 | 38 | 21 | 302 | 6 | 0 | 2 | 8 | 310 |
| NGL (mill. fat) | | | | | | | | | | | |
| 2015 | 44 | - | 3 | 7 | - | 54 | - | - | - | - | 54 |
| 2016 | 46 | - | 2 | 9 | - | 58 | 0 | - | - | 0 | 58 |
| 2017 | 48 | - | 4 | 9 | 0 | 61 | - | - | - | - | 61 |
| Naturgass (mrd. cf) | | | | | | | | | | | |
| 2015 | 1.306 | 16 | 63 | 215 | 0 | 1.600 | - | - | - | - | 1.600 |
| 2016 | 1.338 | 34 | 60 | 226 | 0 | 1.659 | 1 | 0 | - | 2 | 1.661 |
| 2017 | 1.515 | 41 | 72 | 240 | 0 | 1.868 | 4 | 0 | - | 5 | 1.873 |
| Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. fat oe) | | | | | | | | | | | |
| 2015 | 450 | 16 | 88 | 76 | 27 | 658 | - | - | 4 | 4 | 662 |
| 2016 | 454 | 18 | 85 | 83 | 26 | 666 | 3 | 0 | 4 | 7 | 673 |
| 2017 | 483 | 17 | 85 | 90 | 21 | 696 | 6 | 0 | 2 | 9 | 705 |

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

| Bokført produksjon | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|------|------|------|
| Troll-feltet¹⁾ | | | |
| Olje og kondensat (mill. fat) | 14 | 15 | 14 |
| NGL (mill. fat) | 2 | 2 | 2 |
| Naturgass (mrd. cf) | 384 | 321 | 386 |
| Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. fat oe) | 85 | 74 | 85 |

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

| Operasjonelle data | 31. desember | | 2015 | 17-16 endring | 16-15 endring |
|--|--------------|-------|-------|---------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | | | |
| Priser | | | | | |
| Gjenomsnittlig Brent blend oljepris (USD/bbl) | 54,2 | 43,7 | 52,4 | 24% | (17%) |
| DPN gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat) | 50,2 | 39,4 | 48,2 | 27% | (18%) |
| DPI gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat) | 47,6 | 35,8 | 42,9 | 33% | (17%) |
| Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat) | 49,1 | 37,8 | 45,9 | 30% | (18%) |
| Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat) | 405 | 317 | 371 | 28% | (14%) |
| Internpris for naturgass (USD/mmBtu) | 4,33 | 3,42 | 5,17 | 27% | (34%) |
| Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (NOK/mmBtu) | 5,55 | 5,17 | 7,08 | 7% | (27%) |
| Gjennomsnittlig fakturert gasspris - USA (NOK/mmBtu) | 2,73 | 2,12 | 2,62 | 28% | (19%) |
| Referanseraffineringsmargin (USD per fat) | 6,3 | 4,8 | 8,0 | 31% | (40%) |
| Produksjon (tusen foe/dag) | | | | | |
| DPN bokført produksjon av væsker | 594 | 589 | 595 | 1% | (1%) |
| DPI bokført produksjon av væsker | 415 | 435 | 436 | (5%) | (0%) |
| Bokført produksjon av væsker | 1.009 | 1.024 | 1.032 | (1%) | (1%) |
| DPN bokført gassproduksjon | 740 | 646 | 637 | 15% | 1% |
| DPI bokført gassproduksjon | 173 | 157 | 144 | 10% | 9% |
| Bokført gassproduksjon | 913 | 803 | 781 | 14% | 3% |
| Sum bokført produksjon | 1.922 | 1.827 | 1.812 | 5% | 1% |
| Egenproduksjon (tusen foe/dag) | | | | | |
| DPN egenproduksjon av væsker | 594 | 589 | 595 | 1% | (1%) |
| DPI egenproduksjon av væsker | 545 | 555 | 569 | (2%) | (2%) |
| Egenproduksjon av væsker | 1.139 | 1.144 | 1.165 | (0%) | (2%) |
| DPN egenproduksjon av gass | 740 | 646 | 637 | 15% | 1% |
| DPI egenproduksjon av gass | 200 | 188 | 170 | 7% | 11% |
| Egenproduksjon av gass | 941 | 834 | 806 | 13% | 3% |
| Sum egenproduksjon av væsker og gass | 2.080 | 1.978 | 1.971 | 5% | 0% |
| Løfting (tusen foe/dag) | | | | | |
| Løfting av væsker | 1.012 | 1.017 | 1.035 | (1%) | (2%) |
| Løfting av gass | 936 | 824 | 802 | 14% | 3% |
| Sum løfting av væsker og gass | 1.948 | 1.842 | 1.837 | 6% | 0% |
| Marketing, Processing and Renewable Energy salgsvolum | | | | | |
| Salg av råolje (millioner fat) | 817 | 811 | 829 | 1% | (2%) |
| Salg av naturgass (bcm) | 52,0 | 44,3 | 44,0 | 18% | 1% |
| Salg av naturgass fra tredjepart (bcm) | 6,4 | 8,6 | 8,6 | (26%) | 0% |
| Produksjonsenhetskostnad (USD per foe) | | | | | |
| Produksjonsenhetskostnad bokførte volumer | 5,2 | 5,4 | 6,5 | (3%) | (17%) |
| Produksjonsenhetskostnad egenproduserte volumer | 4,8 | 5,0 | 5,9 | (3%) | (17%) |

Salgspriser

Tabellen nedenfor presenterer realiserte salgspriser.

| Realiserte salgspriser | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | Amerika |
|--|-------|-----------------------|--------|---------|
| For regnskapsåret 2017 | | | | |
| Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat | 54,0 | 53,6 | 53,5 | 46,0 |
| Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat | 35,8 | - | 33,2 | 20,9 |
| Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu | 5,6 | 5,3 | 5,2 | 2,7 |
| 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 |

Salgsvolumer

Salgsvolumer inkluderer løftede bokførte volumer, salg av SDØEs volumer og markedsføring av tredjepartsvolume. 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 seksjon 2.7 Konsernforhold under 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, naturgassvolumer som selges av E&P Internasjonal og etanvolumer.

| Salgsvolumer | For regnskapsåret | | |
|---|-------------------|-------|-------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Statoil¹⁾ | | | |
| Olje (mill. fat) ²⁾ | 369 | 372 | 378 |
| Gass (bcm) | 54,3 | 48,0 | 46,6 |
| Kombinert olje og gass (mfoe) | 711 | 674 | 671 |
| Tredjepartsvolume³⁾ | | | |
| Olje (mill. fat) ²⁾ | 302 | 294 | 290 |
| Gass (bcm) | 6,4 | 8,6 | 8,6 |
| Kombinert olje og gass (mfoe) | 342 | 348 | 344 |
| SDØE eiendeler eid av den norske stat⁴⁾ | | | |
| Olje (mill. fat) ²⁾ | 147 | 148 | 149 |
| Gass (bcm) | 44,0 | 39,8 | 41,8 |
| Kombinert olje og gass (mfoe) | 424 | 398 | 412 |
| Totalt | | | |
| Olje (mill. fat) ²⁾ | 819 | 814 | 816 |
| Gass (bcm) | 104,7 | 96,4 | 97,0 |
| Kombinert olje og gass (mfoe) | 1.477 | 1.420 | 1.427 |

- 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 E&P International, men som ikke ble solgt av MMP, og volumer løftet av E&P Norway eller E&P International og som fortsatt ligger på lager eller er under transport vil gjøre at disse volumene er forskjellig fra salgsvolume som er rapportert av MMP ellers i denne årsrapporten.
- 2) Salgsvolume av råolje inkluderer flytende naturgass og kondensat. Alle salgsvolume rapportert i tabellen over inkluderer levering til våre produksjonsanlegg.
- 3) Tredjepartsvolume av råolje inkluderer både volumer kjøpt fra partnere i vår oppstrømsvirksomhet og andre laster kjøpt i markedet. Tredjepartsvolume er kjøpt enten for salg til tredjeparter eller for egen bruk. Tredjepartsvolume av naturgass inkluderer tredjeparts LNG volumer relatert til vår virksomhet ved Cove Point regassifiseringsterminal i USA.
- 4) Tabelllinjen, SDØE eiendeler eid av den norske stat, inkluderer salg av både egenproduksjon og tredjepartsgass.

2.9 GJENNOMGANG AV RESULTATENE

RESULTATANALYSE KONSERN

I 2016 og 2015 var resultatene sterkt påvirket av lave olje- og gasspriser, noe som medførte reduserte inntekter og økte nedskrivninger. I 2017 har prisene tatt seg opp, og vi ser bedre resultater. Driften har vært solid og produksjonen økte med 5 % i 2017. Kostnadsdisiplin og effektivisering har bidratt til nedgangen i driftskostnader. Godt hjulpet av økte priser og bedre resultater fra driften er flere tidligere nedskrivninger reversert. Et negativt årsresultat i 2016 på 2,9 milliarder USD er snudd til et positivt årsresultat på 4,6 milliarder USD i 2017.

Samlet egenproduksjon av væske og gass var henholdsvis 2,080 millioner foe, 1,978 millioner foe og 1,971 millioner foe per dag i henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Økningen på 5 % i samlet egenproduksjon fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig oppstart og opptrapping på ulike felt samt høyere gassalg fra norsk sokkel, delvis motvirket av forventet naturlig nedgang og salg av eiendeler.

Fra 2015 til 2016 ble nivået opprettholdt for den samlede, gjennomsnittlige egenproduksjonen per dag. Økt produksjon som følge av 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.

Samlet bokført produksjon av væske og gass var 1,922 millioner foe per dag i 2017, sammenlignet med 1,827 millioner foe i 2016 og 1,812 millioner foe per dag i 2015. Samlet bokført produksjon av væske og gass i 2017 gikk opp med 5 % av samme årsaker som beskrevet ovenfor, delvis motvirket av høyere negativ effekt fra produksjonsdelingsavtaler og amerikansk produksjonsavgift, hovedsakelig på grunn av høyere priser.

Fra 2015 til 2016 gikk bokført produksjon opp med 1 %, av samme årsaker som beskrevet ovenfor. Lavere negativ effekt av produksjonsdelingsavtaler, som hovedsakelig var drevet av prisnedgangen, bidro til den svake økningen i bokført produksjon.

Den kombinerte effekten av produksjonsdelingsavtaler og amerikansk produksjonsavgift var henholdsvis 158 tusen foe, 151 tusen foe og 159 tusen foe per dag i 2017, 2016 og 2015. 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 | | 2015 | 17-16 endring | 16-15 endring |
|---|-------------------|----------------|----------------|-----------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | | | |
| Salgsinntekter | 60.971 | 45.688 | 57.900 | 33% | (21%) |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 188 | (119) | (29) | N/A | >(100%) |
| Andre inntekter | 27 | 304 | 1.770 | (91%) | (83%) |
| Sum inntekter | 61.187 | 45.873 | 59.642 | 33% | (23%) |
| Varekostnad | (28.212) | (21.505) | (26.254) | 31% | (18%) |
| Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader | (9.501) | (9.787) | (11.433) | (3%) | (14%) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (8.644) | (11.550) | (16.715) | (25%) | (31%) |
| Letekostnader | (1.059) | (2.952) | (3.872) | (64%) | (24%) |
| Driftsresultat | 13.771 | 80 | 1.366 | >100% | (94%) |
| Netto finansposter | (351) | (258) | (1.311) | (36%) | 80% |
| Resultat før skattekostnad | 13.420 | (178) | 55 | N/A | N/A |
| Skattekostnad | (8.822) | (2.724) | (5.225) | >100% | (48%) |
| Årets resultat | 4.598 | (2.902) | (5.169) | N/A | 44% |

Sum inntekter utgjorde 61.187 millioner USD i 2017, sammenlignet med 45.873 millioner USD i 2016 og 59.642 millioner USD i 2015.

Salgsinntektene kommer både fra salg av løftet råolje, naturgass og raffinerte produkter som er produsert og markedsført av Statoil, og fra salg av væske og gass som er kjøpt fra tredjepart. Statoil

markedsfører og selger i tillegg den norske statens andel av væske fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir bokført som henholdsvis varekostnad [uten lagervariasjoner] og salgsinntekter, mens salg av statens andel av gass fra norsk sokkel blir bokført netto. For mer informasjon om salg, se tabellen Salgsvolume i seksjon 2.8 i denne rapporten.

Salgsinntektene var 60.971 millioner USD i 2017, en økning på 33 % sammenlignet med 2016. Økningen skyldtes hovedsakelig økte priser på både væsker og gass, samt økt volum av solgt gass. Nedgangen på 21 % i salgsinntekter fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig den betydelige nedgangen i prisen på væsker og gass, lavere raffineringsmarginer og høyere tap som følge av endringer i virkelig verdi på derivater og markedsverdien på lager og fysiske kontrakter, samt en reversering av avsetninger knyttet til virksomheten i Angola på 754 millioner USD. For nærmere informasjon, se note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 188 millioner USD i 2017, opp fra et tap på 119 millioner USD i 2016 som følge av økt lønnsomhet fra investeringen i Lundin Petroleum AB. I 2015 utgjorde resultatandelen av egenkapitalkonsoliderte investeringer et tap på 29 millioner USD. For nærmere informasjon se note 12, Egenkapitalkonsoliderte investeringer.

Andre inntekter utgjorde 27 millioner USD i 2017, sammenlignet med 304 millioner USD i 2016 og 1.770 millioner USD i 2015. Andre inntekter var ubetydelige i 2017 og var hovedsakelig knyttet til mindre mottatte forsikringsvederlag. I 2016 var andre inntekter hovedsakelig knyttet til gevinst ved salg av Edvard Grieg-feltet på norsk sokkel, samt vederlag etter et forsikringsoppkjør. I 2015 bestod andre inntekter hovedsakelig av gevinst ved et to-trinns nedsalg av eierandeler i Shah Deniz-prosjektet i Aserbajdsjan.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk **sum inntekter** opp med 33 % i 2017. I 2016 og 2015 gikk sum inntekter ned med henholdsvis 23 % og 40 %.

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

Varekostnad utgjorde 28.212 millioner USD i 2017, sammenlignet med 21.505 millioner USD i 2016 og 26.254 millioner USD i 2015. Økningen på 31 % i 2017 skyldtes i hovedsak salg og lavere avsetninger til fjerning og nedstenging, delvis motvirket av netto tap fra salg av eiendeler og økte kostnader fra nye felt som kom i

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 9.501 millioner USD i 2017, sammenlignet med 9.787 millioner USD i 2016 og 11.433 millioner USD i 2015. Nedgangen på 3 % fra 2016 til 2017 skyldtes i hovedsak salg og lavere avsetninger til fjerning og nedstenging, delvis motvirket av netto tap fra salg av eiendeler og økte kostnader fra nye felt som kom i

produksjon. Opptrapping på ulike felt og høyere produksjonsavgift bidrar også til å motvirke nedgangen. Nedgangen på 14 % fra 2015 til 2016 var i hovedsak et resultat av kostnadsforbedringene, samt valutakursutviklingen mellom NOK og USD. Lavere drifts- og vedlikeholdskostnader og reduserte transportkostnader bidro til nedgangen.

Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger utgjorde 8.644 millioner USD, sammenlignet med 11.550 millioner USD i 2016 og 16.715 millioner USD i 2015.

Nedgangen på 25 % i avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger i 2017 var i hovedsak et resultat av lavere nedskrivninger av eiendeler i 2017 (drøftet nedenfor), netto økning i anslagene for sikre reserver på flere felt og redusert avskrivningsgrunnlag på grunn av nedskrivninger av eiendeler i tidligere perioder. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjonen på nye felt.

Medregnet i summen på 8.644 millioner USD for 2017 var netto reversering av nedskrivninger på 1.055 millioner USD. Reversering av nedskrivninger utgjorde 1.972 millioner USD og var hovedsakelig knyttet til økte produksjonsanslag, kostnadsreduksjoner og høyere priser, driftsforbedringer samt oppdaterte beregningsforutsetninger som følge av endringer i amerikansk skattelovgivning. Reverseringene ble delvis motvirket av nedskrivninger på 917 millioner USD, hovedsakelig knyttet til lavere produksjonsanslag.

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, delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjon på flere felt.

Medregnet i summen for 2016 og 2015 var netto nedskrivninger på henholdsvis 1.301 millioner USD og 5.526 millioner USD, i hovedsak utløst av lavere prisforutsetninger for råvarer og terminalpriser på råvarer. Netto nedskrivningene på 1.301 millioner USD i 2016 var hovedsakelig knyttet til nedskriving av ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i USA. Netto nedskrivningene på 5.526 millioner USD i 2015 var hovedsakelig knyttet både til ukonvensjonelle landbaserte eiendeler og konvensjonelle offshoreeiendeler i rapporteringssegmentet E&P International, og til konvensjonelle offshoreeiendeler i utbyggingsfasen i rapporteringssegmentet E&P Norway.

For nærmere informasjon, se note 3 Segmentinformasjon, og note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet.

| Letekostnader (i millioner USD) | For regnskapsåret | | | | |
|---|-------------------|-------|---------|---------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 17-16 endring | 16-15 endring |
| Leteutgifter (aktivitet) | 1.234 | 1.437 | 2.860 | (14%) | (50%) |
| Utgiftsført, tidligere balanseført leteutgifter | 73 | 808 | 213 | (91%) | >100% |
| Balanseført andel av årets leteutgifter | (167) | (285) | (1.151) | (41%) | (75%) |
| Netto nedskrivninger / (reverseringer) | (81) | 992 | 1.951 | N/A | (49%) |
| Letekostnader | 1.059 | 2.952 | 3.872 | (64%) | (24%) |

I 2017 var **letekostnadene** på 1.059 millioner USD, en nedgang på 64 % sammenlignet med 2015, da letekostnadene var på 2.952 millioner USD. I 2015 var letekostnadene på 3.872 millioner USD.

Nedgangen i letekostnader på 64 % i 2017 skyldtes hovedsakelig at en lavere andel balanseførte utgifter tidligere år ble utgiftsført i 2017 sammenlignet med 2016. Leteaktiviteten var høyere i 2017, men siden letebrønnene som ble boret i 2017 var billigere på grunn av høyere boreeffektivitet, ble imidlertid leteutgiftene redusert i 2017 sammenlignet med 2016. Netto reversering av tidligere nedskrivninger på leteprospekter og signaturbonuser i 2017 sammenlignet med netto nedskrivninger i 2016, bidro også til nedgangen. Lavere balanseføringsrate for leteutgifter i 2017 sammenlignet med 2016, motvirket delvis reduksjonen i letekostnader.

I 2016 gikk letekostnadene ned med 24 % i forhold til 2015, hovedsakelig som følge av lavere netto nedskrivning av leteprospekter og signaturbonuser, lavere boreaktivitet og billigere brønnboring. 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.

Driftsresultatet utgjorde 13.771 millioner USD i 2017, sammenlignet med 80 millioner USD i 2016 og 1.366 millioner USD i 2015.

Når det gjelder utviklingen i inntekter og kostnader beskrevet over, har den betydelige økningen i 2017 hovedsakelig sin årsak i høyere priser på både væsker og gass, økte gassvolumer, betydelige netto reverseringer av nedskrivninger i 2017 i forhold til netto nedskrivningskostnader i 2016. Reversering av avsetninger knyttet til våre aktiviteter i Angola og lavere avskrivnings- og letekostnader bidro til økningen. Nedgangen i 2016 sammenlignet med 2015 skyldtes i hovedsak prisfallet på væsker og gass, lavere raffinerimarginer og lavere gevinst fra salg av eiendeler. Lavere nedskrivningskostnader i 2016 sammenlignet med 2015 og en nedgang i lete-, avskrivnings- og letekostnader motvirket delvis nedgangen.

Netto finansposter utgjorde et tap på 351 millioner USD i 2017. I 2016 og 2015 viste netto finansposter også et tap på henholdsvis 258 millioner USD og 1.311 millioner USD.

Det økte tapet på 93 millioner USD i 2017 skyldtes hovedsakelig et tap på derivater på 61 millioner USD for 2017 som følge av en økning i rentesatsene på EUR og USD knyttet til vår langsiktige låneportefølje, sammenlignet med en gevinst på derivater på 470 millioner USD i 2016. Tapet ble delvis motvirket av en reversering av tidligere avsetning til renteutgifter på 319 millioner USD i 2017 knyttet til en tvisteløsning vedrørende Statoils aktiviteter i Angola i perioden 2002 til 2016. For nærmere informasjon se note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

Nedgangen i tap på 1.053 millioner USD i 2016 skyldtes i hovedsak 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.

Skattekostnaden var 8.822 millioner USD i 2017, tilsvarende en effektiv skattesats på 65,7 %, sammenlignet med 2.724 millioner USD i 2016, tilsvarende en effektiv skattesats på over 100 %. I 2015 var skattekostnaden 5.225 millioner USD, tilsvarende en effektiv skattesats på over 100 %.

Den effektive skattesatsen i 2017 var i hovedsak påvirket av tvisteløsningen vedrørende Statoils aktiviteter i Angola. For nærmere informasjon se note 9 Skattekostnad til konsernregnskapet.

For 2016 og 2015 var resultatet før skatt et underskudd på 178 millioner USD i 2016 og et overskudd på 55 millioner USD i 2015, som begge var en kombinasjon av store overskudd i land med høyere nominelle skattesatser (inkludert særskatt og friinntekt på inntekt fra norsk kontinentalsokkel) og omtrent tilsvarende store underskudd i land med lavere nominelle skattesatser. Den effektive skattesatsen var derfor uvanlig. Dette medfører også at vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser, beregnet uten å ha hensyn til særskatt og friinntekt på inntekt fra norsk kontinentalsokkel, var uvanlig.

Den effektive skattesatsen for 2016 på inntekt fra E&P Norway er noenlunde samsvarende med nominell skatterate (inkludert særskatt og friinntekt på norsk kontinentalsokkel). Effektiv skattesats på underskudd fra E&P International var negativ, hovedsakelig fordi vi for tiden ikke kan fradragsføre skattemessige underskudd og andre utsatte skattefordeler som følge av underskudd, hovedsakelig 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, delvis motvirket av gevinst 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 E&P International, som følge av usikkerhet knyttet til framtidig skattbar inntekt.

Den effektive skattesatsen beregnes som skattekostnad dividert på inntekt før skatt. Swinginger 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 24 % (25 % i 2016 og 27 % i 2015), og inntekter i andre land skattlegges i henhold til gjeldende satser for inntektskatt i de forskjellige landene.

I 2017 var **nettoinntekten** 4.598 millioner USD, sammenlignet med negative 2.902 millioner USD i 2016 og negative 5.169 millioner USD i 2015.

Den betydelige økningen i 2017 skyldtes hovedsakelig økningen i driftsresultatet, noe som ble delvis motvirket av økningen i skattekostnad og høyere tap på netto finansposter, som forklart ovenfor. Økningen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere skattekostnad og lavere tap på netto finansposter, delvis motvirket av nedgangen i driftsresultatet.

Styret i Statoil foreslår for generalforsamlingen å øke utbyttet med 4,5 % til 0,23 USD per ordinære aksje for fjerde kvartal 2017. Det

toårige utbytteaksjeprogrammet ble som planlagt avsluttet etter utbyttet for tredje kvartal 2017.

Det årlige ordinære utbyttet for 2017 utgjorde totalt 1.586 millioner USD, netto etter utbytteaksjeutdelingen på 1.357 millioner USD. Hensyntatt det foreslalte utbyttet vil 2.371 millioner USD bli avsatt til annen egenkapital i morselskapet.

For 2016 og 2015 utgjorde det årlige ordinære utbyttet et samlet beløp på 1.934 millioner USD, netto etter utbytteaksjeutdelingen på henholdsvis 904 millioner USD og 2.860 millioner USD.

For nærmere informasjon se note 17 Egenkapital og utbytte til konsernregnskapet.

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

RESULTATER FRA SEGMENTENE

E&P Norway resultatanalyse

Driftsresultatet i 2017 var 10.485 millioner USD, sammenlignet med 4.451 millioner USD i 2016 og 7.161 millioner USD i 2015.

| Resultatregnskap (i millioner USD) | For regnskapsåret | | | | |
|---|-------------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 17-16 endring | 16-15 endring |
| Salgsinntekter | 17.558 | 13.036 | 17.170 | 35% | (24%) |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 129 | (78) | 3 | N/A | N/A |
| Andre inntekter | 5 | 119 | 166 | (96%) | (28%) |
| Sum inntekter | 17.692 | 13.077 | 17.339 | 35% | (25%) |
| Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader | (2.954) | (2.547) | (3.223) | 16% | (21%) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (3.874) | (5.698) | (6.379) | (32%) | (11%) |
| Letekostnader | (379) | (383) | (576) | (1%) | (34%) |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 10.485 | 4.451 | 7.161 | >100% | (38%) |

Samlede salgsinntekter og andre inntekter var 17.692 millioner USD i 2017, 13.077 millioner USD i 2016 og 17.339 millioner USD i 2015.

Økningen på 35 % i salgsinntekter fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig økte priser på væsker og gass, og økte gassvolumer. Nedgangen på 25 % i salgsinntekter fra 2015 til 2016 var i hovedsak et resultat av reduserte priser på væsker og gass.

Andre inntekter i 2017 var uvesentlige. 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.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 2.954 millioner USD i 2017, sammenlignet med 2.547 millioner USD i 2016 og 3.223 millioner USD i 2015. I 2017 økte kostnadene i forhold til 2016, i hovedsak som følge av endring i

Økningen på 6.034 millioner USD fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, og reversering av nedskrivninger på 905 millioner USD i 2017 sammenlignet med nedskrivninger på 829 millioner USD i 2016. Nedgangen på 2.710 millioner USD fra 2015 til 2016 skyldtes i hovedsak lavere priser på væsker og gass, og ble delvis motvirket av reduserte driftskostnader, lavere avskrivninger og nedskrivninger.

Gjennomsnittlig daglig produksjon av væsker og gass var 1.334 millioner foe, 1.235 millioner foe og 1.232 millioner foe per dag i henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Det gjennomsnittlige totale produksjonsnivået per dag ble økt fra 2016 til 2017 i hovedsak på grunn av høyere fleksibelt gassuttak fra Troll og Oseberg, tilskudd fra de nye feltene Ivar Aasen og Gina Krog, samt færre revisjonsstanser.

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

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 disse periodene.

intern fordeling av gasstransportkostnader mellom E&P Norway og MMP. Endringen i intern fordeling økte også salgsinntektene som følge av høyere overføringspris. I 2016 gikk kostnadene ned i forhold til 2015, hovedsakelig som følge av kostnadsforbedringer og valutakursutviklingen mellom NOK og USD.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde 3.874 millioner USD i 2017, sammenlignet med 5.698 millioner USD i 2016 og 6.379 millioner USD i 2015. Nedgangen på 32 % fra 2016 til 2017 var hovedsakelig en følge av reverserte nedskrivninger i 2017 og nedskrivninger i 2016. Nedgangen på 11 % fra 2015 til 2016 var hovedsakelig en følge av reduserte nedskrivninger, valutakursutviklingen mellom NOK og USD og økte reserver, delvis motvirket av opptrapping av nye felt i 2016.

Letekostnadene var på 379 millioner USD i 2017, sammenlignet med 383 millioner USD i 2016 og 576 millioner USD i 2015. Redusjonen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig lavere

feltutbyggingsaktivitet og at en lavere andel av tidligere balanseførte leteutgifter ble kostnadsført i 2017, delvis motvirket av at en lavere andel av leteutgiftene ble balanseført. Reduksjonen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere boreaktivitet og flere kostnadsintensive brønner i 2015, delvis motvirket av at en lavere andel av leteutgiftene ble balanseført.

E&P International resultatanalyse

Driftsresultatet i 2017 var positivt med 1.341 millioner USD, sammenlignet med negativt 4.352 millioner USD i 2016 og negativt 8.729 millioner USD i 2015. Den positive utviklingen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig høyere olje- og gasspriser, samt reversering av nedskrivninger i 2017 sammenlignet med nedskrivninger i 2016. Den positive utviklingen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere nedskrivninger, i tillegg til lavere driftskostnader.

Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon av væsker og gass (se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser) var på 745 tusen foe per dag i 2017, sammenlignet med 743 tusen foe per dag i 2016 og 739 tusen foe per dag i 2015. Den beskjedne økningen fra 2016 til 2017 var en følge av nye brønner i USA, særlig i Appalachian-området, samt opptrapping av produksjon på felt, hovedsakelig i Irland og Algerie. Økningen ble delvis motvirket av salget av

oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh og naturlig nedgang i produksjon på modne felt i Angola. 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) og naturlig nedgang.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av væsker og gass (se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser) var på 588 tusen foe per dag i 2017, sammenlignet med 592 tusen foe per dag i 2016 og 580 tusen foe per dag i 2015. Bokført produksjon i 2017 gikk ned med 1 % på grunn av økt negativ effekt av produksjonsdelingsavtaler (PSA-effekt) og produksjonsavgifter (royalties) i USA, hovedsakelig som følge av høyere priser. Bokført produksjon i 2016 gikk opp med 2 % grunnet økt egenproduksjon som beskrevet ovenfor, og en relativt lavere effekt av produksjonsdelingsavtaler. Den kombinerte effekten av produksjonsdelingsavtaler og produksjonsavgifter i USA var på 158 tusen foe, 151 tusen foe og 159 tusen foe per dag i henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Over tid vil de loftede 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 disse periodene. Se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser for mer informasjon.

| Resultatregnskap (i millioner USD) | For regnskapsåret | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 17-16 endring | 16-15 endring |
| Salgsinntekter | 9.219 | 6.623 | 7.135 | 39% | (7%) |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 22 | (100) | (91) | N/A | (10%) |
| Andre inntekter | 14 | 134 | 1.156 | (90%) | (88%) |
| Sum inntekter | 9.256 | 6.657 | 8.200 | 39% | (19%) |
| Varekostnad | (7) | (7) | (10) | 2% | (28%) |
| Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader | (2.804) | (2.923) | (3.391) | (4%) | (14%) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (4.423) | (5.510) | (10.231) | (20%) | (46%) |
| Ltekostnader | (681) | (2.569) | (3.296) | (74%) | (22%) |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 1.341 | (4.352) | (8.729) | N/A | 50% |

E&P International oppnådde **sum inntekter** på 9.256 millioner USD i 2017, sammenlignet med 6.657 millioner USD i 2016 og 8.200 millioner USD i 2015.

Salgsinntekter i 2017 var positivt påvirket hovedsakelig av høyere realiserte priser på væsker og gass, i tillegg til positive effekter fra reversering av avsetninger knyttet til våre operasjoner i Angola på 754 millioner USD. Nedgangen fra 2015 til 2016 skyldtes i hovedsak lavere realiserte priser på væsker og gass, delvis motvirket av lavere avsetninger knyttet til tvistesaker i 2016 sammenlignet med 2015. For informasjon om reversering av avsetninger og tvistesaker, se note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

Andre inntekter utgjorde 14 millioner USD i 2017, sammenlignet med 134 millioner USD i 2016 og 1.156 millioner USD i 2015. I 2017 var andre inntekter hovedsakelig relatert til oppgjør av mindre forsikringskrav. I 2016 var andre inntekter hovedsakelig knyttet til et forsikringsoppkjøp. I 2015 skyldtes andre inntekter gevinst ved salg

av eiendeler, hovedsakelig relatert til salg av eierandeler i Shah Deniz-prosjektet og i South Caucasus Pipeline.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk **sum inntekter** opp med 39 % i 2017. I 2016 gikk sum inntekter ned med 19 %.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 2.804 millioner USD i 2017, sammenlignet med 2.923 millioner USD i 2016 og 3.391 millioner USD i 2015. Nedgangen på 4 % fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig porteføljeendringer og reduserte avsetninger knyttet til nedstengning og fjerning. Nedgangen ble delvis motvirket av netto tap fra salg av eiendeler i 2017, samt høyere produksjonsavgifter, kostnader knyttet til klargjøring av nye felt for drift og transportkostnader. 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.

Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger utgjorde 4.423 millioner USD i 2017, sammenlignet med 5.510 millioner USD i 2016 og 10.231 millioner USD i 2015. Nedgangen på 20 % fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig netto reversering av nedskrivninger i 2017, sammenlignet med netto nedskrivninger i 2016. Netto reversering av nedskrivninger utgjorde 102 millioner USD i 2017, hvor det største bidraget kom fra reversering av nedskrivninger knyttet til en ukonvensjonell landbasert eiendel i Nord-Amerika, som følge av endringer i skattelovgivningen i USA, driftsforbedringer og økt utvinningsgrad. I tillegg gikk avskrivningene ned på grunn av høyere reservenanslag og effekt av nedskrivninger i tidligere perioder, delvis motvirket av opptrapping av produksjon fra nye felt.

Nedgangen på 46 % fra 2015 til 2016 var i hovedsak en følge av lavere netto nedskrivninger i 2016 sammenlignet med 2015. Netto nedskrivninger utgjorde 541 millioner USD i 2016, og var hovedsakelig et resultat av reduserte langsiktige prisforutsetninger med stort påvirkning på ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika. Netto nedskrivninger utgjorde 5.416 millioner USD i 2015, og var i stor grad 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 oljeprisprognosør. I tillegg gikk avskrivningene ned på grunn av høyere reserveanslag. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjon fra nye felt.

Letekostnadene var på 681 millioner USD i 2017, sammenlignet med 2.569 millioner USD i 2016 og 3.296 millioner USD i 2015. Reduksjonen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig netto nedskrivninger av leteprospekter og signaturbonuser i 2016 på 992 millioner USD sammenlignet med 82 millioner USD i 2017. En lavere andel av balanseførte utgifter fra tidligere år på 60 millioner USD ble kostnadsført i 2017 sammenlignet med 785 millioner USD i 2016, og bidro til reduksjonen, i tillegg til mindre kostnadsintensive brønner i 2017 til tross for større letevirksomhet. Dette ble delvis motvirket av en lavere balanseføringsrate i 2017. Nedgangen på 22 % fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere nedskrivninger, lavere boreaktivitet og lavere brønnkostnader 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.

MMP resultatanalyse

Driftsresultatet var på 2.243 millioner USD, 623 millioner USD og 2.931 millioner USD i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. Driftsresultatet i 2017 var positivt påvirket av endringer i virkelig verdi på derivater og periodisering av prissikringseffekten for lager, som utgjorde 365 millioner USD sammenlignet med den negative effekten på 1.072 millioner USD i 2016. Høyere raffineringsmarginer og økt produksjon fra prosessanlegg bidro til den samlede økningen på 1.620 millioner USD fra 2016 til 2017.

Nedgangen på 2.308 millioner USD fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere virkelig verdi på derivater og periodisering av prissikringseffekten for lager på 1.072 millioner USD i 2016 sammenlignet med negative 21 millioner USD i 2015. Lavere marginer fra prosessering og revisjonsstanser i 2016 bidro også til nedgangen. Nedgangen ble også påvirket av reversering av nedskrivninger på 421 millioner USD i 2015.

Samlede gassalgsvolumer var på 58,4 milliarder kubikkmeter (bcm) i 2017, 52,9 bcm i 2016 og 52,6 bcm i 2015. Økningen på 10 % i samlede gassalgsvolumer fra 2016 til 2017 var knyttet til høyere bokført produksjon på norsk sokkel og internasjonalt, og ble delvis motvirket av lavere salg av tredjepartsgass. Grafen viser ikke volumer som er solgt på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).



I 2017 var den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Europa på 5,55 USD per MMBtu, en oppgang på 7 % fra 2016 (5,17 USD per MMBtu). Gjennomsnittlig fakturert gasspris i Europa for 2016 var 27 % lavere enn i 2015 (7,08 USD per MMBtu).

I 2017 var den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Nord-Amerika på 2,73 USD per MMBtu, en oppgang på 28 % fra 2016 (2,12 USD per MMBtu). Den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i 2016 i Nord-Amerika gikk ned med 19 % fra 2015 (2,62 USD per MMBtu).

All gass som Statoil produserer på norsk sokkel selges av MMP, og kjøpes fra E&P Norge på feltenes løftepunkt til en markedsbasert internpris med fradrag for kostnaden ved å føre gass fra feltet til markedet og en markedsføringsavgift. Vår pris for overføring av gass fra norsk sokkel var på 4,33 USD per MMBtu i 2017, en økning på 27 % sammenlignet med 3,42 USD per MMBtu i 2016. Prisen for overføring av gass fra norsk sokkel var 34 % laver i 2016 enn i 2015 (5,17 USD per mmBtu).

Gjennomsnittlig salg av råolje, kondensat og våtgass utgjorde 2,2 mill. fat per dag i 2017, hvorav om lag 1,01 mill. fat var salg av våre egenproduserte volumer, 0,83 mill. fat var salg av tredje parts volumer og 0,40 mill. fat var salg av volumer kjøpt fra SDØE. Våre gjennomsnittlige salgsvalv utgjorde 2,2 og 2,3 mill. fat per dag i 2016 og 2015. Gjennomsnittlige solgte tredjepartsvalv utgjorde 0,80 og 0,79 mill. fat per dag i 2016 og 2015.



MMPs raffineringsmarginer var høyere i 2017 enn i 2016, og resultatene ble også påvirket av høyere produksjon ved raffineriene. Statoils referansemargin var 6,3 USD per fat i 2017, sammenlignet med 4,8 USD per fat i 2016, en økning på 31 %. Referansemarginen var 8,0 USD per fat i 2015.

| Resultatregnskap (i millioner USD) | For regnskapsåret | | | | |
|---|-------------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 17-16 endring | 16-15 endring |
| Salgsinntekter | 59.017 | 44.847 | 57.873 | 32% | (23%) |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 53 | 61 | 55 | (14%) | 12% |
| Andre inntekter | 1 | 72 | 178 | (98%) | (60%) |
| Sum inntekter | 59.071 | 44.979 | 58.106 | 31% | (23%) |
| Varekostnad | (52.647) | (39.696) | (50.547) | 33% | (21%) |
| Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader | (3.925) | (4.439) | (4.664) | (12%) | (5%) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (256) | (221) | 37 | 16% | N/A |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 2.243 | 623 | 2.931 | >100% | (79%) |

Salgsinntekter og andre inntekter utgjorde 59.071 millioner USD i 2017, sammenlignet med 44.979 millioner USD i 2016 og 58.106 millioner USD i 2015.

Økningen i **salgsinntekter** fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig økning i prisene på alle produkter. Gjennomsnittlig pris på råolje i USD økte om lag 25 % i 2017, sammenlignet med 2016.

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 en betydelig økning i terminpriskurven i olje- og gassmarkedet.

Andre inntekter i 2017 var uvesentlige. I 2016 var andre inntekter positivt påvirket av gevinstene ved salg av eiendeler på 72 millioner USD, og i 2015 var andre inntekter positivt påvirket av gevinstene ved salg av eiendeler på 178 millioner USD.

Som følge av faktorene som er beskrevet over, økte **salgsinntektene og andre inntekter** med 31 % fra 2016 til 2017 og gikk ned med 23 % fra 2015 til 2016.

Varekostnader utgjorde 52.647 millioner USD i 2017, sammenlignet med 39.696 millioner USD i 2016 og 50.547 millioner USD i 2015. Økningen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig økning i prisen på alle produkter. Nedgangen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig nedgang i prisen på råolje og gass.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 3.925 millioner USD i 2017, sammenlignet med 4.439 millioner USD i 2016 og 4.664 millioner USD i 2015. Nedgangen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig en endring i den interne fordelingen av gasstransportkostnader mellom MMP og E&P Norway, delvis motvirket av høyere vedlikeholdskostnader for anlegg. Nedgangen fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig lavere transportkostnader og kostnadsreduserende tiltak i 2016.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde et tap på 256 millioner USD i 2017, og et tap på 221 millioner USD i

2016 sammenlignet med en inntekt på 37 millioner USD i 2015. Økningen i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig lavere reversering av nedskrivninger i 2017, sammenlignet med 2016. Netto reversering av nedskrivninger i 2017 var hovedsakelig knyttet til raffinerier, og var påvirket av en forventet lavere kostnadsbase i framtidige kontantstrømmer. Økningen i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger fra 2015 til 2016 skyldtes hovedsakelig netto reversering av nedskrivninger av våre raffinerier på 421 millioner USD i 2015.

Annen virksomhet

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

I 2017 noterte rapporteringssegmentet Andre et netto driftstap på 239 millioner USD sammenlignet med et netto driftstap på 423 millioner USD i 2016 og et netto driftstap på 129 millioner USD i 2015.

2.10 LIKVIDITET OG KAPITALRESSURSER

GJENNOMGANG AV KONTANTSTRØM

Statoils kontantstrømgenerering i 2017 var sterkt på tvers av forretningsområdene, og samlet kontantstrøm økte med 2.234 USD sammenlignet med 2016.

FORENKLET KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

| (i millioner USD) | | For regnskapsåret | 2017 | 2016 | 2015 |
|--|--|-------------------|----------|----------|------|
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter | | 14.363 | 9.034 | 13.628 | |
| Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter | | (9.678) | (10.446) | (14.501) | |
| Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter | | (5.822) | (1.959) | (729) | |
| Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler | | (1.137) | (3.371) | (1.602) | |

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 arbeidskapital.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter økte med 5.329 millioner USD i 2017, sammenlignet med 2016. Økningen skyldes hovedsakelig høyere priser på væsker og gasser, kombinert med høyere produksjon og en reduksjon i arbeidskapitalen i perioden, og ble delvis motvirket av høyere skatteinntekter.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter gikk ned med 4.594 millioner USD i 2016, sammenlignet med 2015. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere priser på væsker og gasser, og ble delvis motvirket av lavere betalte skatter.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringer gikk ned med 768 millioner USD i 2017, sammenlignet med 2016. Nedgangen skyldtes lavere investeringskostnader, og ble delvis motvirket av lavere inntekter fra salg av eiendeler og høyere finansielle investeringer.

Kontantstrøm benyttet til investeringer gikk ned med 4.055 millioner USD i 2016, sammenlignet med 2015. Nedgangen skyldtes betydelig lavere investeringskostnader, lavere finansielle investeringer og lavere inntekter fra salg av eiendeler.

Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter økte med 3.863 millioner USD i 2017, sammenlignet med 2016. Utgående kontantstrøm skyldes hovedsakelig tilbakebetaling av lån, og ble delvis motvirket av høyere kontantstrøm fra garantivederlag knyttet til derivater.

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter økte med 1.230 millioner USD i 2016, sammenlignet med 2015. Endringen skyldes hovedsakelig lavere kontantstrøm fra finansjeld, og ble delvis motvirket av lavere utbyttebetaling som følge av utbytteaksjeprogrammet.

FINANSIELLE EIENDELER OG GJELD

Statoils finansielle stilling er sterkt. Det var nedgang i selskapets netto gjeldsgrad før justeringer ved utgangen av året fra 34,4 % i 2016 til 27,9 % i 2017, se seksjon 5.2 for non-GAAP-måltall for netto gjeldsgrad. Netto rentebærende gjeld sank fra 18,4 milliarder USD til 15,4 milliarder USD. I løpet av 2017 økte Statoils totale egenkapital fra 35,1 milliarder USD til 39,9 milliarder USD, hovedsakelig på grunn av et positivt netto resultat i 2017. Kontantstrøm fra driftsaktiviteter økte i 2017 hovedsakelig på grunn av høyere priser. Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter ble redusert i 2017, mens kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter økte. Statoil har betalt ut fire kvartalsvise utbytter i 2017. For fjerde kvartal 2017 vil styret foreslå for generalforsamlingen (GF) å øke utbyttet fra 0,201 USD til 0,23 USD per aksje. Det toårige utbytteaksjeprogrammet ble som planlagt avsluttet i forbindelse med utbyttet for 3 kvartal 2017. For mer informasjon, se note 17 Egenkapital og utbytte til konsernregnskapet.

Statoil mener at med selskapets nåværende likviditetsreserver, blant annet komitterte 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.

Kredittvurderinger av Statoil foretas av Moody's og Standard & Poors (S&P). Statoils nåværende langsiktige kredittvurdering er A+ med positive utsikter og Aa3 med stabile utsikter fra henholdsvis S&P og Moody's. Utsiktene fra S&P ble revidert fra «Stabile» til «Positive» den 14. november 2017 basert på sterkere kontantstrøm enn forventet så langt i året. 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 forenlig med vår målsetting om å opprettholde Statoils langsiktige kreditverdighet innenfor A-kategorien på frittstående basis.

Forvaltningen av finansielle eiendeler og forpliktelser tar hensyn til finansieringskilder, forfallsprofilen på langsiktige lån, renterisiko, valutarisiko og tilgjengelige likvide midler. Statoils langsiktige gjeld er etablert i ulike valutaer og blir vanligvis byttet til USD. I tillegg brukes rentederivater, spesielt rentebytteavtaler, for å styre renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje. Statoils finansiering og likviditetsaktiviteter administreres 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 2017 var ca. 21 % av Statoils likvide midler plassert i eiendeler i USD, 21 % i NOK, 32 % i EUR, 10 % i DKK og 15 % i SEK, før valutabytteavtaler og terminkontrakter. Omtrent 49 % av Statoils likvide midler var plassert i statsobligasjoner og lånesertifikater, 42 % i termininnskudd, 3 % i pengemarkedsfond og 2 % i bank. Per 31.

desember 2017, var ca. 3,8 % av Statoils likvide midler klassifisert som bundne midler (inkludert sikkerhetsinnskudd).

Statoils generelle prinsipp er å holde en likviditetsreserve i form av kontanter 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, mellomlangsiktige 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 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.

Med effektiv dato 14. desember 2017 kjøpte Statoil tilbake 2,25 milliarder USD i utstedte obligasjoner. Statoil utstedte ikke nye obligasjoner i 2017, mens selskapet utstedde 1,3 milliarder USD i 2016 og 4,3 milliarder USD i 2015. Alle obligasjonene er ubetinget garantert fra Statoil Petroleum AS. For mer informasjon, se konsernregnskapets note 18 Finansiell gjeld.

FINANSIELLE INDIKATORER

| FINANSIELLE INDIKATORER (i millioner USD) | For regnskapsåret | | |
|---|-------------------|--------|--------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Brutto rentebærende gjeld ¹⁾ | 28.274 | 31.673 | 32.291 |
| Netto rentebærende gjeld før justeringer | 15.437 | 18.372 | 13.852 |
| Netto gjeld på sysselsatt kapital ²⁾ | 27,9% | 34,4% | 25,6% |
| Netto gjeld på sysselsatt kapital justert ³⁾ | 29,0% | 35,6% | 26,8% |
| Betalingsmidler | 4.390 | 5.090 | 8.623 |
| Kortsiktige finansielle investeringer | 8.448 | 8.211 | 9.817 |
| Grad av inntjening over faste utgifter ⁴⁾ | 6,8 | 0,9 | 1,0 |

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, aksjonærers 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) 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 leasinger.

Brutto rentebærende gjeld

Brutto rentebærende gjeld var 28,3 milliarder USD, 31,7 milliarder USD og 32,3 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. Netto nedgang på 3,4 milliarder USD fra 2016 til 2017 skyldtes en nedgang i langsiktig gjeld på 3,8 milliarder USD,

motvirket av en økning i kortsiktig gjeld på 0,4 milliarder USD. 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. Den vektede gjennomsnittlige rentesatsen på årsbasis var 3,50 %, 3,41 % og

3,39 % per 31. desember i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. Statoils vektede gjennomsnittlige løpetid på gjelden var ni år 31. desember 2017, ni år per 31. desember 2016 og ni år per 31. desember 2015.

Netto rentebærende gjeld

Netto rentebærende gjeld før justeringer utgjorde 15,4 milliarder USD, 18,4 milliarder USD og 13,9 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. Nedgangen på 2,9 milliarder USD fra 2016 til 2017 var hovedsakelig knyttet til en nedgang i brutto rentebærende gjeld på 3,4 milliarder USD og en økning i kortsiktige finansielle investeringer på 0,2 milliarder USD, og ble motvirket av en nedgang i kontanter og kontantekvivalenter på 0,7 milliarder USD. En økning 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.

Netto gjeldsgrad

Netto gjeldsgrad før justeringer var 27,9 %, 34,4 % og 25,6 % i henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Justert netto gjeldsgrad (non-GAAP finansielt måltall, se fotnote tre ovenfor) var 29,0 %, 35,6 % og 26,8 % i henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Nedgangen på 6,5 %-poeng i netto gjeldsgrad før justeringer mellom 2016 og 2017 skyldtes en nedgang i netto rentebærende gjeld med 2,9 milliarder USD i kombinasjon med en økning i sysselsatt kapital på 1,9 milliarder USD. En økning på 8,8 %-poeng 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 nedgang på 6,6 %-poeng i justert netto gjeldsgrad fra 2016 og 2017 skyldtes en nedgang i justert netto rentebærende gjeld med 3,1 milliarder USD i kombinasjon med en økning i justert sysselsatt kapital på 1,7 milliarder USD. En økning på 8,8 %-poeng i justert netto gjeldsgrad 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.

Kontanter, kontantekvivalenter og kortsiktige investeringer

Kontanter og kontantekvivalenter var 4,4 milliarder USD, 5,1 milliarder USD og 8,6 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. Se note 16 Kontanter og kontantekvivalenter i konsernregnskapet for informasjon vedrørende bundne midler. Kortsiktige finansielle investeringer, som er en del av Statoils likviditetsstyring, utgjorde 8,4 milliarder USD, 8,2 milliarder USD og 9,8 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

INVESTERINGER

Investeringskostnadene i 2017, 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 10,8 milliarder USD, hvorav 9,4 milliarder USD var organiske investeringer.⁵

⁵ Se seksjon 5.2 for non-GAAP-måltall

I 2016 var investeringskostnadene på 14,1 milliarder USD, hvorav organiske investeringer utgjorde 10,1 milliarder USD.

I Norge vil en betydelig del av investeringene i 2018 omfatte prosjekter som er under utbygging, blant annet Johan Sverdrup, Johan Castberg, Martin Linge 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 2018 vil omfatte følgende prosjekter som er under utbygging eller planlegging: Mariner i Storbritannia, Peregrino i Brasil og landbasert virksomhet i USA.

Innenfor fornybar energi ventes det at en betydelig andel av investeringene i 2018 vil gjøres på havvindprosjektet Arkona i Tyskland.

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 seksjonen Viktigste kontraktmessige forpliktelser senere i denne rapporten, har Statoil forpliktet seg til visse investeringer i framtiden. Jo lengre 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 2018 er forpliktet.

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

DE VIKTIGSTE KONTRAKTMESSIGE FORPLIKTELSER

Tabellen oppsummerer våre viktigste kontraktmessige forpliktelser, unntatt derivater og andre sikringsinstrumenter samt fjerningsforpliktelser, som stort sett ventes å gi kontantutbetalinger lengre enn fem år fram i tid.

Langsiktig finansgjeld i tabellen representerer våre viktigste betalingsforpliktelser, inkludert renteforpliktelser. Forpliktelser knyttet til en eierandel og transportkapasitetskostnadene for en rørledning, og som overstiger Statoils eierandel i egenkapitalkonsoliderte selskaper, er inkludert som en del av de andre langsiktige forpliktelsene.

| Viktigste kontraktsmessige forpliktelser (i millioner USD) | Mindre enn 1 år | For regnskapsåret | | | Totalt |
|--|-----------------|--|--------------|---------------|---------------|
| | | Betalinger til forfall per periode ¹⁾ | 1-3 år | 3-5 år | |
| Udiskontert langsiktig finansiell gjeld ²⁾ | 3.763 | 5.165 | 4.521 | 22.925 | 36.375 |
| Minimum betaling for operasjonelle leieavtaler ³⁾ | 1.961 | 2.477 | 1.649 | 2.014 | 8.101 |
| Minimum andre langsiktige forpliktelser (nominell) ⁴⁾ | 1.548 | 2.727 | 2.043 | 5.563 | 11.881 |
| Totale kontraktsfestede forpliktelser | 7.273 | 10.370 | 8.213 | 30.502 | 56.357 |

1) "Mindre enn 1 år" representerer 2018; "1-3 år" representerer 2019 og 2020; "3-5 år" representerer 2021 og 2022, mens "Mer enn 5 år" inkluderer forpliktelser for senere perioder.

2) Se note 18 Finansiell gjeld i Konsernregnskapet. Hovedforskjellene mellom tabellen og noten er renter.

3) Se note 22 Leieavtaler i Konsernregnskapet.

4) Se note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler i Konsernregnskapet.

Statoil hadde kontraktsmessige forpliktelser på 6.012 millioner USD per 31. desember 2017. Disse forpliktelsene gjenspeiler Statoils andel, og omfatter hovedsakelig konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

Statoils estimerte ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser var på 8.286 millioner USD, og virkelig verdi på pensjonsmidlene utgjorde 5.687 millioner USD per 31. desember 2017. Selskapets bidrag er hovedsakelig knyttet til ansatte i Norge. For mer informasjon, se konsernregnskapets note 19 Pensjoner.

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 seksjon 2.10 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 konsernregnskapets note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

2.11 RISIKOANALYSE

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:

Risiko knyttet til prisene på olje og naturgass

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 markedsaktører kontroll har hatt og vil fortsatt ha en effekt på olje- og gassprisene fremover. Som følge av avtaler innenfor Organisasjonen av oljekspoterende land (OPEC) og også mellom OPEC og enkelte land utenfor OPEC har oljeprisen økt i den senere tid på grunn av forventninger om tidligere tilstramming 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 forbrukerprefferanser
- 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 naturgassaktiviteter. 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.

Risiko knyttet til sikre reserver og beregning av forventede reserver

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 sikre reserver avhenger av:

- kvaliteten og kvantiteten av Statoils geologiske, tekniske og økonomiske data
- utvinningen fra Statoils reservoarer
- omfattende tekniske vurderinger og
- hvorvidt 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

Sikre 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 datoene da anslagene ble gjort kan nødvendiggjøre vesentlige opp- eller nedjusteringer i Statoils reservedata. Prisene som benyttes for sikre reserver, er definert av SEC og beregnes på grunnlag av et tolvmaaneders uveksett 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 prisene på olje og gass vil ha en direkte innvirkning på Statoils sikre 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.

Teknisk, kommersiell og landspesifikk risiko

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.

Risiko for reduksjon i reserver

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 langsigte erstatning av reserver. Dersom oppstrømsressursene ikke utvikles til sikre 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 sikre 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 sikre 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 deltagelse, eller dersom Statoil ikke klarer å inngå partnersamarbeid med nasjonale oljeselskaper, vil vår evne til å finne og erverve eller utvikle nye reserver være mer begrenset.

Statoil's landbaserte portefølje i USA inneholder betydelige uutnyttede ressurser som er avhengige av Statoils evne til å lykkes. Dersom råvarereprisene er lave over en lengre periode kan dette medføre at Statoil ikke vil utvikle disse ressursene eller i det minste venter til prisene har bedret seg. I tillegg vil en utvikling av disse ressursene være avhengig av Statoils evne til å fortsette å levere på sin landbaserte USA strategi for å øke verdi og skape robust utvikling.

Helse, sikkerhet og miljørisiko

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 utslipps av farlige stoffer, vannforurensing, utblåsing, kraterdannelse, brann og utstyrrsvikt.

Risikoene knyttet til Statoils virksomhet påvirkes av de krevende geografiske områdene, klimasonene og miljøsensitive regionene selskapet opererer i. Alle måter å transportere hydrokarboner på, herunder på vei, jernbane, sjø eller i rørledning, er spesielt utsatt for ukontrollerte utslipps 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.

Risiko knyttet til overgangen til lavkarbonøkonomi

Ovgangen til en lavkarbonøkonomi, og de fysiske konsekvensene av klimaendringer, kan påvirke Statoils virksomhet

Overgangen til et framtidig lavkarbonsamfunn medfører fundamentale strategiske utfordringer for olje- og gassindustrien. Konsernledelsen og styret overvåker og vurderer forretningsrisiko og -muligheter knyttet til klimaendringer, både politiske, lovgivningsmessige, markedsmessige og fysiske, inkludert påvirkning på omdømmet. For å vurdere klimarelatert forretningsrisiko, benytter Statoil verktøy som for eksempel intern karbonrising, scenarioanalyse og stresstesting av prosjektopporteføljen mot forskjellige olje- og gassprisforutsetninger. Statoil overvåker teknologiutviklingen og endringer i regelverk, og vurderer hvordan disse kan påvirke olje- og gassprisene, kostnader ved utvikling av nye prosjekter og etterspørselen etter olje og gass samt muligheter innen fornybar energi og lavkarbonløsninger.

Lovgivningsmessig og klimapolitisk risiko: Statoil forventer og forbereder seg på politiske og myndighetsplagte endringer som tar sikte på å redusere klimagassutslippene. Dette kan få konsekvenser for Statoils økonomiske utsikter, enten direkte gjennom endringer i beskatning og regelverk, eller indirekte gjennom endringer i forbrukeratferd. Paris-avtalen om klimaendringer trådte i kraft i november 2016. Norge og EU har som mål å oppnå en reduksjon i klimagassutslipp på 40 % innen 2030. De nasjonale målene skal styrkes hvert femte år. I tillegg har Norge en ambisjon om netto utsipp på nærmere null innen 2050. Konsekvensene for industrien er ikke tydelige, men kravene til utslippsredusjoner kan føre til høyere kostnader. Statoils virksomhet i Norge er gjenstand for CO2-beskattning og inngår i tillegg i EUs kvotehandelssystemet. Den avtalte styrkingen av EUs kvotehandelsordning kan føre til høyere kostnader for installasjoner på norsk sokkel siden prisen på utslippskvotene forventes å øke kraftig fram mot 2030.

Globalt forventer Statoil at kostnadene ved klimagassutslipp vil øke fra dagens nivå og utover 2020, og at de vil dekke et større geografisk område enn i dag. For å være forberedt på en mulig høyere karbonpris, bruker Statoil en intern karbonpris på minimum 50 USD i investeringsanalysen for alle prosjekter etter 2020 som grunnlag for investeringsbeslutninger. I land som har innført, eller ventes å innføre, en høyere karbonpris, er det brukt en høyere pris i investeringsanalysen. Andre lovgivningsmessige klimarisikofaktorer omfatter mulige direkte reguleringer, deriblant tiltak for å øke energieffektiviteten ved hjelp av for eksempel drivstoffstandarder (f.eks. i EU), og krav til å vurdere bruk av strøm fra land ved nye utbygginger på norsk sokkel. Dette kan påvirke Statoils driftskostnader. Klimapolitiske endringer kan også redusere tilgangen til mulige geografiske lete- og utvinningsområder i framtiden, noe som kan påvirke Statoils evne til å erstatte reserver.

Markedsrisiko: Det er vedvarende usikkerhet knyttet til etterspørselen etter olje og gass etter 2030, på grunn av faktorer som teknologiutvikling, klimapolitikk, endret forbrukeratferd og demografiske endringer. Statoil bruker scenarioanalyse for å vise forskjellige energiscenarier i framtiden. Teknologiutvikling og økt kostnadsmessig konkurranseseevne innen fornybar energi og lavkarbon teknologier utgjør både trusler og muligheter for Statoil. Som et eksempel kan utviklingen av batteriteknologi gjøre det mulig å bruke mer periodeweise fornybare energikilder i kraftsektoren. Dette kan få betydning for Statoils gassalg, spesielt dersom subsidieringen

av fornybar energi i Europa skulle øke og/eller kostnadene ved fornybar energi skulle gå kraftig ned. På den annen side kan en slik politikk være en fordel for Statoils fornybarvirksomhet. Det er betydelig usikkerhet omkring den langsiktige påvirkningen på kostnader og muligheter for Statoil i overgangen til en lavkarbonøkonomi. Et viktig risikoreduserende tiltak for Statoil er å fokusere på å redusere kostnadsgrunnlaget for å være bedre forberedt på svingninger i olje- og gassprisene.

Påvirkning på omdømmet: Økt bekymring for klimaendringer kan føre til flere rettstvister mot produsenter av fossilt brensel, og en mer negativ oppfatning av olje- og gassindustrien. Det siste kan gjøre det vanskeligere å rekruttere og beholde talenter.

Fysiske klimarisikofaktorer: Endringer i fysiske parametere kan påvirke Statoils virksomhet, for eksempel begrenset vanntilgang, stigende havnivå, endringer i havstrømmer og hyppigere tilfeller av ekstremvær. Statoils anlegg er utformet for å tåle ekstreme værforhold. Det er imidlertid betydelig usikkerhet omkring omfanget av påvirkningen og tidshorisonten for fysisk påvirkning av klimaendringer, noe som fører til betydelig usikkerhet omkring en eventuell påvirkning på Statoil. Siden de fleste av Statoils fysiske eiendeler finnes offshore, antas det at den mest aktuelle fysiske påvirkningen av klimaendringer vil være stigende havnivå.

Stresstest av porteføljen: For å vurdere risiko ved energiovergangen, har Statoil vurdert sensitiviteten i prosjektopteføljen (egen produksjon og forventet produksjon fra leteareal hvor det er gitt tilgang) opp mot forutsetningene for råvare- og karbonpriser i energiscenariene til Det internasjonale energibyrået (International Energy Agency, IEA), slik disse er beskrevet i rapporten «World Economic Outlook 2017». Denne vurderingen viser en positiv påvirkning på rundt 20 % på Statoils nåverdi når Statoils prisforutsetninger per 1. desember 2017 erstattes med prisforutsetningene i IEAs New Policies Scenario, en positiv påvirkning på 42 % når prisforutsetningene i Current Policies Scenario benyttes, og en negativ påvirkning på nåverdien på om lag 13 % ved bruk av prisforutsetningene i Sustainable Development Scenario. 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. Scenarier må ikke forveksles med prognosene. Følgelig kan man ikke være sikker på at vurderingen, som er nærmere beskrevet i Statoils Bærekraftrapport for 2017, er en pålitelig indikator for klimaendringenes faktiske påvirkning på Statoils portefølje.

Risiko knyttet til hydraulisk frakturering

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

Statoils virksomhet i USA benytter hydraulisk frakturering, som er underlagt en rekke føderale, delstatlige og lokale lover. 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 strafferettlig 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 delstatlige 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 fraktingstjenester.

Risiko for sikkerhetstrusler og trusler mot informasjonssystemer og digital infrastruktur

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.

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 ivedkommende. 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.

Risiko knyttet til krisehåndteringssystemer

Statoils krisehåndteringssystemer kan vise seg å være utilstrekkelige

Statoil har planer for og evne til å håndtere kriser og beredskapsituasjoner 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.

Risiko knyttet til økt konkurranse

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

Statoil kan oppleve økt konkurransen 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, lettevirksomhet eller utvikling av eksisterende felt er nøkkelen til å sikre langsiglig lønnsomhet for virksomheten, og manglende oppmerksomhet på dette punktet kan påvirke fremtidige resultater negativt.

Teknologi er et viktig fortynn 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 konkurransesonen. Skulle innovasjon og digitalisering i Statoil ligge etter industrien, vil selskapets resultater kunne bli skadelidende.

Risiko knyttet til Statoils utbyggingsprosjekter og produksjonsvirksomhet

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, forsiktig eller kansellert av mange årsaker, blant annet utstyrsmangel eller utstyrssvikt, 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 krevende 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 høyt skattenivå og myndighetenes regulering i flere jurisdiksjoner, kan undergrave lønnsomheten i noen av Statoils prosjekter.

Risiko knyttet til strategiske mål

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 utwanne Statoils inntjening per aksje når det gjelder egenkapital.

Risiko knyttet til begrenset transportinfrastruktur

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 sikre 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 transporterer med skip, tog eller rørledning til raffinerier, og naturgass transporterer vanligvis i rørledning eller med skip (for flytende naturgass) til behandlingsanlegg og sluttbrukere. Statoil vil kanskje ikke lykkes i sine bestrebler på å sikre transport og markeder for hele sin potensielle produksjon.

Risiko knyttet til internasjonale politiske, sosiale og økonomiske forhold

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.

Risiko knyttet til internasjonale politiske og juridiske faktorer

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
- forsiktig 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.

Risiko knyttet til endringer i skattesystemer

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.

Valutarisiko

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 inntektskatten og en del av driftskostnadene og investeringene i norske kroner (NOK). Mesteparten av Statoils langsiktige gjeld er eksponert mot USD.

Risiko knyttet til handels- og forsyningsvirksomhet

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.

Risiko for manglende oppfyllelse av lovverk knyttet til bestikkelse, korruption og Statoils etiske regelverk

Manglende oppfyllelse av lovverket mot bestikkelse og korruption 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 korruption 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 korruption og bestikkelse i flere jurisdiksjoner, herunder den norske straffeloven, amerikanske Foreign Corrupt Practices Act og UK Bribery Act. Brudd på gjeldende lovgivning mot korruption og bestikkelse kan eksponere Statoil for granskning fra flere myndighetsorganer, og eventuelle lovbrudd kan medføre strafferettlig og/eller sivilrettlig ansvar med betydelige bøter. Tilfeller av brudd på lover og forskrifter mot korruption og bestikkelse samt brudd på Statoils etiske retningslinjer kan skade selskapets omdømme, konkurransesevne og aksjonærverdi.

Risiko for utilstrekkelig forsikringsvern

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.

Risiko knyttet til effektiv drift og evne til å utnytte ny teknologi og produkter

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 en av disse faktorene kan virke negativt inn på Statoils fremtidige forretningsmål.

Risiko knyttet til riktig nivå for ansattes kompetanse og kapasitet

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 arbeidsstøkk gjennom konjunkturene. Oljeindustrien er en langsiktig virksomhet og må ha et langsiktig perspektiv på arbeidsstøkvens kapasitet og kompetanse. Med dagens omfattende endringer er det fare for at Statoil ikke klarer å sikre rett nivå på arbeidsstøkvens kompetanse og kapasitet.

Risiko ved internasjonale sanksjoner og handelsrestriksjoner

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. Eksempelvis har vi i 2017 sett handelsrestriksjoner mot visse aktiviteter i Venezuela hvor Statoil har virksomhet. I tillegg vil Statoils virksomhet hele tiden være i endring og følges opp nøye. Nye eller tilleggsrestriksjoner kan bli innført i land hvor vi har forretningsvirksomhet. 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. I alle disse prosjektene har Rosneft en majoritetsinteresse. En mindre del av prosjektene er i arktiske farvann offshore og/eller i dypvannsområder. Sanksjoner som er iverksatt av Norge, EU og USA rammer blant annet Russlands finans- og energisektorer. Noen russiske energiselskaper har blitt spesielt omfattet av sanksjonene – herunder Rosneft. 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.

I Venezuela har Statoil en eierandel på 9,67 % i samarbeidsselskapet Petrocedeno, der majoriteten eies av statsoljeselskapet i Venezuela, PDVSA. Statoil har i tillegg en andel på 51 % i en gasslisens utenfor kysten av landet. I løpet av 2017 er det vedtatt forskjellige sanksjoner og handelskontroller som er rettet mot visse enkeltpersoner i Venezuela, i tillegg til myndighetene i landet og PDVSA. Sanksjonene og handelskontrollene som er iverksatt begrenser Statoils gjennomføring av sin virksomhet i landet. Gjeldende sanksjoner og handelsrestriksjoner, alene eller i kombinasjon med andre faktorer, kan i framtiden ha en ytterligere negativ påvirkning på Statoils posisjon og evne til å fortsette sine forretningsprosjekter i Venezuela.

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 2017 betalte Statoil et beløp tilsvarende 0,01 millioner USD i skatt til iranske myndigheter. Videre betalte Statoil i 2017 et beløp tilsvarende 713 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 5,13 millioner USD i iranske rial til lokale skattemyndigheter. Beløpet ble motregnet mot gjenvinnbare kostnader fra NIOC til Statoil.

Statoil har 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 2017. Det forventes tilsvarende utbetalingar også i 2018 i tilknytning til Statoils vedvarende bestrebler på å gjøre opp alle gjenstående forpliktelser.

Juridiske og regulatoriske risikofaktorer

Risiko ved helse, miljø og sikkerhet, samt innføring av nye lover og forsikrifter

Etterlevelse av lover og forskrifter for helse, miljø og sikkerhet som gjelder for Statoils virksomhet, kan innebære betydelig økte kostnader for Statoil. 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
- nedstengningsforpliktelser og relaterte kostnader
- 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 klimaendringer og andre miljøforskrifter kan medføre betydelige investeringer, redusert lønnsomhet som følge av endringer i driftskostnader og negative effekter på inntekter og strategiske vekstmuligheter. Strengere klimareguleringer kan imidlertid også medføre forretningsmuligheter for Statoil. For mer informasjon om juridiske og regulatoriske risikofaktorer knyttet til klimaendringer, se risikofaktorer som er beskrevet under overskriften «Overgangen til en lavkarbonøkonomi, og de fysiske konsekvensene av klimaendringer, kan påvirke Statoils virksomhet» i Klimaendringer i Risiko knyttet til virksomheten i Risikofaktorer.

Statoils investeringer i nordamerikansk landbasert virksomhet vil møte økende reguleringer som kan påvirke drift og lønnsomhet. I USA har føderale etater truffet tiltak for å oppheve, utsette eller revidere forskrifter som anses som altfor besværlige for oppstrøms olje- og gassektoren, inkludert knyttet til kontroll av metanutslipp. Statoil støtter føderale regulering av metanutslipp, og DPUSA driver sin virksomhet i henhold til alle gjeldende krav. Statoil kan pådra seg høyere driftskostnader i den grad nye eller reviderte reguleringer vil kunne medføre skjerpede krav eller ytterligere krav til datainnsamling. DPUSA deltar også i felles frivillige tiltak for å redusere utslipp (One Future og APIs Environmental Partnership), og har innført et klimaveikart for å redusere utslipp av CO₂ og metan.

Risiko knyttet til tilsyn, regulatorisk kontroll og finansiell rapportering

Statoil har virksomhet i mange land og produktene markedsføres og handles over hele verden. Statoil er eksponert for risiko knyttet til kontroll, granskning og sanksjoner for brudd på regulatorisk lovgivning på nasjonalt og lokalt nivå. Dette kan blant annet være lover og regler knyttet til finansiell rapportering, skatt, bestikkelses- og korruption, finans- og handelslovgivning, bedrageri, konkurranse- og antitrustlover, sikkerhet- og miljø og arbeids- og ansettelsesforhold.

Statoil er eksponert for endringer i disse lovene og reglene og til utfallet av kontroller og undersøkelser utført av regulatoriske- og tilsynsmuligheter. Brudd på gjeldende lover og forskrifter kan medføre juridisk ansvar, høye bøter og andre sanksjoner for lovbrudd.

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

fremtidige regnskapsprinsipper. I tillegg vil feil i vår eksterne rapportering i forhold til å rapportere data nøyaktig og i overenstemmelse med gjeldende standarder kunne resultere i regulatoriske tiltak, juridisk ansvar og skade vårt omdømme.

Statoil er notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange (NYSE) og er registrert hos SEC. Statoil må etterleve forpliktelsene fra disse reguleringssmyndighetene, 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 reguleringssmyndighet omfatter hele den norske sokkelen samt petroleumsanlegg på land i Norge. Statoil er eksponert for tilsyn fra Ptil, og fra andre reguleringssmyndigheter etter hvert som virksomheten vokser internasjonalt, og slikt tilsyn kan resultere i revisjonsrapporter, pålegg og granskninger.

I EU som helhet begynte CO₂-kvotene som hvert år ble tildelt i kvotehandelsordningen for klimagassutslipp å falle lineært i 2013. Kvotehandelsordningen 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.

Manglende oppretting av en vesentlig svakhet knyttet til driftseffektivitet i vår finansielle internkontroll kan føre til at vår finansielle internkontroll er ineffektiv igjen i framtiden.

Ledelsen og den eksterne revisoren har konkludert med at Statoils finansielle internkontroll ikke var effektiv per 31. desember 2017, på grunn av at det eksisterte en vesentlig svakhet i våre kontroller og prosedyrer for identifisering, vurdering, og rask og hensiktmessig kommunikasjon til styrets revisjonsutvalg om spørsmål eller bekymringer (inkludert påstander om mislighold) som er tatt opp av ansatte i forbindelse med avslutning av deres ansettelsesforhold, og som er knyttet til saker som potensielt kan ha en vesentlig innvirkning på vårt konsernregnskap og finansielle internkontroll (på andre måter enn gjennom Statoils eksterne etikkhjelpebane som er opprettet av styrets revisjonsutvalg). Påstandene var gjenstand for grundige undersøkelser i samarbeid med eksterne rådgivere, og det ble ikke funnet noen vesentlig feilrapportering. Denne saken har ikke hatt noen innvirkning på konsernregnskapet for 2017, eller for tidligere perioder.

Manglende oppretting av den vesentlige svakheten kan føre til at vår finansielle internkontroll er ineffektiv igjen i framtiden, og kan føre til at investorer mister tillit til vår finansielle rapportering og potensielt påvirke aksjekursen vår. Se seksjon 3.10 Kontroller og prosedyrer.

Risiko for politiske og økonomiske retningslinjer fra den norske stat

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 deltagelse i

petroleumsvirksomheten gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og indirekte påvirkning gjennom lovgivning, for eksempel lover og forskrifter for skatt og miljø, tildeler staten blant annet lisenser for undersøkelse, utvinning og transport, godkjener 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. Iifølge 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 2017 var staten direkte eier av 67 % av Statoils ordinære aksjer. Iifølge allmennaksjeloven har staten i realiteten makt til å påvirke utfallet av enhver aksjonæravstemming på grunn av prosentandelen Statoil-aksjer den eier, herunder å endre vedtekten 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 seksjon 2.7 Konsernforhold.

RISIKOSTYRING

Statoils overordnede risikostyring innebærer å identifisere, evaluere og styre risiko i all virksomhet for å sørge for sikker drift og nå Statoils overordnede mål.

Statoil baserer sin risikostyring på en metode for risikostyring av virksomheten (Enterprise Risk Management, ERM) for å oppnå optimale løsninger som omfatter hele konsernet. Dette omfatter identifisering, evaluering og styring av risiko i all virksomhet. Risiko defineres som avvik fra en nærmere angitt referanseverdi og usikkerheten som er forbundet med denne. Et positivt avvik er et oppsiderisiko, mens et negativt avvik er en nedsiderisiko.

Referanseverdien er vanligvis en prognose, en prosentandel eller et mål. I Statoils metode for risikostyring av virksomheten:

- fokuseres det på verdipåvirkningen for Statoil
- styres risikoen for å sikre at Statoils virksomhet er trygg og i samsvar med Statoils egne krav

Riskostyring skjer i forretningslinjen og er en integrert del av enhver leders ansvar. Enkelte risikoer styres imidlertid på selskapsnivå for å oppnå optimale løsninger for hele konsernet. Dette omfatter risiko knyttet til prisen på olje og naturgass, rente- og valutarisiko, risikodimensjonen i strategiarbeidet, prioritettingsprosesser og kapitalstrukturdiskusjoner.

Statoils risikostyringsutvalg (CRC), som ledes av konserndirektør for økonomi og finans og omfatter representanter fra de viktigste forretningsområdene, er ansvarlig for å definere, utvikle og vurdere Statoils retningslinjer og metode knyttet til risiko. Konserndirektøren for økonomi og finans, med støtte fra utvalget, er også ansvarlig for å føre tilsyn med og utvikle Statoils risikostyring av virksomheten, og foreslå hensiktsmessige tiltak for å justere risikoen på konsernnivå.

Styring av driftsrisiko

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

- All risiko knyttet til aktiviteter i 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 risikoen kan få for Statoils kontantstrøm, har Statoil stort fokus på å unngå HMS-hendelser og integritetsrelaterte hendelser (for eksempel ulykker, svindel og korrasjon). 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 kan være underlagt spesifikke forskrifter).

Styring av finansiell risiko

Dette kapitlet beskriver hvordan Statoil styrer markedsrisikoene som selskapet er eksponert for.

Statoils forretningsvirksomhet eksponerer selskapet for finansiell risiko. Gjennom en helhetlig metode tas det hensyn til sammenhenger mellom de viktigste markedsrisikoene og den naturlige beskyttelsen som ligger i Statoils portefølje. Denne framgangsmåten gjør at Statoil kan redusere antall risikostyringstransaksjoner og unngå suboptimalisering.

Statoils virksomhet eksponerer selskapet for finansiell risiko, som for eksempel markedsrisikoer (inkludert råvarebaserte prisrisikoer, rente- og valutarisiko) og likviditets- og kreditrisiko. Styring av finansiell risiko er diskutert nærmere i note 5 Finansiell risikostyring til konsernregnskapet.

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). Forretningsområdene for markedsføring og omsetting av råvarer er ansvarlig for å styre råvarebaserte prisrisikoer innenfor sine mandater. Risiko knyttet til rente, likviditet,

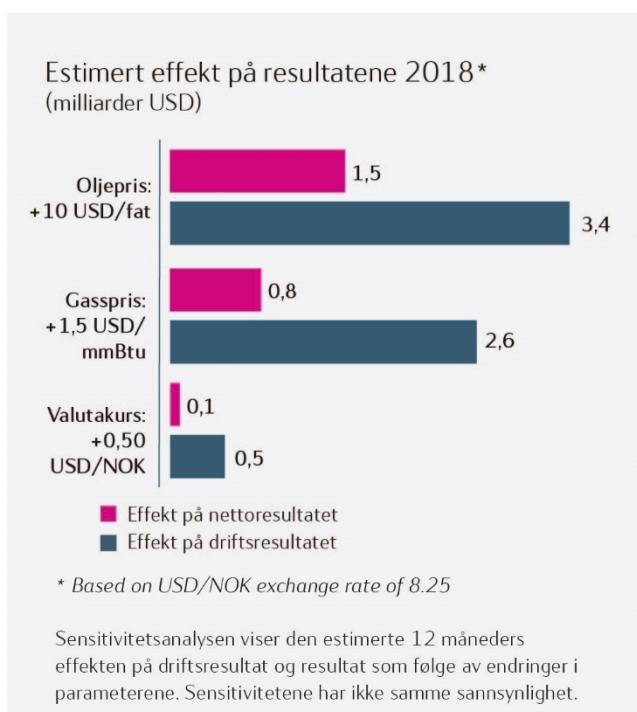
ansvar og kreditt styres sentralt av selskapets finansavdeling. Alle større strategiske transaksjoner skal koordineres på konsernnivå.

De viktigste faktorene som påvirker Statoils drifts- og finansresultater er blant annet prisnivået på råolje og naturgass, trender i valutakursen som hovedsakelig er 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 petroleumskonserver, 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 drifts- og finansresultater vil også påvirkes av trender i den internasjonale oljebransjen, herunder mulige tiltak fra statlige og andre regulatoriske myndigheter 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 oljefeltservice, forsyninger og utstyr, konkurranse om lettemuligheter 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 mellom USD og NOK for 2017, 2016 og 2015.

| For regnskapsåret | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|------|------|------|
| Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD per fat) | 54,2 | 43,7 | 52,4 |
| Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (USD/mmBtu) | 5,6 | 5,2 | 7,1 |
| Referanseraffineringsmargin (USD per fat) | 6,3 | 4,8 | 8,0 |
| USD/NOK gjennomsnittlig daglig valutakurs | 8,3 | 8,4 | 8,1 |



Illustrasjonen over viser den indikative årlige effekten som helhet på finansresultatet for 2018 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 er ikke vesentlig asymmetriske i forhold til effektene som vises i illustrasjonen.

Vesentlige nedjusteringer av Statoils råvarereprisforutsetninger kan medføre nedskrivninger på visse produksjons- og utbyggingsfelt i porteføljen. Se note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet for sensitivitetsanalyse knyttet til nedskrivningene.

Statoil vurderer jevnlig prissikringsmuligheter for olje og gass som et verktøy for å øke den finansielle styrken og fleksibiliteten.

Valutasvingninger kan også 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 valutaskjевheten ved å utstede eller bytte langsiktig finansiell gjeld i USD. Denne langsiktige finansieringspolitikken er en integrert del av vårt totale risikostyringsprogram. Statoil driver også valutaförvaltning för att dekka behov över USD, i huvudsak i norska kronor. Generellt vil en ökning i dollarkursen i förhållande till norska kronor ge en ökning i Statoils rapporterade intäkter.

Historisk har Statoils intäkter i stor grad kommit från utvinning av olje och naturgas på norsk sokkel. Norge krever 78 % marginalskatt på intäkter från olje- och gassvirksomhet till havs (en symmetrisk skatteordning). För närmare information se avsnitt 2.7 Konsernforhold under Beskrivning av Statoil.

Statoils intäktsskatter modereras som fölge av den betydelse andelen av selskapets norska offshoreintäkter som skattas med 78 % i lönnsmässiga perioder, och den betydelse skattefordelen av selskapets norska offshorevirksomhet i eventuella perioder med tap. Skattegrundlaget är 3 % av mottatt utbytte, som skattas efter vanlig intäktsskatt (reducerat från 24 % i 2017 till 23 % i 2018). Utbytte från norska selskaper och liknande selskaper i EØS för skatteformål, där mottagaren har mer än 90 % av aktierna och rösträtten, är unntatt från beskatning i sin helhet. Utbytte från selskaper hemmahörande i EØS som inte liknar norska selskaper, selskaper i lavskattland och porteföljeinvesteringar utanför EØS vil, under vissa omständigheter, vara gjenstand för den vanlige intäktsskattensatsen (som ble reducerad från 24 % i 2017 till 23 % i 2018) basert på hela det mottatta belöpet.

Rapportering vedrørende markedsrisiko

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

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

2.12 SIKKERHET, SIKRING OG BÆREKRAFT

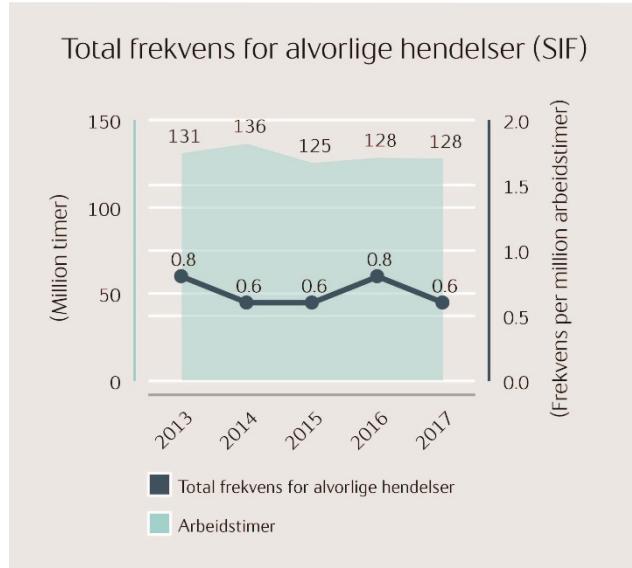
Sikkerhet og sikring

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 dyp. 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 en global oljevernberedskap som inkluderer tett 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. Vår ambisjon er å være bransjeledende på å sørge for sikker drift som beskytter personer, miljøet, lokalsamfunnene vi samarbeider med og virksomhetene våre.

Den totale frekvensen for alvorlige hendelser (SIF), inkludert både faktiske og potensielle ulykker, var 0,6 hendelser per million arbeidstimer, en nedgang fra 0,8 i 2016. Vi hadde ingen alvorlige hendelser med storulykkepotensial i 2017.

Personskadefrekvensen per million arbeidstimer (TRIF) var 2,8 i 2017, mot 2,7 i 2016.⁶



Det totale antallet alvorlige olje- og gasslekkasjer (over 0,1 kg per sekund) var 16 i 2017, en nedgang fra 18 i 2016. Ingen av de alvorlige olje- og gasslekkasjene ble antent. Vi opplevde en nedgang på 50 % (fra 6 til 3) i antallet olje- og gasslekkasjer i vår landbaserte virksomhet i Norge og Danmark sammenlignet med 2016. Det tilsvarende antallet utenfor Norge og Danmark lå på omtrent samme nivå i 2017 som i 2016.

⁶ TRIF for 2016 er oppgitt på ny på grunn av feilrapportering av antall arbeidstimer. Den ble tidligere rapportert som 2,9.

I perioden 2012 til 2016 hadde vi en nedgang i antallet oljeutslipp per år. For 2017 økte antallet oljeutslipp til 206, mot 146 i 2016. Hovedårsaken til denne økningen var vår landbaserte virksomhet i USA. Det er gjort tre tiltak for å redusere tallet på lekkasjer og utslipp: et program for proaktiv identifisering og forebygging av lekkasjer og utslipp, bedre kontroll av teknisk integritet før oppstart eller restart av anlegg og styrking av leverandørenes forpliktelse gjennom opplæring og oppfølging.

Det totale volumet med oljeutslipp falt fra 61 m³ i 2016 til 34 m³ i 2017. Det største utslippet var en gassoljelekkasje på 8 m³ fra en trykkavlastningsventil ved Kalundborg-raffineriet i Danmark, hvorav 5 m³ ble samlet opp ved hjelp av sekundærbarrierer.

Sikring er et viktig aspekt i energiindustrien, og vi vurderer sikringstrusler og risiko fortløpende slik at risikoen kan håndteres effektivt og forholdsmessig. Vi opplevde ingen alvorlige sikringshendelser i 2017.

I 2017 lanserte vi programmet "Jeg er sikkerhet" for å styrke sikkerhets- og sikringsresultatene ytterligere. Det fokuseres på å styrke den personlige forpliktselen gjennom å øke engasjementet, synligheten og bevisstheten rundt sikkerhets- og sikringsfaktorer som er relevante for den enkelte.

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.

De vesentligste risikofaktorene forbundet med arbeidsmiljøet er støy, ergonomi, kjemisk risiko og psykososiale forhold.

Sykefraværet hadde en liten økning fra 4,3 % i 2016 til 4,6 % i 2017.

Klimaendringer

Statoil støtter ambisjonene i Paris-avtalen fra desember 2015 om å begrense den gjennomsnittlige globale temperaturstigningen til godt under to grader sammenlignet med nivåene fra førindustriell tid innen 2100.

Overgangen til en økonomi med lavere karbonutslipp er i gang. I 2017 innarbeidet Statoil sin respons på klimaendringene i sin spissede forretningsstrategi. Statoil tar sikte på å utvikle en portefølje med høy verdi og lavere karbonutslipp, som vil være robust for fremtidige svingninger i energipriser og potensielt høyere karbonkostnader.

Statoils klimaveikart, som ble lansert i mars 2017, utdypev hvordan Statoil forventer å oppfylle den strategiske ambisjonen om å skape et lavkarbonfortrinn og utvikle virksomheten innen 2030, i tråd med ambisjonene i Paris-avtalen og FNs bærekraftsmål 7 (Sikre tilgang til pålitelig og bærekraftig energi til en overkommelig pris) og 13 (Handle umiddelbart for å bekjempe klimaendringene og konsekvensene av dem).

For å gjennomføre klimaveikartet fokuserer Statoil på tre hovedområder:

- utvikle en olje- og gassportefølje med lavere karbonutslipp
- etablere en industriell posisjon innen nye energiløsninger
- stresstesting og transparent rapportering.

Statoil benytter en intern karbonpris på minimum 50 USD per tonn karbondioksidekvivalenter fra 2020 for alle potensielle prosjekter og investeringer. I land der den faktiske karbonprisen er høyere enn 50 USD (f.eks. i Norge) bruker Statoil den faktiske prisen og prognosene for fremtidig karbonpris i investeringsanalysen.

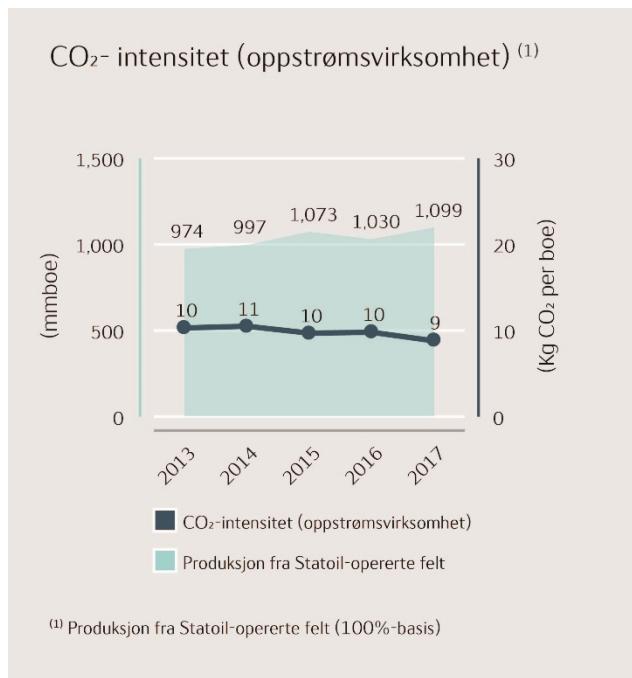
I løpet av 2017 ble klimaprinsippene i enda større grad integrert i beslutningsprosessene, gjennom innføring av konserndekkende retningslinjer for vurdering av karbonintensitet og muligheter for utslippsredusjoner, for alle potensielle prosjekter og investeringer.

Arbeidet med å redusere CO₂-utslip og utslippsintensiteten fra Statoil-opererte felt fortsetter, og en handlingsplan for internasjonale partneropererte aktiviteter ble utarbeidet.

Innen 2030 tar Statoil sikte på å redusere de årlige CO₂-utslippene med 3 millioner tonn, sammenlignet med utslippsnivåene i begynnelsen av 2017⁷, gjennom energieffektiveringstiltak og bruk av lavkarbonenergikilder.

Resultatene i 2017

Statoils oppstrøms CO₂-intensitet falt fra 10 kg per fat oljeekvivalenter i 2016 til 9 kg per fat oljeekvivalenter i 2017, hovedsakelig fordi vi gikk ut av oljesandprosjekter i Canada og økte eksporten av gass fra det elektrifiserte Trollfeltet. De totale CO₂-utslippene viste en svak økning fra 14,8 millioner tonn i 2016 til 14,9 millioner tonn i 2017.



Direkte utslepp av drivhusgasser (såkalte kategori 1-utslepp) lå på samme nivå i 2017 som i 2016, med 15,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Drivhusgassutslippene omfatter CO₂ og metan (CH₄), der CO₂ utgjør den største andelen. Utslipp av metan (CH₄) sank fra 24,2 tusen tonn i 2016 til 22,2 tusen tonn i 2017.

⁷ Innen 2030 tar Statoil sikte på å oppnå årlige CO₂-utslipp som er 3 millioner tonn lavere enn de ville ha vært om det ikke ble gjennomført reduksjonstiltak mellom 2017 og 2030.

Det ble gjennomført flere tiltak for å få ned CO₂-utslippene i 2017, med en samlet reduksjon på rundt 360 000 tonn CO₂. Den største bidragsyteren var energieffektiviseringstiltak ved Hammerfest LNG.

Vekstmuligheter for Statoil innenfor fornybar energi og nye energiløsninger omfatter både kommersielle investeringer og forskning og utvikling (FoU). Statoil er engasjert i prosjekter innen havvindmøller, karbonfangst og -lagring, solenergi og hydrogengass. I 2017 var Statoils investeringer i nye energiløsninger i tråd med vår ambisjon. I 2017 gikk ca. 18 % av Statoils utgifter til forskning og utvikling til energieffektivisering, karbonfangst og fornybar energi.

Klimarisiko og rapportering: Arbeidsgruppen for klimarelatert finansiell rapportering

Klimaveikartet legger til rette for styrket rapportering om klimarelaterte forretningsrisiko, i tråd med anbefalingene som er fremmet av Financial Stability Board's Task Force on Climate-related Financial Disclosure (TCFD), som støttes av Statoil. I 2017 sluttet vi oss til TCFD Preparer Forum for olje- og gasselskaper for å samarbeide med arbeidsgruppen om effektive og praktisk mulige måter å gjennomføre TCFD-anbefalingene for rapportering.

Gjennomføringen av selskapets klimaambisjoner er et linjeansvar. Konsernets bærekraftavdeling er imidlertid ansvarlig for å følge opp selskapets klimaveikart samt rapportering av resultater og risikoforhold knyttet til bærekraft og klima på konsernnivå, til konsernledelsen og styret.

Statoil vurderer regelmessig klimarelatert forretningsrisiko, enten denne er politisk, lovgivningsmessig, markedsmessig, fysisk eller knyttet til omdømme, som en del av selskapets risikostyringsprosess. Dette innbefatter vurdering av både oppsider og ned sider. Statoil benytter verktøy som intern karbonprising, scenarioanalyse og følsomhetsanalyse av prosjektopporteføljen mot forskjellige olje- og gassprisantakelser. Vi vurderer jevnlig hvordan utviklingen av teknologi og endringer i forskrifter kan påvirke olje- og gassprisen, kostnaden ved å utvikle nye ressurser og etterspørselen etter olje og gass samt muligheter innen fornybar energi og lavkarbonløsninger.

I seksjon 2.11 Risikoanalyse under Risikofaktorer i denne rapporten gis en detaljert oversikt over klimarelaterte risikofaktorer, og resultatene av stresstesting av porteføljen vår mot scenariene fra Det internasjonale energibyrået (IEA).

Konsernledelsen og styret evaluerer og følger regelmessig med på forretningsmessige risikoer og muligheter knyttet til klimaendringer. I 2017 droftet styret klimaspørsmål i fire av åtte møter (inkludert én risikooppdatering), mens utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk droftet klimaspørsmål i alle sine fem møter.

Interessentengasjement og -samarbeid

Klimaendring er sammensatt og krever globalt samarbeid på tvers av sektorene. Vi er forpliktet til å samarbeide med leverandører, kunder, myndigheter og andre olje- og gasselskaper for å finne innovative og kommersielt gjennomførbare måter å redusere utslippene på gjennom hele verdikjeden for olje og gass. Vi er medlem av det CEO-ledede OGCI-initiativet (Oil and Gas Climate Initiative). Gjennom deltakelsen vår i OGMP-samarbeidet (Climate and Clean Air Coalition's Oil and Gas Methane Partnership) fortsatte vi vår systematiske innsats for å løse utfordringene knyttet til 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, anvendelse av karbonfangst, -bruk og -lagring og andre lavkarbonløsninger, effektiv produksjon, distribusjon og bruk av energi på verdensbasis. Vi samarbeidet 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 2017. 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 seg til å bidra til å stoppe rutinemessig fakling innen 2030 gjennom Verdensbankens initiativ Zero Routine Flaring by 2030.

Miljøkonsekvenser og ressurseffektivitet

Statoil er forpliktet til å sørge for effektiv ressursutnyttelse og ansvarlig håndtering av avfall, utsipp 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 økte fra 13,5 millioner kubikkmeter i 2016 til 14,8 millioner kubikkmeter i 2017. Den viktigste faktoren for denne økningen var hydraulisk frakturering i flere brønner sammenlignet med 2016, i forbindelse med utvinning fra skifer og tette bergarter på land i USA. 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 40 tusen tonn i 2017, opp fra 39 tusen tonn i 2016. Økt aktivitet innen boring og brønnstimulering var den viktigste årsaken til denne økningen. Utslipp av svoveloksid var på 1,7 tusen tonn, ned fra 1,8 tusen tonn i 2016. Hovedårsaken til denne nedgangen var at vi i 2017 gikk ut av oljesandprosjektene i Canada. Samlede utslipp av flyktige, organiske forbindelser som ikke er metan, var på 49 tusen tonn i 2017, det samme som i 2016.

Statoil er opptatt av å verdslette 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 oljeutslipper i forbindelse med sjøtransport.

I 2017 så vi en nedgang på 32 % i volumet av farlig avfall, fra 438 tusen tonn i 2016 til 296 tusen tonn i 2017. Den viktigste faktoren bak denne volumnedgangen var mindre boring og oppstart av færre brønner på norsk kontinentalsokkel på steder uten renseutstyr for forurenset vann. Ubehandlet forurenset vann ble derfor sendt til land for rensing. Gjenninningsprosenten for farlig avfall var noe lavere i 2017, med 83 % mot 84 % i 2016.

For operasjoner på land i USA i 2017 ble det sendt 105 tusen tonn borekaks og fast avfall til avfallsdeponier, og 4,7 millioner kubikkmeter produsert og anvendt vann ble dypbrønnsdeponert.

Disse avfallstypene er unntatt fra regelverket for behandling av farlig avfall i USA.

I 2017 var volumet av ikke-farlig avfall produsert ved alle Statoil-opererte anlegg på 34 tusen tonn, sammenlignet med 50 tonn i 2016. Gjenninningsprosenten var på 71 % i 2017, mot 56 % i 2016. Nedgangen i produsert volum og økningen i gjenninningsprosent skyldes i hovedsak salget av våre oljesandprosjekter i Canada.

Ordinære utslipp av olje til vann var 1,2 tusen tonn i 2017, mot 1,4 tusen tonn i 2016. Denne nedgangen skyldes en kombinasjon av vedlikehold i 2017, med påfølgende lavere produksjonsnivå, samt driftstiltak på flere felt som har redusert volumet av produsert vann som slippes ut i sjøen, og redusert innhold av olje i vann i utslippsvannet.

Arbeid med leverandører

Statoil har forpliktet seg til å bruke leverandører som 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 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. I 2017 ble det utarbeidet et nytt vedlegg, som dekker krav til leverandørene om overholdelse av menneskerettigheter og antikorruption, og som skal brukes i nye kontrakter. Potensielle leverandører av kontrakter med en verdi på over 800 000 USD må undertegne Statoils leverandørerklæring, som fastsetter minstekrav til etikk, korruptionsbekjempelse, 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 veilegende 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 er fastsatt i FNs verdenserklæring om menneskerettigheter. Den internasjonale arbeidsorganisasjonens erklæring fra 1998 om grunnleggende prinsipper og rettigheter i arbeidslivet, og gjeldende standarder i humanitær folkerett.

Arbeidstakerrettigheter og arbeidsforhold for medarbeidere og leverandører, menneskerettigheter for det enkelte 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 2017 beholdt Statoil sitt fokus på å styrke resultatene innen helse og sikkerhet. Statoil satset også videre på å styrke mangfoldet i arbeidsstyrken gjennom å ta hensyn til kjønn, nasjonalitet, bakgrunn, etnisitet, kompetanse, alder og preferanser. Selskapet jobbet også for å styrke den sentraliserte fastsettelsen av lønn og godtgjøringer for å sikre at de er både rettferdige og attraktive.

I 2017 fokuserte Statoil på å styrke våre prosesser for å ivareta menneskerettigheter i forsyningsskjeden og å øke bevisstheten gjennom opplæring. Vi gjennomførte 41 leverandørkontroller i 16 land i 2017. Mer enn 260 medarbeidere i forsyningsskjeden deltok i klasseundervisning om menneskerettigheter. Et vedlegg om overholdelse av lover og regler, som omfatter menneskerettigheter og antikorrupsjonsregler for leverandører, ble innført for bruk i nye kontrakter. Arbeidet med veileddningsstøtte som vil bli innført i 2018, har startet.

I 2017 fulgte styringskomiteen for menneskerettigheter (HRSC), som er ansvarlig 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. Over 500 ansatte og innleid personell meldte seg på e-læringskurset om menneskerettigheter i 2017. Av andre opplæringstiltak ble det i 2017 holdt fokusmøter om menneskerettigheter under diverse ledermøter, hvor i alt 42 ledere i hele selskapet deltok. I 2017 startet Statoil også å utarbeide et kurs i menneskerettigheter for bruk i hele konsernet som kan skreddersys for spesifikke målgrupper.

Situasjonen i områder der Statoil har virksomhet, er slik at vi er nødt til å engasjere sikringstjenester for å trygge Statoils medarbeidere og eiendom. Vi legger særlig vekt på tiltak 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 Compacts arbeidsgruppe for antikorrupsjon og Verdens økonomiske forums PACI (Partnering Against Corruption Initiative), og støtter Transparency International Norge. I 2017 deltok Statoil aktivt i den norske nasjonale interessentgruppen i EITI og var gjennom sitt styremedlem representert i EITI-styret internasjonalt. Statoil samarbeidet også med lokale og nasjonale organisasjoner i andre land som implementerer EITI, og ga USD 60 000 i økonomisk støtte til EITI internasjonalt. Statoil deltok også i en arbeidsgruppe for

interessenter i regi av Transparency International i forbindelse med utarbeidelse av rapporten *Ten anti-corruption principles for state-owned enterprises*, som kom ut i november 2017.

Statoil mener at ansvarlig og etisk atferd er en forutsetning for en bærekraftig virksomhet. Statoil har nulltoleranse for alle former for korruption. Denne filosofien gjennomsyrer hele selskapet gjennom våre verdier, etiske retningslinjer og antikorrupsjonsprogram. Statoils etiske retningslinjer (Code of Conduct) forbryr alle former for korruption og bestikkelse, inkludert tilretteleggsbetinging.

De etiske retningslinjene er basert på Statoils verdier og viser at selskapet er oppatt av høy etisk standard i våre forretningsaktiviteter. Retningslinjene beskriver selskapets krav til forretningspraksis på områder som antikorrupsjon, hvitvasking, rettferdig konkurranse, menneskerettigheter og et ikke-diskriminerende arbeidsmiljø med like muligheter. De gjelder for alle Statoils ansatte, styremedlemmer, innleid personell og alle som utfører tjenester for og på vegne av Statoil.

Statoil ønsker å samarbeide med andre som deler selskapets engasjement for etikk og regeletterlevelse og som har etablert etiske retningslinjer i samsvar med Statoils retningslinjer. Før vi går inn i et nytt forretningsforhold eller forlenger et eksisterende forhold, må forholdet tilfredsstille kravene i due diligence-prosessen. Statoils due diligence-prosess er risikobasert og gjør oss i stand til å fokusere innsatsen på områder der vi ser utfordringer. I interessentskap og partnerskap som ikke kontrolleres av Statoil, oppfordrer Statoil til at det blir vedtatt retningslinjer, prosedyrer og kontrollmekanismer for etikk og antikorrupsjon som er 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 opptre i samsvar med Statoils verdier og etiske krav. Manglende etterlevelse av de etiske retningslinjene kan medføre disciplinærtiltak, også oppsigelse av kontrakten med Statoil.

Statoils antikorrupsjonsprogram oppsummerer de normer, krav og prosedyrer som er innført for å overholde gjeldende lover og forskrifter og opprettholde vår høye standard for etisk forretningsdrift. Et globalt nettverk av compliance officers er integrert i vår forretningsvirksomhet for å sikre at etikk- og antikorrupsjonshensyn alltid blir ivaretatt i Statoils forretningsvirksomhet, uavhengig av hvor aktiviteten finner sted.

Vi forventer at og oppfordrer til at alle som blir oppmerksom på mulige brudd på de etiske retningslinjene, Statoils regelverk eller gjeldende lovgivning, melder fra på en rask og ansvarlig måte. Bekymringsmeldinger kan innrapporteres 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 107 saker gjennom hjelpelinjen i 2017, mot 51 i 2016.

Andre relevante rapporter

Du finner mer informasjon om Statoils retningslinjer og praksis rundt sikkerhet, sikring og bærekraft i Statoil ASAs bærekraftrapport for 2017.

2.13 VÅRE MEDARBEIDERE

I Statoil arbeider organisasjonen og den enkelte medarbeider sammen for å forme energifremtiden. 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 de rette personene. Gjennom vårt engasjement, kreativitet og samarbeid ønsker vi å bygge et bedre Statoil for morgendagen. Vi har forpliktet oss til å skape et omsorgsfullt arbeidsmiljø preget av samarbeid, der vi fremmer mangfold, inkludering og like muligheter for alle ansatte.

Å gi ansvar til våre medarbeidere er en viktig del av det å sette Statoils skjerpede strategi ut i livet. I 2017 innførte vi vår nye medarbeider- og ledelsesstrategi, som skal sikre at vi har riktig kompetanse og muligheter for fremtiden. Prinsippene denne strategien bygger på, er vårt sikkerhetsfokus, støttet av personalprosessene, vår tilstedeværelse i rekrutteringsmarkedet, en bedriftskultur som omfavner digitalisering, fleksibilitet i arbeidsstyrken og økt mangfold.

I 2017 styrket vi prestasjonsstyringen for å videreforske en prestasjonsutviklingskultur i Statoil. Hovedmålsetningen er å utvikle en sterkere kultur, med kontinuerlig tilbakemelding, veiledning og utvikling. I stedet for å fokusere på resultatene for året som ligger bak oss, fokuserer vi på løpende tilbakemelding, styrkebasert

utvikling og belønnings- og talentresultater med innspill fra flere kanter. People@Statoil er vår felles prosess for personalutvikling, innplassering, ytelse og belønning. Det er en integrert del av vår prestasjonsutvikling og gjelder alle ansatte.

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. Gjennom hele 2017 har vi hatt fokus på personalutvikling, og aktivitetsnivået har blitt nøyne overvåket gjennom våre kritiske prestasjonsindikatorer (KPIer) for personalutvikling både på konsern- og forretningsområdene våre. KPIene angir ambisjonsnivået både for vårt konserndekkende universitet og interne jobbmarked.

Vårt konserndekkende universitet er vår plattform for læring. Det setter selskapet i stand til å bygge opp kompetansen vi trenger for å levere på vår strategi, forbedre oss kontinuerlig samt være ledende innen utvikling av ledelse og teknologi. I erkjennelsen av at digitalisering og automasjon vil endre måten vi jobber på i årene som kommer, har vi etablert et nytt digitalt akademi i vårt konserndekkende universitet for å bygge opp digital kompetanse i hele organisasjonen. Videre er vår plattform for læring og levering av innhold oppgradert med innføringen av et nytt styringssystem for læring, som støtter vår ambisjon om å gjøre engasjerende og virtuell læring tilgjengelig for alle. I 2017 økte gjennomsnittlig antall opplæringsdager for ansatte til 3,9 (opp fra 3,2 i 2016) for formell læring. Ambisjonen er å øke aktivitetsnivået for læring ytterligere for å støtte utviklingen av våre ansatte.

| Fast ansatte og prosentdel kvinner i Statoilkonsernet | Antall ansatte | | | Kvinner | | |
|---|----------------|--------|--------|---------|------|------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 |
| Norge | 17.632 | 18.034 | 18.977 | 30% | 30% | 30% |
| Resten av Europa | 947 | 838 | 855 | 25% | 28% | 29% |
| Afrika | 78 | 78 | 98 | 37% | 36% | 35% |
| Asia | 69 | 73 | 97 | 52% | 59% | 36% |
| Nord-Amerika | 1.174 | 1.230 | 1.265 | 33% | 35% | 35% |
| Sør-Amerika | 345 | 286 | 289 | 35% | 37% | 38% |
| Totalt | 20.245 | 20.539 | 21.581 | 30% | 31% | 30% |
| Ikke-OECD | 599 | 541 | 590 | 37% | 40% | 40% |

Samlet bemanning etter region, ansettelsesforhold og nyansatte i Statoil-konsernet i 2017

| Geografisk område | Fast ansatte | Konsulenter | Total arbeidskraft ¹⁾ | Konsulenter (%) | Deltidsansatte (%) | Nyansatte |
|-------------------|---------------|-------------|----------------------------------|-----------------|--------------------|------------|
| Norge | 17.632 | 493 | 18.125 | 3% | 3% | 213 |
| Resten av Europa | 947 | 84 | 1.031 | 8% | 2% | 168 |
| Afrika | 78 | 2 | 80 | 3% | 0% | 7 |
| Asia | 69 | 4 | 73 | 5% | 0% | 7 |
| Nord-Amerika | 1.174 | 201 | 1.375 | 15% | 0% | 231 |
| Sør-Amerika | 345 | 4 | 349 | 1% | 0% | 79 |
| Totalt | 20.245 | 788 | 21.033 | 4% | 3% | 705 |
| Ikke-OECD | 599 | 10 | 609 | 2% | NA | 106 |

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 2017.

ANSATTE I STATOIL

Statoil-konsernet har 20.245 ansatte. Av disse er omkring 17.600 ansatt i Norge, og ca. 2.600 utenfor Norge.

Statoil arbeider systematisk for å bygge opp en mangfoldig arbeidsstyrke ved å rekruttere, utvikle og beholde medarbeidere av begge kjønn, av forskjellige nasjonaliteter og i alle aldersgrupper på tvers av stillingstyper. I 2017 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 2017 var 71 % av nyansatte i Statoil av annen nasjonalitet enn norsk, og 27 % var kvinner.

Vi tror den globale konkurransen om dyktige medarbeidere på viktige utviklingsområder vil bli sterkere i årene som kommer. Vi er fortsatt førstevälget som arbeidsgiver for ingeniørstudenter og fagfolk i Norge, ifølge den årlige rangeringen til Norwegian Universum Employer Attractiveness.

I 2017 har vi ytterligere styrket våre programmer for nyutdannede (graduates). Konsernets videreutdanningsprogram ble endret til et toårig hurtigløp for alle geografiske områder og fagfelt, og omfatter et introduksjonsprogram, nettverksaktiviteter, læringsevents og feltturer, rotasjon og veiledning. Programmet bidrar til å øke tempoet i utviklingen av unge fagfolk og bygger opp en sterk forståelse av Statoils verdikjeder. I 2017 rekrutterte vi 69 nyutdannede (hvorav 26 kvinner). Ved utgangen av 2017 hadde vi totalt 143 nyutdannede i Statoil (hvorav 57 kvinner).

Videre avspeiler vårt årlige inntak av læringer vår langsiktige satsing på utdannelse og opplæring av unge teknikere og operatører i olje- og gassindustrien. I 2017 fikk 139 nye studenter læringsplass, av disse var 45 kvinner. Totalt var antall læringer ved utgangen av året 291 (hvorav 85 var kvinner). I 2017 lanserte Statoil et pilotprogram for praktikanter innen undervannsdisiplinen. I dette programmet ble 30 nyutdannede tilbuddt ett års opphold hos oss for å få erfaring og gjøre overgangen fra studier til arbeidsliv lettere.

Vår globale medarbeiterundersøkelse (GPS), som ser på spørsmål som er relevante for de ansattes trivsel og prestasjoner, hadde en

merkbar høy svarprosent på 88 % i 2017. Svarene fra de ansatte viste et fortsatt høyt engasjement for å jobbe i Statoil⁸, med en skår på 75 av 100, mot 72 av 100 i 2016.⁹ Denne skåren overgikk KPI-målet for selskapsengasjement. De ansatte rapporterte en skår på 71 av 100 for kompetanse- og personalutvikling, noe som er høyt. Vi har som mål å oppnå enda høyere skår i 2018.

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 2017. Informasjonen om selskapets personalpolitikk gjelder Statoil ASA og datterselskapene.

Like muligheter

Vi arbeider for å bygge en arbeidsplass som fremmer mangfold og ønsker at Statoil skal bli en inkluderende arbeidsplass der alle kan dele sine synspunkter, være seg selv og utvikle seg og trives i et trygt arbeidsmiljø.

I 2017 fortsatte vi å analysere mangfoldet i bedriften, på alle nivåer og lokasjoner, for å sikre stadig forbedring i vår representasjon. I 2017 utgjorde kvinner 30 % av arbeidsstyrken i Statoil. Andelen kvinner i Statoils styre er 40 % (33 % blant ansattvalgte og 43 % blant aksjonærvalgte medlemmer). I konsernledelsen er andelen kvinner fremdeles 27 %. Andelen kvinner i lederstillinger var 28 % i 2017. Vi følger nøy med på mannsdominerte stillinger og fagområder, og i 2017 holdt andelen kvinnelige ingeniører seg stabil på 27 % i Statoil ASA. I 2018 vil vi jobbe aktivt for å øke denne andelen gjennom våre utviklingsprogrammer, som for eksempel det

⁸ Totalskåren for medarbeiterengasjement avspeiler medarbeiderernes tilfredshet, entusiasme og stolthet over å jobbe for Statoil. Skårene er basert på tilbakemeldinger fra en årlig undersøkelse som blir sendt ut til alle ansatte.

⁹ I 2017 ble skalaen i spørreskjemaet for Global People Survey (GPS) endret fra 1-6 til 1-10, og rapporteringsindeksen ble endret til 0-100. Historiske data er derfor konvertert for å kunne rapportere tendenser.

lokale talentprogrammet, som en del av satsingen på bredere mangfold og inkludering.

Fagforeninger og representanter

Vi har tro på involvering av våre medarbeidere og deres relevante representanter i utviklingen av selskapet. Vi respekterer våre ansattes organisasjonsrett og dermed deres rett til å forhandle og samarbeide gjennom sine aktuelle representative organer. Målene 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.

I 2017 fortsatte vi det nære samarbeidet med norske ansattrepresentanter for å diskutere strategiske saker, som for eksempel endringer i vurderingen av ansattes prestasjoner, organisasjonsendringer og igangsatte tiltak for økt sikkerhet. En slik dialog gir verdifulle perspektiver og bedre beslutninger.

Mer informasjon om Statoils medarbeidere finnes i Bærekraftrapporten for 2017.

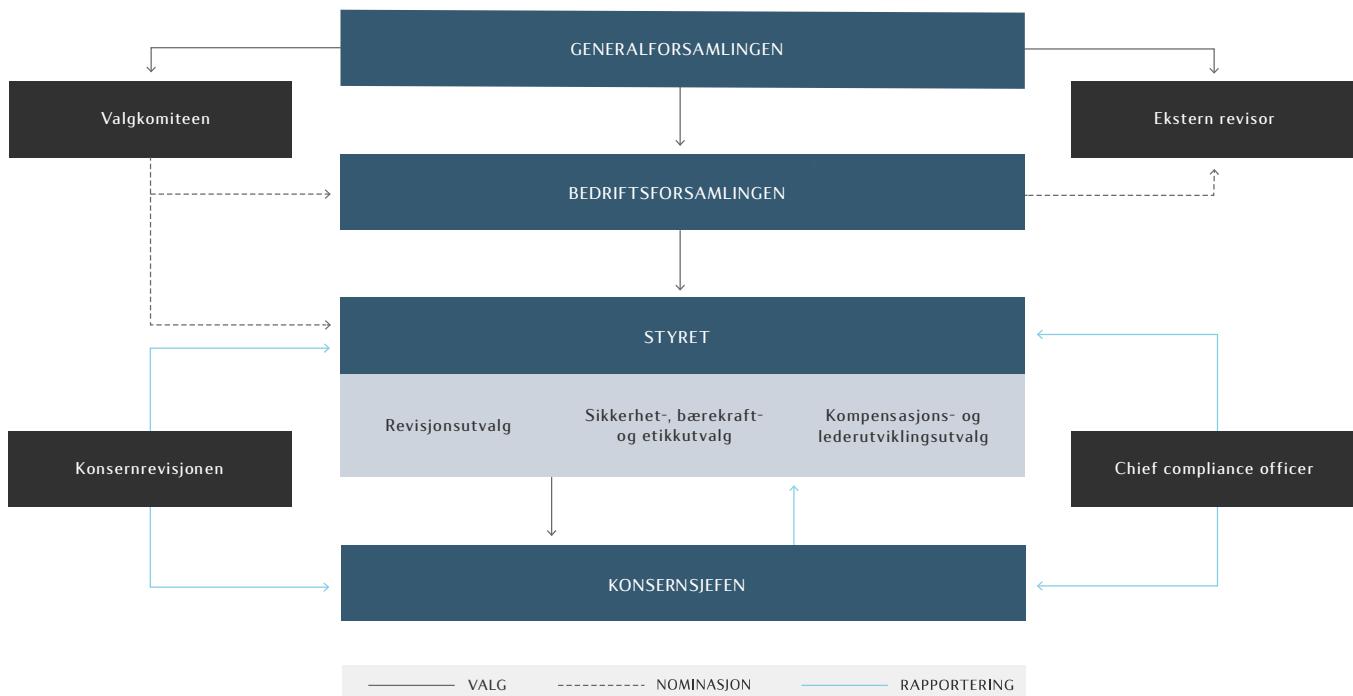


Eierstyring og selskapsledelse

| | |
|------------------------|-----|
| Egenkapital og utbytte | 90 |
| Generalforsamlingen | 92 |
| Bedriftsforsamlingen | 94 |
| Styret | 96 |
| Konsernledelsen | 101 |
| Godtgjørelser | 108 |

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:

- 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 seksjon 3.1 Implementering og rapportering.
- Opplysninger om hvor anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1 er offentlig tilgjengelige: Beskrevet i denne innledningen.
- En begrunnelse for eventuelle avvik fra anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1: Det er to avvik fra anbefalingen, ett i seksjon 3.6 Generalforsamling og det andre i seksjon 3.14 Overtakelse. Årsakene til disse avvikene er forklart under de respektive punktene i redegjørelsen.
- 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 seksjon 3.10 Risikostyring og internkontroll.

- Vedtektsbestemmelser som helt eller delvis utvider eller fraviker bestemmelser i allmennaksjeloven kapittel 5: Beskrevet i seksjon 3.6 Generalforsamling.
- Sammensetningen av styre, bedriftsforsamling, representantskap og kontrollkomité, eventuelle arbeidsutvalg for disse organene, samt en beskrivelse av hovedelementene gjeldende instrukser og retningslinjer for organenes og eventuelle utvalgs arbeid: Beskrevet i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen og seksjon 3.9 Styrets arbeid.
- Vedtektsbestemmelser som regulerer oppnevning og utskifting av styremedlemmer: Beskrevet i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen under undertittelen Styret.
- Vedtektsbestemmelser og fullmakter som gir styret adgang til å beslutte at foretaket skal kjøpe tilbake eller utstede egne aksjer eller egenkapitalbevis: Beskrevet i seksjon 3.3 Egenkapital og utbytte.

3.1 IMPLEMENTERING OG RAPPORTERING

Introduksjon

Statoil ASA er et norsk børsnotert allmennaksjeselskap med hovednotering på Oslo Børs, og grunnlaget for Statoil-konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov. Våre American Depository Receipts (ADRs), som representerer våre aksjer, er også notert på New York Stock Exchange (NYSE) og er underlagt kravene fra NYSE og det amerikanske kredittilsynet (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 retningslinjer, 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 arbeidsstandarden, åpenhet og antikorruption, bruk av lokal arbeidskraft og lokale anskaffelser, helse og sikkerhet, arbeidsmiljø, sikring og generelle miljømessige hensyn.

Selskapets system for eierstyring og selskapsledelse er nærmere beskrevet på nettsiden www.statoil.com/eierstyring, hvor aksjonærer og andre interessegrupper kan lese om tema de har spesiell interesse for og lett navigere seg fram til tilhørende dokumentasjon.

Avvik fra Anbefaling: Ingen

Statoils målsetning og prinsipper

Statoils målsetning er å skape langsigktig verdi for aksjonærerne gjennom undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avlede produkter samt 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 aksjonærerne.

Styrets arbeid er basert på en klart definert fordeling av roller og ansvar mellom aksjonærerne, styret og selskapets ledelse.

Statoils styrende strukturer og kontrollmekanismer bidrar til å sikre at selskapet driver virksomheten på en lønnsom måte til beste for aksjonærerne, ansatte og andre interesser 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 standarder) av konsernledelsen. Styret fokuserer på å forebygge interessekonflikt mellom aksjonærerne, 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 6. februar 2018 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 Føretaksregisteret med organisasjonsnummer 923 609 016.

Selskapets formål

Selskapets formål er å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avlede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltagelse i eller i samarbeid med andre selskaper.

Aksjekapital

Statoils aksjekapital er kr 8.346.653.047,50 fordelt på 3.338.661.219 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 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 avgive 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 vedtekten 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 2017.

Valgkomiteen

Valgkomiteens oppgaver er å avgive innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvilte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen samt honorarer til medlemmene av bedriftsforsamlingen, valg av medlemmer og honorarer til valgkomiteen, innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvilte medlemmer til styret og honorarer til styrets medlemmer samt innstilling til bedriftsforsamlingen på valg av bedriftsforsamlingens leder og nestleder. Generalforsamlingen kan vedta instruks for valgkomiteen.

Vedtekten er tilgjengelig på våre websider:
www.statoil.com/vedtekter.

Samsvar med NYSEs børsregler

Statoils primære børsnotering er på Oslo Børs, men selskapet er også registrert som utenlandsk privat utstedet hos det amerikanske finanstilsynet US Securities and Exchange Commission og notert på New York Stock Exchange.

American Depositary Receipts, som representerer selskapets underliggende ordinære aksjer, er 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 utstedet er Statoil frittatt for de fleste NYSE-krev 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 aksjonærvilte styremedlemmer etter styrets skjønn er uavhengige. 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 seksjon 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 seksjon 3.9 Styrets arbeid.

Statoil oppfyller NYSE-reglene plikt til å ha et revisjonsutvalg som oppfyller kravene i Rule 10A-3 i den amerikanske børsloven US Securities Exchange Act of 1934.

Revisjonsutvalget i Statoil har 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 of 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 oppfyller 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 hvilke velges av generalforsamlingen. NYSE-reglene krever at kompensasjonsutvalget i amerikanske selskaper skal bestå av uavhengige medlemmer, skal avgjøre innstilling om godtgjørelse til toppledelsen og ta stilling til rådgiveres uavhengighet når de blir engasjert. Som utenlandsk privat utsteder er Statoil frittatt for å følge disse reglene og kan følge hjemlandets regler. Statoil anser at samtlige medlemmer av kompensasjonsutvalget er uavhengige (i henhold til Statoils rammeverk, som ikke er identisk med NYSE-reglene som allerede nevnt). Statoils kompensasjonsutvalg kommer med anbefalinger til styret om godtgjørelse til ledelsen, inkludert 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 20.245 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 produsenter 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 leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avleddede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltagelse i, eller i samarbeid med, andre selskaper.

Statoils visjon er å «forme energiframtiden». Styret og administrasjonen har utarbeidet en konsernstrategi for å levere i

henhold til 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 Statoil 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 energilosninger – skape en ny og vesentlig industriell posisjon
- Midtstrøm og markedsføring – sikre tilgang til de beste markedene og økt verdi gjennom konjunkturswingninger.

For å lykkes i gjennomføringen av strategien må sikker drift alltid komme først. Statoil skal levere gjennom ansatte som er delegert myndighet og ansvar og som utnytter teknologi, digitalisering og innovasjon. Gjennom samhandling med interessenter skal Statoil bygge tillit og svare aktivt på utfordringer og muligheter. 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 samt personlig og felles integritet. Vi mener det er en sammenheng mellom å holde høy kvalitet på vår selskapsstyring og å skape aksjonærverdier.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.3 EGENKAPITAL OG UTBYTTE

Aksjonærers egenkapital

Per 31. desember 2017 var selskapets egenkapital på 39.861 millioner USD (eksl. 24 millioner USD i aksjeposter uten bestemmende innflytelse/minoritetsinteresser), det vil si 35,9 % av selskapets samlede eiendeler. Styret anser dette som hensiktsmessig ut fra selskapets behov for soliditet med hensyn til uttalte mål, strategi og risikoprofil.

En eventuell økning av selskapets aksjekapital må godkjennes av generalforsamlingen. Dersom styret skulle få mandat for å øke selskapets aksjekapital, ville et slikt mandat være begrenset til et definert formål. Dersom generalforsamlingen skal vurdere styremønster 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 utbyttenivå 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 aksjonærernes totalavkastning.

Aksjonærene kan under generalforsamlingen stemme for å redusere, men kan ikke øke, utbyttet for fjerde kvartal som er foreslått av

styret. Statoil kunngjør utbytteutbetalingene i forbindelse med kvartalsresultatene. Utbetaling av det kvartalsvise utbyttet forventes å finne sted ca. fire måneder etter kunngjøringen av hvert kvartalsvise utbytte.

Statoil fastsetter utbyttet i USD. Utbytte per aksje i NOK vil bli beregnet og kommunisert fire virkedager etter oppgjørsdag for aksjonærer på Oslo Børs.

Styret vil foreslå for generalforsamlingen at det for fjerde kvartal 2017 betales et utbytte på 0,23 USD per aksje.

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 aksjonærernes totalavkastning. For å kunne kjøpe tilbake aksjer må styret få fullmakt fra generalforsamlingen. Denne fullmakten må fornyes årlig. På generalforsamlingen 11. mai 2017 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 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 2018. Per 14. mars 2018 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 2017 fikk styret fullmakt til, på vegne av selskapet, å erverve egne aksjer med samlet pålydende verdi på inntil 35.000.000 NOK til bruk i konsernets aksjespareprogram for egne ansatte. Denne fullmakten er gyldig fram til neste generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni 2018.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.4 LIKEBEHANDLING AV AKSJEEIERE 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. Vedtekten 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 2017 hadde staten en eierinteresse på 67 % (eksklusiv Folketrygdfondets eierandel på 3,3 %). Denne eierstrukturen betyr at Statoil deltar i transaksjoner med mange aktører som er under samme eierstruktur, og derfor oppfyller definisjonen på nærmestående 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 opptrer 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.

Det statseide selskapet 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 petroleumsprodukter, har Statoil også jevnlige 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 oppdre partisk 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 nærmiljøende 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 er inhabile når det gjelder diskusjon av en bestemt sak. Medlemmer av styret må oppgi eventuelle interesser de eller deres nærmiljøende parter kan ha når det gjelder utfallet av en bestemt sak. Styret må godkjenne enhver avtale mellom selskapet og et medlem av styret eller konsernsjefen. Styret må også godkjenne enhver avtale 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 deres uavhengighet. Det påhviler hvert styremedlem å være spesielt oppmerksom 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 Depository Receipts - 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 15. mai 2018 i Stavanger, med samtidig overføring på selskapets nettside. Generalforsamlingen holdes på norsk, med simultanoversettelse under nettooverføringen. På Statoils generalforsamling 11. mai 2017 var 76,80 % 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 innkalling sendes til alle aksjonærer med kjent adresse minst 21 dager før møtet. Alle aksjonærer som er registrert i Verdipapirsentralen (VPS) vil motta invitasjon til generalforsamlinger. 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.

Aksjonærerne 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 aksjonærerne 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 eventuelle utbytte som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen
- Valg av representanter for aksjonærerne til bedriftsforsamlingen og fastsettelse av bedriftsforsamlingens honorar
- Valg av medlemmer til valgkomiteen og fastsettelse av valgkomiteens honorar
- Valg av eksterne revisor og fastsettelse av revisors godtgjørelse
- Behandling av eventuelle andre saker som er satt opp på sakslisten i møteinkallingen

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 fasjon, endringer i vedtekten 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 omregistre 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 aksjonären å stemme for aksjene. Beslutninger om stemmerett 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 slike krav er fremmet.

Visse typer generalforsamlingsvedtak er beskrevet her:

Aksjeemisjon

Dersom Statoil foretar en aksjeemisjon, herunder av fondsaksjer, må vedtekten 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 forde at Statoil må sende inn en registering i USA i henhold til amerikansk verdipapirlovsgivning. Dersom Statoil beslutter ikke å sende inn slik registrering, kan dette forhindre aksjonærenes utøvelse av 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 ikke overstige 10 % av selskapets totale aksjekapital og 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 opplosning av selskapet

Etter norsk lov kan et selskap opploses 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. Statoil har ikke 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 stedet på generalforsamlinger.

3.7 VALGKOMITEEN

I henhold til vedtekten skal valgkomiteen bestå av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representerer aksjonærene.

Valgkomiteens oppgaver er angitt i vedtekten, og komiteens instruks er fastlagt av generalforsamlingen.

Valgkomiteen har som oppgave å avgjøre 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. Aksjonærerne 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 eksternt 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 2017, og er valgt for perioden frem til generalforsamlingen i 2018:

- Tone Lunde Bakker (leder), General Manager, Swedbank Norge (også leder av bedriftsforsamlingen i Statoil)
- Tom Rathke, rådgiver for konsernsjefen i DNB ASA
- Elisabeth Berge, departementsråd i Olje- og energidepartementet (med personlig varamedlem Bjørn Ståle Haavik, ekspedisjonssjef og leder av økonomi- og administrasjonsavdelingen i Olje- og energidepartementet)
- Jarle Roth, konsernsjef i Arendals Fossekompagni 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 14 ordinære møter og to telefonmøter i 2017.

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 enkeltaker 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 2017 hadde bedriftsforsamlingen følgende medlemmer og observatører:

| Navn | Yrke | Bosted | Fødselsår | Stilling | Familiære relasjoner til konserledelsen, styre eller bedriftsforsamling ens medlemmer | Aksjer for medlemmer per 31.12.2017 | Aksjer for medlemmer per 14.03.2018 | Første gang valgt | Utløpsdato for gjeldende periode |
|---------------------------|--|------------|-----------|--------------------------|--|---|---|-------------------------|--|
| Tone Lunde Bakker | General Manager Swedbank Norge | Oslo | 1962 | Leder, aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2014 | 2018 |
| Nils Bastiansen | Direktør for aksjer i Folketrygdfondet | Oslo | 1960 | Nestleder, aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2016 | 2018 |
| Jarle Roth | Konsernsjef, Arendals Fossekompagni ASA | Bærum | 1960 | Aksjonærvalgt | Nei | 43 | 43 | 2016 | 2018 |
| Greger Mannsverk | Daglig leder, Kimek AS | Kirkenes | 1961 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2002 | 2018 |
| Steinar Olsen | Konsernsjef, Jemso A/S | Stavanger | 1949 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2007 | 2018 |
| Kathrine Næss | Verksdirektor, Alcoa avd Mosjøen | Mosjøen | 1979 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2016 | 2018 |
| Ingvald Strømmen | Professor ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) | Ranheim | 1950 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2006 | 2018 |
| Rune Bjerke | President og konsernsjef, DNB ASA | Oslo | 1960 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2007 | 2018 |
| Birgitte Ringstad Vartdal | Adm.dir Golden Ocean Management AS, driftsselskapet for tørrbulkselskapet Golden Ocean Group Ltd | Oslo | 1977 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2016 | 2018 |
| Siri Kalvig | Førsteamannensis, Universitetet i Stavanger | Stavanger | 1970 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2010 | 2018 |
| Terje Venold | Uavhengig rådgiver med ulike styreverv | Bærum | 1950 | Aksjonærvalgt | Nei | 544 | 544 | 2014 | 2018 |
| Kjersti Kleven | Medeier i John Kleven AS | Ulsteinvik | 1967 | Aksjonærvalgt | Nei | 0 | 0 | 2014 | 2018 |
| Steinar Kåre Dale | Tillitsvalgt, NITO, SR Analytiker | Mongstad | 1961 | Ansattvalgt | Nei | 2072 | 2351 | 2013 | 2019 |
| Anne K.S. Horneland | Tillitsvalgt, Industri Energi | Hafrsfjord | 1956 | Ansattvalgt | Nei | 5722 | 6049 | 2006 | 2019 |
| Hilde Møllerstad | Tillitsvalgt, Tekna | Oslo | 1966 | Ansattvalgt | Nei | 3642 | 4091 | 2013 | 2019 |
| Terje Enes | Tillitsvalgt, SAFE | Stavanger | 1958 | Ansattvalgt | Nei | 2464 | 2674 | 2017 | 2019 |
| Lars Olav Grøvik | Tillitsvalgt, Tekna | Bergen | 1961 | Ansattvalgt | Nei | 5775 | 6172 | 2017 | 2019 |
| Dag-Rune Dale | Tillitsvalgt, Industri Energi, Sikkerhetsvakt | Kollsnes | 1963 | Ansattvalgt | Nei | 3918 | 4179 | 2017 | 2019 |
| Per Helge Ødegård | Tillitsvalgt, Lederne | Porsgrunn | 1963 | Ansattvalgt, observatør | Nei | 554 | 425 | 1994 | 2019 |
| Sun Lehmann | Tillitsvalgt, Tekna | Trondheim | 1972 | Ansattvalgt, observatør | Nei | 4383 | 4756 | 2015 | 2019 |
| Dag Unnar Mongstad | Tillitsvalgt, Industri Energi | Bergen | 1954 | Ansattvalgt, observatør | Nei | 1722 | 1745 | 2017 | 2019 |
| Total | | | | | | 30.839 | 33.029 | | |

Valg av ansattvalgte medlemmer til bedriftsforsamlingen ble holdt tidlig i 2017. Fra og med 26. april 2017 ble Terje Enes og Lars Olav Grøvik valgt til nye medlemmer. Dag-Rune Dale ble nytt medlem og Dag Unn Mongstad ble ny observatør i juni 2017, og erstattet tidligere medlem av bedriftsforsamlingen Per Martin Labråten, som ble valgt til nytt medlem av Statoils styre. Tove Bjordal, Peter B. Sabel, Thor-Ole Vågene, Mina Helene Aase, Kine Merethe Pedersen, Katrine Knarvik Skogstø og Jan-Eirik Festø (Feste fra sitt tidligere verv som medlem) ble valgt til nye varamedlemmer.

Antall varamedlemmer for de ansattvalgte medlemmene i bedriftsforsamlingen ble også redusert fra 11 til 10, siden Per Martin Labråten ble valgt inn i Statoils styre.

Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i Lov om allmennaksjeselskap § 6–37. Bedriftsforsamlingen velger medlemmer til styret og styrets leder og kan stemme over hver enkelt 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 2017. Styrelederen deltok på alle fire møtene og konsernsjefen på tre møter (konserndirektøren for økonomi og finans (CFO) 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 Statoils styre av 10 medlemmer. I henhold til norsk lov er selskapets ansatte representert med tre styremedlemmer.

De ansattvalgte styremedlemmene har, i motsetning til de aksjonærvalgte styremedlemmene, tre 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 aksjonærernes 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). Alle de aksjonærvalgte styremedlemmene anses som uavhengige. Fire styremedlemmer er kvinner, og tre styremedlemmer har en annen nasjonalitet enn norsk og er bosatt utenfor Norge.

Styret avholdt åtte ordinære styremøter og tre ekstraordinære styremøter i 2017. Gjennomsnittlig møtedeltakelse var 95,41 %.

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 2017:



Jon Erik Reinhardsen

Født: 1956

Verv: Aksjonærvalgt styreleder og leder av styrets kompensasjons- og ledertilbakingsutvalg.

Periode: Styreleder i Statoil ASA siden 1. september 2017. Er på valg i 2018.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styremedlem i Oceaneering International Inc., Borregaard ASA, Telenor ASA og Awilhelmsen AS

Antall aksjer i Statoil ASA: 2.558 (per 31.12.2017)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Reinhardsen var konsernsjef i Petroleum Geo-Services (PGS) fra 2008 til august 2017. PGS leverer globale geofysiske- og reservoartjenester. Selskapet har sitt hovedkvarter i Oslo og kontorer i 17 land med ca. 1.800 ansatte. I perioden 2005 – 2008 arbeidet Reinhardsen i Alcoa, en av verdens største aluminiumprodusenter med hovedkontor i USA, som President Growth, Alcoa Primary Products, og han var i denne perioden basert i New York.

Fra 1983 til 2005 arbeidet Reinhardsen i en rekke ulike stillinger i Aker Kværner-gruppen, herunder konserndirektør i Aker Kværner ASA, assisterende konsernsjef og konserndirektør i Aker Kværner Oil & Gas AS i Houston og konserndirektør i Aker Maritime ASA.

Utdannelse: Reinhardsen har en Mastergrad (cand. real.) i anvendt matematikk og geofysikk fra Universitetet i Bergen. Han har også deltatt på det internasjonale ledelsesprogrammet ved Institute for Management Development (IMD) i Lausanne, Sveits.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2017 deltok Reinhardsen på tre ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, to møter i kompensasjons- og ledertilbakingsutvalget og ett møte i revisjonsutvalget. Reinhardsen 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 siden 1. juli 2015. Franklin var også medlem av styret i StatoilHydro fra oktober 2007, og i Statoil fra november 2009 til juni 2013. Er på valg i 2018.**Uavhengig:** Ja**Andre styreverv:** Uavhengig styreleder i Premier Oil plc, Cuadrilla Resources Holdings Limited, et privateid selskap med base i England som fokuserer på ukonvensjonelle energiressurser og Eregean Israel Ltd, et privateid selskap med fokus på gass utvikling offshore Israel. Styremedlem i det private equity-selskapet Kerogen Capital Ltd og det Aberdeen-baserte, internasjonale engineeringsselskapet Wood plc.**Antall aksjer i Statoil ASA:** Ingen (per 31.12.2017)**Lån i Statoil:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** Franklin har bred olje og gass erfaring fra lederstillinger i flere land, blant annet i BP, Paladin Resources plc og Clyde Petroleum plc.**Utdannelse:** Franklin har en 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 2017 deltok Franklin på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, ett møte i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, seks møter i revisjonsutvalget og fem 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 siden 1. september 2010. Er på valg i 2018.**Uavhengig:** Ja**Andre styreverv:** Nestleder av styret i Fridtjof Nansens Institutt (FNI).**Antall aksjer i Statoil ASA:** Ingen (per 31.12.2017)**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 var ansvarlig for å evaluere og trekke lærdommer av 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 2017 deltok Godal på åtte ordinære styremøter, tre ekstraordinære styremøter, seks møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og fem møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. 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 siden 15. september 2012. Er på valg i 2018.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styremedlem i Het Concertgebouw, Rijksmuseum, Solvay SA, SHV Holdings NV og Aalberts Industries NV.

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2017)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Oudeman var rektor ved Universitetet i Utrecht, Nederland, et av Europas ledende universiteter frem til juni 2017. 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 familielasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2017 deltok Oudeman på åtte ordinære styremøter, tre ekstraordinære styremøter og seks møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget. Oudeman er nederlandsk statsborger og bosatt i Nederland.



Rebekka Glasser Herlofson

Født: 1970

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Statoil ASA siden 19. mars 2015. Er på valg i 2018.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA: Ingen (per 31.12.2017)

Lån i Statoil: Ingen

Erfaringsbakgrunn: I april 2017 gikk Herlofson over i en ny stilling som CFO i Wallenius Wilhelmsem Logistics ASA, et internasjonalt rederi. Før hun startet i WWL ASA, var hun CFO i rederiet Torvald Klaveness siden 2012. Hun har betydelig finansiell og strategisk erfaring fra flere selskaper og ulike styreverv. Herlofson 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: Herlofson er utdannet siviløkonom og autorisert finansanalytiker ved Norges Handelshøyskole (NHH). Lederutviklingsprogram for toppledere fra IMD business school, Sveits.

Familierelasjoner: Ingen familielasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Annet: I 2017 deltok Herlofson på åtte ordinære styremøter, tre ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget. Herlofson er norsk statsborger og bosatt i Norge.

**Wenche Agerup****Født:** 1964**Verv:** Aksjonærvælt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget samt medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.**Periode:** Medlem av styret i Statoil ASA siden 21. august 2015. Er på valg i 2018.**Uavhengig:** Ja**Andre styreverv:** Styremedlem i seismikksselskapet TGS ASA og medlem i Rådet og valgkomiteen i Stiftelsen Det Norske Veritas.**Antall aksjer i Statoil ASA:** 2.650 aksjer (per 31.12.2017)**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 ledroller i Hydro, blant annet innenfor selskapets M&A-aktiviteter, forretningsområdet Alumina, Bauxitt og Energi, som fabrikksjef ved Hydros fabrikkanlegg i Årdal og som prosjektdirektør for et joint venture i Australia hvor Hydro samarbeidet med det australske, børsnoterte selskapet UMC.**Utdannelse:** Agerup er 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 2017 deltok Agerup på åtte ordinære styremøter, tre ekstraordinære styremøter, seks møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og fire møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Agerup er norsk statsborger og bosatt i Norge.**Jeroen van der Veer****Født:** 1947**Verv:** Aksjonærvælt styremedlem og leder av styrets revisjonsutvalg.**Periode:** Medlem av styret i Statoil ASA siden 18. mars 2016. Er på valg i 2018.**Uavhengig:** Ja**Andre styreverv:** 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 31.12.2017)**Lån i Statoil:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** van der Veer var konsernsjef i det internasjonale olje- og gassselskapet 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 syv ordinære styremøter, to ekstraordinært styremøte og seks møter i revisjonsutvalget. van der Veer er nederlandsk statsborger og bosatt i Nederland.

**Per Martin Labråten****Født:** 1963**Verv:** Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.**Periode:** Medlem av styret i Statoil ASA siden 8. juni 2017. Er på valg i 2019.**Uavhengig:** Nei**Andre styreverv:** Styremedlem i fag forbundet Industri Energi (IE) og innehar en rekke verv som følge av dette.**Antall aksjer i Statoil ASA:** 1.343 (per 31.12.2017)**Lån i Statoil:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** Labråten har arbeidet som prosesstekniker på Osebergfeltet i Nordsjøen. Han er nå tillitsvalgt på heltid som leder av Industri Energis Statoil-avdeling.**Utdannelse:** Labråten er utdannet fagarbeider i prosess/kjemi.**Familierelasjoner:** Ingen familielasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.**Annet:** I 2017 deltok Labråten på fire ordinære styremøter, ett ekstraordinært styremøte og ett møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Labråten er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Annet: I 2017 deltok di Valerio på åtte ordinære styremøter, tre ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget. di Valerio er norsk statsborger og bosatt i Norge.

**Stig Lægreid****Født:** 1963**Verv:** Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.**Periode:** Medlem av styret i Statoil ASA siden 1. juli 2013. Er på valg i 2019.**Uavhengig:** Nei**Andre styreverv:** Medlem av NITO's forhandlingsutvalg i privat sektor.**Aksjer i Statoil:** 1.975 (per 31.12.2017)**Lån i Statoil:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** Lægreid 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:** Lægreid har en bachelor, maskin fra OIH.**Familierelasjoner:** Ingen familielasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.**Annet:** I 2017 deltok Lægreid på åtte ordinære styremøter, tre ekstraordinære styremøter og fem møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Lægreid er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Siste endring av styrets sammensetning skjedde med virkning fra 1. september 2017 da Jon Erik Reinhardsen tok over som ny aksjonærvalgt styreleder etter at Øystein Løseth gikk av med virkning fra 30. juni 2017. Nestleder Roy Franklin var fungerende styreleder fra 1. juli til 31. august 2017. Ansattvalgt styremedlem Per Martin Labråten ble valgt inn i styret til erstatning for Lill Heidi Bakkerud med virkning fra 8. juni 2017. Den 5. september 2017 overtok Reinhardsen som leder av styrets kompensasjon- og ledertilviklingsutvalg etter Øystein Løseth.

**Ingrid Elisabeth di Valerio****Født:** 1964**Verv:** Ansattvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.**Periode:** Medlem av styret i Statoil ASA siden 1. juli 2013. Er på valg i 2019.**Uavhengig:** Nei**Andre styreverv:** Styremedlem i Teknas sentrale valgkomité.**Antall aksjer i Statoil ASA:** 4.471 (per 31.12.2017)**Lån i Statoil:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** di Valerio har vært ansatt i Statoil siden 2005 og arbeider innen material i enheten Teknologi, prosjekter & 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).**Familierelasjoner:** Ingen familielasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

Konsernledelsen

Konsensjefen har det overordnede ansvaret for daglig drift i Statoil og utnevner konsernledelsen. Konsensjefen 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 konsensjefen 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 en stabsfunksjon.

Medlemmer av Statoils konsernledelse per 31. desember 2017:



Eldar Sætre,
Konsernsjef

Eldar Sætre

Født: 1956

Stilling: Konsernsjef i Statoil ASA siden 15. oktober 2014.

Eksterne verv: Styremedlem i Strømberg Gruppen AS og Trucknor AS.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 56.896

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 & prosessering (MMP) fra 2011 til 2014.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familierelasjoner: Ingen familielasjoner 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 2017: 32.104

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Hegge har hatt en rekke lederskillinger 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 forretningsområdene UPN og Naturgass samt i konsernfunksjoner i Statoil.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familierelasjoner: Ingen familielasjoner 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 2017: 38.491

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Nilsson begynte i Statoil i 1999 og har hatt en rekke sentrale lederskillinger i oppstrømsvirksomheten i Norge, blant annet som direktør for technical excellence i Teknologi, prosjekter & boring, områdedirektør for Drift Nordsjøen, direktør for Modifikasjoner og prosjektportefølje Bergen, og plattformsjef 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 levere effektiviseringsgevinster på 3,2 milliarder USD per år fra 2016.

Utdannelse: Mastergrad i kybernetikk og prosessautomasjon, og en bachelorgard i automasjon fra Rogaland distrikthøgskole/Universitetet i Stavanger.

Familierelasjoner: Ingen familielasjoner 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 & produksjon
internasjonalt (DPI)

Lars Christian Bacher

Født: 1964

Stilling: Konserndirektør for Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI) i Statoil ASA siden 1. september 2012.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 23.309

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 Norre- 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 DPI, en stilling han hadde fra september 2009.

Utdannelse: Sivilingeniør i kjemiteknikk fra Norges Tekniske Høgskole (NTH), og har en høyere grad i finans fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familierelasjoner: Ingen familielasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Bacher er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Torgrim Reitan,
Konserndirektør, Utvikling & produksjon
USA (DPUSA)

Torgrim Reitan

Født: 1969

Stilling: Konserndirektør for Utvikling & produksjon USA (DPUSA) i Statoil ASA siden 1. august 2015.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 36.235

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 fusjoner & oppkjøp (M&A) (2005 - 2007). Fra 1995 til 2004 hadde Reitan ulike stillinger i forretningsområdet Naturgass og i konsernfunksjoner i Statoil.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familierelasjoner: Ingen familielasjoner 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 &
forretningsutvikling (GSB)

John Knight

Født: 1958

Stilling: Konserndirektør for Global strategi & forretningsutvikling (GSB) 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 i Stavanger.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 109.901

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, og fra 1980 til 1987 arbeidet han i Shell Petroleum i London.

Utdannelse: Knight er utdannet jurist fra Cambridge University og Inns of Court School of Law i London.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner 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 for Leting (EXP) i Statoil ASA siden 1. januar 2011.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 34.425

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 samt Teknologiarenaen.

Utdannelse: Bachelor i geologi og geografi fra University of Keele.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Annet: Dodson er britisk statsborger og bosatt i Norge.

Utdannelse: Sivilingeniør fra Norges tekniske høgskole (NTH), med spesialisering i teknisk fysikk.

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner 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 & produksjon
Norge (UPN)

Arne Sigve Nylund

Født: 1960

Stilling: Konserndirektør for Utvikling & produksjon Norge (UPN) i Statoil ASA siden 1. januar 2014.

Eksterne verft: Styremedlem i Norsk Olje & Gass.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 13.354

Lån fra Statoil: Ingen

Erfaring: Nylund var ansatt i Mobil Exploration Inc. fra 1983 til 1987. Siden 1987 har han hatt flere sentrale lederstillinger i Statoil.

Utdannelse: Maskiningeniør fra Stavanger Ingeniørhøgskole med tilleggsutdannelse i driftsteknologi fra Rogaland distrikshøyskole/Universitetet i Stavanger (UiS). Bedriftsøkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

Familierelasjoner: Ingen familierelasjoner 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
& boring (TPD)

Margareth Øvrum

Født: 1958

Stilling: Konserndirektør for Teknologi, prosjekter & boring (TPD) i Statoil ASA siden september 2004.

Eksterne verv: Styremedlem i Alfa Laval (Sverige) og FMC Corporation (USA).

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 56.125

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.



Jens Økland,
Konserndirektør, Markedsføring,
midtstrøm & prosessering (MMP)

Jens Økland

Født: 1969

Stilling: Konserndirektør for Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP) i Statoil ASA siden 1. juni 2015.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 17.207

Lån fra Statoil ASA: Ingen

Erfaring: Økland har vært ansatt i Statoil siden 1994 og har hovedsakelig arbeidet i midt- og nedstrømsområdene. 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 infrastrukturløsninger 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 familielasjoner 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 energilosninger
(NES)

Irene Rummelhoff

Født: 1967

Stilling: Konserndirektør for Nye energilosninger (NES) i Statoil ASA siden 1. juni 2015.

Eksterne verv: Nestleder i styret i Norsk Hydro ASA.

Antall aksjer i Statoil ASA per 31. desember 2017: 25.081

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 familielasjoner 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 Statoil-ansatte ektefeller av 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 350.000 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, de etiske retningslinjene og eiernes forventninger til god eierstyring og selskapsledelse. Styret legger vekt på å ivareta interessenene til alle aksjonærer, men også interessenene 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, bærekraft og klima, selskapets strategi, forretningsplaner, kvartals- og årsresultater, årsrapporter, etikk, ledelsens månedlige resultattrapportering, 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 nærmiljøende 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 sikker og effektiv 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.

Evalueringssrapporten 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 2017 besøkte hele eller deler av styret Statoils virksomheter i London, Brasil og USA, i tillegg til Osebergfeltet og verft på Stord og i Haugesund.

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 2017 besto revisjonsutvalget av Jeroen van der Veer (leder), Roy Franklin, Rebekka Glasser Herlofsen og Ingrid di Valerio (ansattvalgt styremedlem).

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 internkontrollsysten. 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 internrevisionsplanen 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.

Konsernrevisjon rapporterer administrativt til konsernsjefen i Statoil og funksjonelt til lederen for styrets revisjonsutvalg.

I henhold til norsk lov velges ekstern revisor av aksjonærerne 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 foderalt eller delstatsnivå, vesentlig brudd på forpliktelser 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 granskningssenhets, 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 2017. Møtedeltakelsen var på 100 %.

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 Herlofson 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 lederlønninger, kompensasjonsstrategier og -konsepter, konsernsjefens kontrakt og vilkår samt lederutvikling, ledervurdering og planer for lederes etterfølgere.
- (2) å være informert om og rådgi administrasjonen i arbeidet med videreføring 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 2017 besto utvalget av Jon Erik Reinhardsen (leder), Bjørn Tore Godal, Maria Johanna Oudeman og Wenche Agerup. Ingen av utvalgets medlemmer sitter i selskapets ledelse. Samtlige medlemmer er uavhengige.

Styrets kompensasjonsutvalg hadde seks møter i 2017, og møtedeltakelsen var på 100 %.

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.

Ved utgangen av 2017 ble utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk ledet av Roy Franklin, og de andre medlemmene er Bjørn Tore Godal, Wenche Agerup, Stig Lægreid (ansattvalgt styremedlem) og Per Martin Labråten (ansattvalgt styremedlem).

I sin virksomhet er Statoil forpliktet til å etterleve gjeldende lover og forskrifter og oppdre 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 gjennomgår også den årlige Bærekraftrapporten.

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk hadde fem møter i 2017, og møtedeltakelsen var på 96 %.

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 opptrer 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 fem ganger i året for å gi råd og anbefalinger om Statoils risikostyring. En detaljert rapport om selskapets risikostyring presenteres i seksjon 2.11 Risikoanalyse under Risikostyring av Form 20-F.

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 korruption), i tillegg til innvirkning på omdømmet som følge av problemer knyttet til menneskerettigheter, arbeidsstandarer og åpenhet. De fleste av disse risikofaktorene styres av linjelederne for våre hovedforretningsområder. Enkelte typer driftsrisiko er forsikret av vårt eget forsikringsselskap, 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 i utformingen og anvendelsen 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 konserndirektøren for økonomi og finans konkludert at, som følge av en vesentlig svakhet i den finansielle rapporteringen som beskrevet nedenfor, kan disse kontrollene og prosedyrene for rapportering per 31. desember 2017 med rimelig sikkerhet sies å ikke være effektive.

For å facilitere denne vurderingen gjennomgår Disclosure Committee vesentlige opplysninger fremlagt av Statoil og sjekker dem for feil, feilfremstillinger og utelateler. Disclosure Committee ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen består av lederne for investorkontakt, regnskap og finansiell etterlevelse, resultatedelse og controlling, 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 kontrollavvik 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 International Financial Reporting Standards (IFRS) vedtatt av Den europeiske union (EU). Regnaksprinsippene som konsernet anvender er også i overensstemmelse med IFRS utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Vesentlig svakhet

Ledelsen i Statoil har vurdert den finansielle internkontrollens effektivitet på grunnlag av Internal Control - Integrated Framework (2013), som er 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 2017 ikke var effektiv, på grunn av at det eksisterte en vesentlig svakhet i våre kontroller og prosedyrer for å finne, vurdere og raskt og hensiktsmessig kommunisere til styrets revisjonsutvalg om spørsmål eller bekymringer (inkludert påstander om mislighold) som ble tatt opp av ansatte i forbindelse med avslutning av deres ansettelsesforhold, og som var knyttet til saker som potensielt kunne

ha en vesentlig innvirkning på vårt konsernregnskap og finansielle internkontroll (på andre måter enn gjennom Statoils eksterne etikkhjelpelinje som er opprettet av styrets revisjonsutvalg).

Påstandene var gjenstand for grundige undersøkelser i samarbeid med eksterne rådgivere, og det ble ikke funnet noen vesentlige feil. Dette forholdet har ikke hatt noen innvirkning på konsernregnskapet for 2017, eller for tidligere perioder.

Konkret så oppdaget ledelsen at etablerte kontroller, retningslinjer og prosedyrer ikke fungerte etter hensikten, fordi våre skriftlige prosedyrer ikke holdt et tilstrekkelig nøyaktighetsnivå for å finne, vurdere og raskt og hensiktsmessig kommunisere slike saker til rette interne organer, herunder styrets revisjonsutvalg, der det var hensiktsmessig. Andre kontroller som skulle ha kompensert for denne svakheten fungerte ikke etter hensikten med tanke på rapportering av slike saker av noen ansatte, og var derfor ineffektive.

Ledelsen har analysert den vesentlige svakheten og gjennomført ytterligere analyser og prosedyrer under utarbeidelsen av konsernregnskapet. Vi har konkludert med at konsernregnskapet vårt gir en riktig presentasjon, på alle vesentlig måter, av vår finansielle stilling, driftsresultater og kontantstrøm i og for de periodene som er omfattet. Bortsett fra den vesentlige svakheten som er beskrevet ovenfor, har Statoils ledelse ikke funnet noen andre mangler som ville ha ført til at ledelsen hadde konkludert med at Statoils finansielle internkontroll ikke var effektiv. Imidlertid gav den vesentlige svakheten som er identifisert en mulighet for at en vesentlig feil i konsernregnskapet ikke ville ha blitt forhindret eller oppdaget på et betimelig grunnlag, og derfor er det iverksatt en opprettingsplan.

Statoils finansielle internkontroll omfatter retningslinjer og prosedyrer for registrering av opplysninger som på et rimelig detaljnivå, nøyaktig og rettferdig avspeiler transaksjoner og disponering av aktiva, som gir rimelig sikkerhet for at transaksjonene er registrert på den måten som kreves for å utarbeide regnskapet i henhold til IFRS. Videre, at inntekter og utgifter bare føres i samsvar med godkjennung 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 feil. 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.

Attestasjonsrapport fra det uavhengige revisjonsfirmaet

Effektiviteten i den finansielle internkontrollen per 31. desember 2017 er revidert av KPMG AS, et uavhengig revisjonsfirma som også reviderer konsernregnskapet i denne årsrapporten. Deres rapport om de finansielle internkontrollene gir uttrykk for en negativ konklusjon av effektiviteten i vår finansielle internkontroll per 31. desember 2017.

Opprettingsplan

Ledelsen iverksetter følgende tiltak for å fjerne den vesentlige svakheten som er beskrevet ovenfor:

- Øke presisjonsnivået på skriftlige kontroller, retningslinjer og prosedyrer for å identifisere, vurdere og raskt kommunisere til styrets revisjonsutvalg
- Forbedre opplæring av Statoil-ansatte i disse retningslinjene og relevante prosedyrer

Ledelsen mener at denne planen vil effektivt rette opp den vesentlige svakheten. Når opprettingen er gjennomført, kan ledelsen iverksette ytterligere tiltak eller endre planen som er beskrevet ovenfor.

Endringer i den finansielle internkontrollen

Utenom opprettungsplanen som er beskrevet ovenfor, har det 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 vesentlig påvirket den finansielle internkontrollen.

Vi vil fortsette å følge opp og evaluere effektiviteten i vår finansielle internkontroll, og vil iverksette flere tiltak ved å gjennomføre flere forsterkninger eller forbedringer som kan anses nødvendig.

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 antikorrasjon, 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, forretningspartnerne og markeder. Statoil forventer at leverandører og forretningspartnerne 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 antikorrasjon som samsvarer med selskapets standarder, blir innført. Det vil settes i verk disiplinærtiltak for enhver som arbeider for Statoil som ikke følger retningslinjene. 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 antikorrasjon, antitrust og rapportering 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.

Antikorrasjonsprogram

Statoil er imot alle former for korrasjon, inkludert bestikkelse, tilretteleggingsbetaling og påvirkningshandel. Vi har innført et antikorrasjonsprogram for hele selskapet for å sikre at vår nulltoleranse for korrasjon 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 antikorrasjonsensyn alltid er integrert i Statoils forretningsvirksomhet, utgjør en viktig del av programmet.

I 2017 ble Statoils antikorrasjonsmanual oppdatert for å gjenspeile forbedringsarbeidet som pågår og beste praksis i vårt antikorrasjonsprogram. Statoil fortsetter å opprettholde sitt globale nettverk av personell som har ansvar for å støtte forretningsvirksomheten og sikre at etikk- og antikorrasjonsensyn alltid er integrert i Statoils virksomhet, uavhengig av hvor den finner sted. I 2017 arbeidet vi for å styrke denne støtten på tvers av organisasjonen gjennom utplassering av seniorpersonell på dette fagområdet for å støtte lokal virksomhet. Statoil fortsetter samarbeidet med partnere og leverandører om etikk og antikorrasjon, og har startet en dialog med flere av våre partnere om felles risikoer vi står overfor, og hvilke tiltak som kan iverksettes for å redusere dem.

Speak Up

Statoil fokuserer på å ha en åpen dialog om etiske spørsmål. De etiske retningslinjene krever at alle som har spørsmål eller har mistanke om avvik, skal ta dette opp enten gjennom interne kanaler eller gjennom Statoils eksterne etikkhjelpline. 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 etterlevelsfunksjonen i juridisk avdeling. Det er også mulig å uttrykke bekymring gjennom den eksterne etikkhjelpline som er åpen hele døgnet og gir mulighet til anonym rapportering og toveis-kommunikasjon 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) mottar honorar 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. Styremedlemmernes 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 6.278.638 kroner (759.846 USD) i 2017.

Detaljert informasjon om individuell godtgjørelse til medlemmer av styret i 2017 er oppgitt i tabellen under.

| Medlemmer av styret 2017 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) | Ytelser totalt | Antall aksjer pr. 31. desember 2017 |
|---|----------------|-------------------------------------|
| Jon Erik Reinhardsen (styreleder) ¹⁾ | 37 | 2.558 |
| Øystein Løseth (styreleder) ²⁾ | 52 | i.a. |
| Roy Franklin (nestleder) ³⁾ | 118 | - |
| Wenche Agerup | 67 | 2.650 |
| Bjørn Tore Godal | 67 | - |
| Rebekka Glasser Herlofsen | 63 | - |
| Maria Johanna Oudeman | 89 | - |
| Jeroen van der Veer | 88 | - |
| Per Martin Labråthen ⁴⁾ | 33 | 1.343 |
| Lill-Heidi Bakkerud ⁵⁾ | 25 | i.a. |
| Stig Lægreid | 57 | 1.975 |
| Ingrid Elisabeth di Valerio | 63 | 4.471 |
| Totalt | 760 | 12.997 |

1) Styreleder fra 1. september 2017

2) Styreleder til og med 30. juni 2017 (avgått)

3) Styreleder fra 1. juli til 31. august 2017

4) Styremedlem fra 8. juni 2017

5) Styremedlem til og med 7. juni 2017 (avgått)

Godtgjørelse til bedriftsforsamlingen

Godtgjørelsen til bedriftsforsamlingen fastsettes av generalforsamlingen, basert på en anbefaling fra valgkomiteen. Medlemmene mottar en fast årlig godtgjørelse, men varamedlemmer mottar honorar 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 1.070.497 NOK (129.552 USD) i 2017.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.12 GODTGJØRELSE TIL KONSERNLEDELSEN

I 2017 var samlet godtgjørelse til konsernledelsen 85.556.482 NOK (USD 10.354.122). Styrets fullstendige erklæring om godtgjørelse til ledende ansatte følger nedenfor.

Kun følgende deler av teksten i seksjon 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; beskrivelsen av pensjons- og forsikringsordninger, sluttvederlagsordninger og andre fordeler; beskrivelsen 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; beskrivelsen av selskapets resultatmodifikator; og beskrivelsen om aksjeandel, inkludert sammendragstabellen.

ERKLÆRING FRA STYRELEDER



Jon Erik Reinhardsen
Styreleder

Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Statoils konsernledelse

Statoils belønningspolitikk og betingelser er tett forankret i selskapets verdigrunnlag, personalpolitikk og prestasjonsorienterte rammeverk. Belønnningssystemene 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 som evner 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. Godtgjørelsen til ledene skal også framstå rettferdig og i samsvar med det generelle nivået for godtgjørelse i selskapet, og aksjonærernes interesser. Styret er ansvarlig for å foreta denne avveiningen.

Styret har gjennomgått selskapets belønnningssystemer og har konkludert at vår belønningspraksis fungerer som tilsliktet, er transparent og i henhold til gjeldende retningslinjer og god forretningskikk.

Oslo, 14. mars 2018
Jon Erik Reinhardsen

I henhold til allmennaksjeloven § 6-16 a, vil styret legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av Statoils konsernledelse på den ordinære generalforsamlingen i 2018.

Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2018

Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningsprinsipper og -konsept som beskrevet i fjorårets erklæring om fastsettelse av lønn og andre godt gjørelser for Statoils konsernledelse vil, med unntak av den reviderte terskelen for variabel lønn, bli videreført i regnskapsåret 2018.

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt verdibaserte rammeverk for prestasjonsstyring og skal:

- Være konkurransedyktig og tilpasset lokale markeder
- Belønne og anerkjenne både "Hva" vi leverer og "Hvordan" vi leverer i like stor grad
- Differensiere basert på ansvar og prestasjoner
- Bli sett på som rettferdig, transparent, konsistent og ikke-diskriminerende
- Fremme samarbeid og laginnsats
- Gjenspeile selskapets overordnede prestasjoner og økonomiske resultat
- Styrke interessefellesskapet mellom selskapets ansatte og dets eiere
- Fullt ut være i samsvar med våre verdier og HMS-standarder
- Fremme kontinuerlig forbedring og et bærekraftig kostnadsnivå

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 konkurrsedyktige, men ikke markedsledende betingelser. | Vårt grunnlønnsnivå er i tråd med og differensiert i henhold til den enkeltes ansvar og prestasjoner. Nivået er konkurrsedyktig 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 være konkurrsedyktig i markedet. | Det henvises til lønnstabellen. Fire av konserndirektørene mottar en kontantgodtgjørelse i stedet for pensjonsoptjening, 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 ¹⁰ er 25 %. Terskelverdiprinsippene og resultatmodifikatoren skal gjelde. Selskapet forbeholder seg retten til å kreve tilbake variable elementer i godtgjørelsen som er gitt for oppnådde resultater, dersom det i ettertid viser seg at informasjon om resultatene er fremstilt uriktig. | Oppnåelse av årlige leveranse mål (Hvordan og Hva som skal leveres) innrettet mot å skape langvarig og bærekraftig verdi for aksjonærerne. 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. |
| Langtidsinsentiv (LTI) | Styrke det langsiktige interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledere og aksjonærer, samt beholde ansatte i nøkkelstillinger. | Langtidsinsentivordningen 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. Dersom bindingsperioden ikke overholdes, må lederen betale tilbake bruttoverdien av de bundne aksjene, begrenset oppad til bruttoverdien av det tildelte beløpet. Nivået på den årlige langtidsinsentivbelønningen ligger i området 25-30 %. Terskelprinsippene gjelder for den årlige tildelingen. Selskapets resultatmodifikator gjelder ikke for LTI i Statoil ASA. | I Statoil ASA reflekterer deltakelse i langtidsinsentivprogrammet og størrelsen på det årlige LTI-elementet nivå og tyngde for stillingen og er ikke direkte knyttet til vedkommende sine prestasjoner. |
| Terskel | Finansiell terskel for betaling av variabel lønn og LTI-tildeling. | Terskelen har følgende veilederende parametere: 1) Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter etter skatt og for arbeidskapitalposter 2) Netto gjeldsgrad og -utvikling 3) Selskapets generelle drifts- og finansresultater Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter etter skatt og for arbeidskapitalposter som er høyere enn 12 milliarder USD, og netto gjeldsgrad under 30 %, vil vanligvis ikke føre til reduksjon i bonus. | Anvendelse av terskelen avhenger av en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale prestasjon som gjøres av styret i Statoil. Disse tiltakene og målene er retningsgivende, og vil utgjøre en del av en bredere vurdering av bonustildelingen. |
| 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 forutsetter godkjenning fra generalforsamlingen | Selskapets resultater vurderes opp mot kriterier som vektes 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 konkurrsedyktige betingelser | Selskapet tilbyr en tjenestepensjonsordning og forsikringsordning som er tilpasset lokale markeder. Det henvises til 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. |

¹⁰ Målbonus gjenspeiler tilfredsstillende leveranser i henhold til avtalte 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 G¹¹. En ytelsesbasert ordning er beholdt for en gruppe skjermende arbeidstakere. For nye konserndirektører som tiltrær etter 13. februar 2015, gjelder et tak på pensjonsgrunnlag på 12 G. I stedet for pensjonsopptjening for lønn over 12 G gis en kontantytelse. Fire av konserndirektørene mottar slik kontantytelse.

Konserndirektører som tiltrådte konsernledelsen før 13. februar 2015, vil beholde pensjonsinnskudd for lønn over 12 G på grunnlag av forpliktelser i tidligere inngåtte avtaler.

Konsensjefen og tre konserndirektører har individuelle avtaler om tidligpensjon med selskapet.

Konsensjefen 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. Det vises til beskrivelse av vilkår for konsensjefen. 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

Konsensjefen 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 konsensjefen eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsommelse av sin arbeidsplikt, illojalitet eller annet brudd på tjenesteplikter.

Ensidig oppsigelse initiert av konsensjef/konserndirektør gir normalt ikke rett til sluttvederlag.

Andre yteler

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 Finans. Det er generell praksis i Statoil å sette ambisiøse mål for å inspirere og motiver 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 leveranse målene.

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 konsensjefen 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.

¹¹ Grunnbeløpet i folketrygden

I 2017 var hovedmålene og KPI-ene for hvert perspektiv slik det er beskrevet nedenfor. Hvert perspektiv ble i tillegg støttet av omfattende planer og tiltak.

| Strategiske mål | | Resultatvurdering for 2017 |
|---------------------------------|---|--|
| Sikkerhet, sikring og bærekraft | Strategiske mål og tiltak omfatter sikkerhet, sikring og bærekraft. | Totalfrekvensen for alvorlige hendelser på 0,6 var i samsvar med målsettingen, og viste en forbedring fra nivået i 2016. Målet for den samlede personskadefrekvensen ble nesten nådd. Antall olje- og gasslekasjer viste en forbedring fra 2016, men var høyere enn målet. CO2-intensitet for oppstrømsporteføljen viste en forbedring fra 2016-nivået, og Statoil nådde målet om å ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper i IOGPs selskapsrapport om dette parameteret. |
| Mennesker og ledelse | Strategiske mål og tiltak omfatter en verdibasert og høyt presterende organisasjon. | Ansattes engasjement var over målsettingen, og økte fra 2016-nivået, noe som bekrefet de ansattes vedvarende engasjement og forpliktelse til Statoil, til tross for utfordrende tider i bransjen. Resultatene av medarbeiderutvikling var over målet og viste en positiv utvikling både innen læringsaktiviteter og intern rotasjon. |
| Drift | Strategiske mål og tiltak omfatter pålitelig og kostnadseffektiv drift samt å være en pådriver for endringer i olje- og gassindustrien. | Produksjonen var den høyeste i Statoils historie og over målsettingen. Med hensyn til relativ produksjonskostnad per enhet nådde Statoil målet om å ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper. Selskapet beholdt posisjonen på topp blant konkurrentene for tredje år på rad. Produksjonseffektiviteten var over målsettingen. |
| Marked | Strategiske mål og tiltak omfatter en fleksibel og robust portefølje. | Reservestatningsraten var over målsettingen på 1, og ble drevet av prosjekter som ble godkjent og oppjustering av reserver i en rekke eksisterende felt, både til havs og på land. Organiske investeringer var lavere enn opprinnelige prognosenter og målsetting. hovedsakelig på grunn av streng prioritering og kontinuerlig vekt på kapitaleffektivitet. Verdiskaping fra leting nådde ikke målsettingen, hovedsakelig på grunn av lavere funnvolumer enn forventet. Statoil har imidlertid sikret seg tilgang til nye arealer, som for eksempel Carcara North-blokken i Brasil og Bajo del Toro-blokken i Argentina. |
| Finans | Strategiske mål og tiltak omfatter kapasitet til positiv kontantstrøm, lønnsomhet og konkurransekraft. | Med hensyn til relativ avkastning til aksjonærerne endte Statoil på fjerde plass i en gruppe med 12 sammenlignbare selskaper, og nådde dermed målet om en posisjon over gjennomsnittet. For relative ROACE endte Statoil på andre plass i samme gruppen, og nådde dermed målsettingen om en posisjon over gjennomsnitt. Programmet for bedre kontantstrøm leverte over målsettingen. |

Styrets vurdering av konsernsjefens prestasjoner

I sin vurdering av konsernsjefens prestasjoner og følgelig hans årsbonus for 2017, har styret vektlagt en sterkt leveranse innen produksjon, kontinuerlig forbedring av selskapets effektivitet og en positiv utvikling innen sikkerhet, sikring og bærekraft (SSU). Den negative utviklingen fra 2016 er snudd, og frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) har nådd målsettingen. CO2-intensiteten per fat oljeekvivalenter er redusert med over 10 %, sammenlignet med resultatene for 2016.

Statoil har økt produksjonsprognosene og samtidig redusert kapitalinvesteringene gjennom ytterligere effektivisering og streng prioritering. Statoil har sikret seg tilgang til nye arealer og styrket porteføljen. Statoils samlede avkastning til aksjonærerne (total shareholder return, TSR) og avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (return on average capital employed, ROACE) er solide. Ansattes engasjement er sterkt og blir stadig sterkere, blant annet gjennom målrettet satsing på medarbeiderutvikling.

KPI-er for konsernsjefen for 2018

Konsernsjefens variable lønn (prestasjonsår 2018) og grunnlønnsjustering i 2019 baseres på vurdering av resultatene for følgende KPI-er:

Sikkerhet, sikring og bærekraft

- frekvens for alvorlige hendelser
- CO2-intensitet for oppstrømsporteføljen

Marked

- Faste driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader (pr fat oljeekvivalenter)

Resultater

- Relativ samlet avkastning for aksjonærerne
- Relativ ROACE

Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2017

Innledning

- Belønningspolitikken og -prinsippene som ble gjennomført i 2017, var i hovedsak i henhold til erklæringen som ble fremlagt for generalforsamlingen 11. mai 2017.
- Etter anvendelse av terskelverdien nevnt i avsnitt om belønningskonsept for konsernledelsen, ble tildeling av langtidsincentivet (LTI) for 2017 redusert med 50 % av det maksimale LTI nivået.
- Basert på en helhetlig vurdering, og mulighet for ytterligere forbedringer, ble den variable lønnen for medlemmer av konsernledelsen redusert med 12 %¹

Prestasjonsstyringssystemet

Prestasjonsstyringssystemet i Statoil ble endret i 2017 for å styrke løpende tilbakemelding og utviklingsfokus. Målet er å legge til rette for prestasjoner gjennom en mer dynamisk tilnærming, utvikling basert på den enkeltes styrker og fremtidsfokus. Noen av de prinsipielle endringene i prestasjonsstyringssystemet er at man går vekk fra det femdelte vurderingssystemet og innfører flere prestasjons- og utviklingssamtaler gjennom året.

Prestasjon vurderes fremdeles, og "Hvordan" vi leverer vil fortsatt være like viktig som "Hva" vi leverer.

Revidert terskelverdi for variabel lønn

I 2015 innførte Statoil en terskelverdi for variabel lønn for å styrke koplingen mellom selskapets resultater og variabel lønn. På grunnlag av erfaring og markedsinformasjon er terskelverdikonseptet revurdert og justert. Den årlige beslutning om anvendelse av terskel vil være basert på en bred vurdering av flere kriterier, herunder selskapets totale drifts- og finansresultat.

Den reviderte terskelverdien har følgende veilederende parametere:

- Kontantstrøm fra driftsaktiviteter etter skatt og før arbeidskapitalposter
- Netto gjeldsgrad og -utvikling
- Selskapets generelle drifts- og finansresultat

Kontantstrøm fra driftsaktiviteter etter skatt og før arbeidskapitalposter som er høyere enn 12 milliarder USD og en netto gjeldsgrad under 30 % vil normalt tilsi at bonus ikke blir redusert. Disse målene er indikative og vil være en del av en bredere vurdering av bonustildelingen. Den helhetlige vurderingen av selskapets totale drifts- og finansresultat fokuserer på (men er ikke begrenset til): HMS, produksjon, driftseffektivitet, forbedringer, prosjektgjennomføring, justert inntjening og justert ROACE. Den reviderte terskelverdien vil gjelde for prestasjonsåret 2017.

Selskapets modifikator for variabel lønn for prestasjonsåret 2017

Selskapets resultatmodifikator avhenger av resultatet på to kriterier, nemlig avkastning på sysselsatt kapital (ROACE) og samlet avkastning til aksjeeierne (TSR), hvor Statoils resultat på begge parametere måles i forhold til 11 andre sammenlignbare selskaper. For 2017 var resultatene for Statoil som følger: relativ ROACE nummer 2 og relativ TSR nummer 4 i gruppen av selskaper. Dette gir et ROACE-resultat i første kvartil og et TSR-resultat i andre kvartil,

som iht. den etablerte matrise for resultatmodifikatoren gir en modifikator på 1,33 for 2017.

Vilkår for konsernsjefen

Eldar Sætre ble utnevnt til konsernsjef 4. februar 2015, etter å ha fungert i stillingen siden oktober 2014. I henhold til sin individuelle pensjonsavtale hadde Eldar Sætre rett til å gå av med pensjon ved fylte 62 år, etter tre år som konsernsjef. På grunn av dette ble et element i fastlønnen ikke medregnet i den pensjonsgivende inntekten. I 2017 ble Statoil-styret og konsernsjef Eldar Sætre enige om at Sætre skulle fortsette som konsernsjef etter at han fylte 62 i februar 2018. Derfor ble det avtalt at konsernsjefen ikke ville benytte seg av sin kontraktfestede rett til å gå av ved fylte 62 år. Ettersom konsernsjefen ikke benyttet seg av retten til å gå av ved 62 år, besluttet styret å gå tilbake til den opprinnelige bestemmelsen om at pensjon skal regnes ut fra total fastlønn. Fastlønnelementet på NOK 2.408.505 er dermed inkludert i Sætres pensjonsgivende inntekten. Eldar Sætre vil senest gå av ved fylte 67 år, men beholder retten til å gå av tidligere.

Styret i Statoil har gjennomgått konsernsjefens godtgjørelsespakke etter sammenligning med markedet. Etter denne vurderingen har styret økt konsernsjefens årlige fastlønn til NOK 8.767.682, med virkning fra 1. september 2017.

Konsernsjefen deltar i en variabel lønnsordning med et målnivå på 25 % (maks 50 %) og selskapets langtidsincentivordning for 2018 med en verdi på 30 % av grunnlønnen. Med unntak av at fastlønnelementet er medregnet i konsernsjefens grunnlønn som pensjonsgivende inntekt, er pensjonsvilkårene uendret, som beskrevet i punktet om pensjon og forsikringsordninger.

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.

¹ Reduksjonen er sammenlignet med beregnet bonus ved bruk av resultatmodifikator for 2017 og prestasjonsvurdering.

Kompensasjon og aksjeeierskap til konsernledelsen

| Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) ^{1), 2)} | Fast godtgjørelse | | | | | | | Estimert pensjonskostnad ⁷⁾ | Nåverdi av pensjonsforpliktelse ⁸⁾ | Antall aksjer pr. 31. desember 2017 | |
|---|-------------------------|-----------------------------------|-------------------|---------------------|------------------------------|--------------------|-------------------------------------|--|---|-------------------------------------|---------|
| | Fast lønn ³⁾ | Kontantgodtgjørelse ⁴⁾ | LTI ⁵⁾ | Bonus ⁶⁾ | Andre skattepliktige ytelses | 2017 Skattbar lønn | Ikke skattepliktige naturaltytelses | | | | |
| Eldar Sætre ¹⁰⁾ | 1.045 | 0 | 149 | 570 | 48 | 1.812 | 0 | 0 | 14.489 | 1.356 | 56.896 |
| Margareth Ørvrum | 494 | 0 | 54 | 253 | 36 | 837 | 24 | 0 | 6.912 | 631 | 56.125 |
| Timothy Dodson | 466 | 0 | 52 | 140 | 31 | 689 | 46 | 152 | 4.977 | 573 | 34.425 |
| Irene Rummelhoff | 381 | 62 | 38 | 154 | 22 | 657 | 0 | 29 | 1.404 | 511 | 25.081 |
| Jens Økland | 396 | 65 | 41 | 145 | 20 | 667 | 0 | 24 | 1.067 | 509 | 17.207 |
| Arne Sigve Nylund | 429 | 0 | 50 | 218 | 23 | 720 | 0 | 120 | 4.314 | 546 | 13.354 |
| Lars Christian Bacher | 447 | 0 | 46 | 193 | 24 | 710 | 58 | 128 | 2.733 | 567 | 23.309 |
| Hans Jakob Hegge | 398 | 66 | 44 | 170 | 25 | 703 | 0 | 25 | 1.493 | 561 | 32.104 |
| Jannicke Nilsson | 401 | 63 | 42 | 147 | 25 | 678 | 24 | 36 | 1.315 | 40 | 38.491 |
| Torgrim Reitan ¹¹⁾ | 696 | 0 | 50 | 169 | 143 | 1.058 | 0 | 121 | 2.712 | 884 | 36.235 |
| John Knight ¹²⁾ | 1.643 | 0 | 0 | 0 | 181 | 1.824 | 0 | 0 | 0 | 1.810 | 109.901 |

- 1) Alle beløp i tabellen presenteres i USD basert på gjennomsnitts kurser (2017: USD/NOK = 8,2630, USD/GBP = 1,2882. 2016: USD/NOK = 8,3987, USD/GBP = 1,3538). Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelsjer.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen mottar kompensasjon i norske kroner unntatt John Knight som mottar kompensasjon i GBP.
- 3) Fast lønn består av grunnlønn, fastlønnselement, feriepenger og andre administrativt fastsatte godtgjøringer.
- 4) Kontantgodtgjørelse består av kompensasjon for bortfall av pensjonsoptjenning 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 feriepenger for medlemmer av konsernledelsen som er bosatt i Norge.
- 7) Estimert pensjonskostnad er beregnet basert på aktuarmessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt (hovedsakelig fastlønn) pr. 31. desember 2016 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2017.
- 8) Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Ørvrum og Timothy Dodson er medlemmer av den avsluttede ytelsesordningen, mens de øvrige medlemmene av konsernledelsen i Statoil ASA er medlem av selskapets innskuddsordning.
- 9) Inkluderer medlemmer av konsernledelsen i 2016 som også er medlemmer i 2017.
- 10) Beregnet nåverdi av pensjonsforpliktelse for Eldar Sætre er basert på avgang med pensjon fra 67 år. Eldar Sætre har rett til å gå av med pensjon før fylte 67 år.
- 11) Kompensasjonene til Torgrim Reitan inkluderer også Statoils betingelser for internasjonal utstasjonering.
- 12) John Knights fastlønn inkluderer et fastlønnselement på 143 tusen USD som erstatter hans tidligere innskuddspensjon, samt et fastlønnselement på 689 tusen USD som erstatter hans bonusordninger.

Det er ikke gitt lån fra selskapet til medlemmer av konsernledelsen.

Resultatmodifikator

Innledning

Etter den opprinnelige godkjennelsen av generalforsamlingen i 2016 ble det innført en resultatmodifikator som skal benyttes ved beregning av variabel lønn. Det tas sikte på videreføring av resultatmodifikatoren i 2018. Relativ avkastning til aksjeeierne er anbefalt som ett av kriteriene i modifikatoren. Forslaget er oversendt til generalforsamlingen for godkjennelse, 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

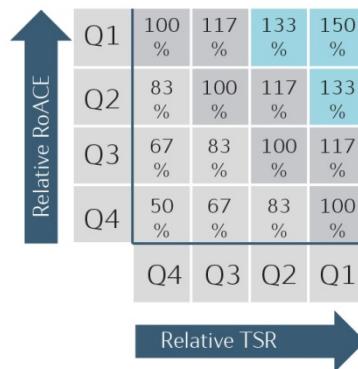
Statoil har innført årlige variable lønnsordninger (AVP) for medlemmer av konsernledelsen. Disse ordningene er beskrevet i avsnitt om belønningskonsept for konsernledelsen. Andre ledere og ansatte i definerte faglige stillinger kvalifiserer også for individuell variabel lønn i henhold til selskapets 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 2018. Resultatmodifikatoren vil bli vurdert mot to likevektede faktorer: relativ samlet avkastning til aksjeeierne (TSR) og relativ 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 i Q1 betyr at Statoil er i øverste kvartil blant konkurrerende selskap. En posisjon i 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 godkjennelse av generalforsamlingen i 2018, vil resultatmodifikatoren bli videreført i beregninger av årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen i opptjeningsåret 2018, med innvirkning på variabel lønn i 2019. Modifikatoren vil også bli benyttet i andre variable lønnsordninger under konsernledernivå. Videre benytelse 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 forkart 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 nærmiljø. Hvert medlem av styret og bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Statoil-aksjene.

| Aksjeandeler i Statoil (inkludert aksjeandeler for «nære bekjente») | Per 31. desember 2017 | Per 14. mars 2018 |
|---|--------------------------|----------------------|
| Medlemmer i konsernledelsen | | |
| Eldar Sætre | 56,896 | 57,783 |
| Hans Jakob Hegge | 32,104 | 33,305 |
| Jannicke Nilsson | 38,491 | 39,638 |
| Lars Christian Bacher | 23,309 | 24,400 |
| Torgrim Reitan | 36,235 | 37,358 |
| John Knight | 109,901 | 112,543 |
| Tim Dodson | 34,425 | 35,506 |
| Margareth Øvrum | 56,125 | 57,655 |
| Arne Sigve Nylund | 13,354 | 13,354 |
| Jens Økland | 17,207 | 17,657 |
| Irene Rummelhoff | 25,081 | 25,795 |
| Medlemmer i styret | | |
| Jon Erik Reinhardsen | 2,558 | 2,558 |
| 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 | 2,650 | 2,650 |
| Per Martin Labråten | 1,343 | 1,516 |
| Ingrid Elisabeth di Valerio | 4,471 | 4,821 |
| Stig Lægreid | 1,975 | 1,975 |

Hvert medlem av bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Statoil-aksjene per 31. desember 2017 og per 14. mars 2018. Til sammen eide medlemmer av bedriftsforsamlingen 30.839 aksjer per 31. desember 2017 og til sammen 33.029 aksjer per 14. mars 2018. Informasjon om aksjeeierskapet til hvert av medlemmene av bedriftsforsamlingen er oppgitt i seksjon 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/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 aksjeverv. 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 inntrefte 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 ovenfor. 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 instruksen 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 2015 – 2017

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 2017, 2016 og 2015.

Godtgjørelse til revisor

| (i millioner USD, ekskl. mva) | For regnskapsåret | | |
|-------------------------------|-------------------|------------|------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Revisjonshonorar | 6,1 | 6,5 | 6,1 |
| Revisjonsrelaterte tjenester | 0,9 | 1,0 | 1,7 |
| Skattehonorar | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| Andre tjenester | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | 7,0 | 7,5 | 7,9 |

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 kvarterregnskapene.

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 aktsumhetsvurdering i forbindelse med oppkjøp, revisjon av pensjons- og fordelsplaner, konsultasjoner vedrørende finansregnskaps- og rapporteringsstandarder.

Andre tjenester omfatter tjenester, om noen, 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 2017, 2016 og 2015 på henholdsvis 0,8 millioner USD, 0,8 millioner USD og 0,9 millioner USD.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

Regnskap og noter

| | |
|--|-----|
| Konsernregnskap Statoil | 123 |
| Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass | 184 |
| Selskapsregnskap for Statoil ASA | 197 |



Bakken.

Foto: Jan Arne Wold/Woldcam

4.1 Konsernregnskap Statoil

Uavhengig revisors beretning

Til generalforsamlingen i Statoil ASA

Uttalelse om revisjonen av årsregnskapet

Konklusjon

Vi har revidert Statoil ASAs årsregnskap for 2017, som består av:

- konsernregnskapet for Statoil ASA med datterselskaper (konsernet), som består av balanse per 31. desember 2017, resultatregnskap, utvidet resultatregnskap, oppstilling over endringer i egenkapital og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoene og noter, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper, og
- selskapsregnskapet for Statoil ASA (selskapet), som består av balanse per 31. desember 2017, resultatregnskap, utvidet resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoene og noter, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper.

Etter vår mening:

- er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter
- gir konsernregnskapet et rettvisende bilde av den finansielle stillingen til konsernet Statoil ASA per 31. desember 2017 og av konsernets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoene i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.
- gir selskapsregnskapet et rettvisende bilde av den finansielle stillingen til Statoil ASA per 31. desember 2017 og av selskapets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoene 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 2017. Disse forholdene ble håndtert ved revisjonens utførelse og da vi dannede oss vår mening om årsregnskapet som helhet. Vi konkluderer ikke særligt på disse forholdene.

Sentrale forhold i revisjonen

Verdsettelse av oppstrømseiendeler inkludert eiendeler under tilvirkning, aktiverete letekostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser

Konsernet eier vesentlige oppstrømseiendeler herunder eiendeler under tilvirkning, aktiverete utviklingskostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser.

Verdsettelsen av oppstrømseiendelene avhenger av ledelsens estimerer 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. Endringer i råvarepriser på kort sikt, som ledelsen utleder basert på observerte forwardkurver for olje og gass ett år frem i tid, kan også ha vesentlig påvirkning på balanseført verdi av eiendeler med kortere økonomisk levetid. I tillegg kan den bokførte verdien av oppstrømseiendelene bli påvirket av endringer i forventede reserver og oppdaterte kostnadsestimater grunnet operasjonell utvikling.

I 2017 er det regnskapsført flere nedskrivninger, samt reverseringer av tidligere nedskrivninger, grunnet eiendelsspesifikke nedskrivnings- eller reverseringsindikatorer, hovedsakelig:

- reversering av tidligere nedskriving relatert til ukonvensjonelle eiendeler i Nord-Amerika grunnet endringer i amerikansk skattelovgivning, inkludert en endring i selskapsskattesats fra 35 % til 21 % kombinert med operasjonelle forbedringer og økt utvinningshastighet;
- reversering av tidligere nedskriving relatert til konvensjonell offshoreeiendel i utviklingsfasen i Norge som skyldes økning i forventede reserver, kostnadsreduksjoner og økning i kortsiktige prisforutsetninger; og
- nedskriving av ukonvensjonell landeiendel i Nord-Amerika forårsaket av endringer i operasjonsplaner plan som følge av lavere produksjon enn forventet og betydelig reduksjon i forventede reserver.

Aktiverete letekostnader og aktiverete oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser blir vurdert for nedskriving når det foreligger indikasjoner på at bokført verdi overstiger virkelig verdi.

Se også note 10 *Varige driftsmidler* og note 11 *Immaterielle eiendeler* i konsernregnskapet.

Vår revisjonsmessige tilnærming

Vi har vurdert og testet ledelsens kontroller for å identifisere indikatorer på at nedskrivingstester må gjennomføres på enkelte 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 nedskrivingstest er påkrevet. Vi har ikke identifisert eiendeler hvor nedskrivingstest var nødvendig utover de som var identifisert av ledelsen. For eiendelene hvor ledelsen identifiserte en nedskravnings-/reverseringsindikator, evaluerte og testet vi ledelsens kontroller over nedskravningsberegningene, inkludert forutsetningene som ble benyttet i beregningene.

Vi har vurdert de makroøkonomiske forutsetningene inkludert råvarepriser på kort og lang sikt, valutakurser, inflasjonsprognosenter og diskonteringsrenten ledelsen har lagt til grunn. Vi har sammenlignet kortsiktige prisprognosenter 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 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 nedskrivingstestene mot markedsdata. 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 verdsettelsesekspertene i KPMG.

For eiendelene der ledelsen identifiserte en nedskravnings-/reverseringsindikator, har vi vurdert verdsettelsesmetoden og estimatene på fremtidige kontantstrømmer, samt utfordret ledelsen på om estimatene er hensiktsmessige sett i lys av:

- ledelsens prognosenter om råvarepriser, valutakurser og inflasjon;
- produksjons- og reserveestimater;
- investerings- og driftsbudsjetter samt oppnådde resultater; og
- tidligere års estimater.

Der ledelsen har benyttet verdsettelselser utarbeidet av eksterne spesialister har vi, ved bruk av verdsettelsesekspertene i KPMG, vurdert hvorvidt disse verdsettelsene har vært hensiktsmessige.

Vi har vurdert om verdsettelsesmodellene er matematisk nøyaktige, og hvorvidt nedskrivingen (reverseringen) er nøyaktig bokført i regnskapet.

Basert på de handlinger vi har utført, vurderer vi de bokførte nedskrivninger og reversering av nedskrivninger til å være rimelige.

Vi har vurdert om sensitivitetsanalysen i note 10 *Varige driftsmidler* beskriver, på en hensiktsmessig måte, hvor eksponert konsernet er for ytterligere nedskrivninger dersom fremtidige råvarepriser skulle avvike fra ledelsens prognosenter.

Vi har vurdert og testet ledelsens kontroller for å vurdere om bokført verdi av aktiverete letekostnader og anskaffelseskost for olje- og gasslisenser ikke lenger kan forsvares.

Sentrale forhold i revisjonen***Inntektsskattestimater***

Konsernet har virksomhet i mange land, og hvert land har sitt eget skatteregime. Ledelsen gjør vurderinger og estimerer for usikre skatteposisjoner og verdsettelse av utsatte skattefordeler.

Konsernet har vesentlige utsatte skattefordeler relatert til historiske skattemessige tap. Tidshorisonten for å få realisert slike eiendeler kan være lang og ledelsen må bruke betydelig grad av skjønn for å vurdere om utsatt skattefordel skal regnskapsføres, herunder 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 skatteforvaltningen er umodne og/eller under utvikling.

Den vesentligste usikre skatteposisjonen er tvisten med norske skattemyndigheter som i 2016 utstede et varsel om endring av ligning vedrørende transaksjoner mellom Statoil Coordination Center (SCC) i Belgia og enkelte norske selskapene i konsernet. Saken gjelder SCCs kapitalstruktur og overholdelse av prinsippet om armlengdes avstand. I tillegg utstede brasilianske skattemyndigheter i 2016 en ny skatteligning for 2011 da de var uenige i fordelingen av vederlaget mellom selskapene og eiendelene involvert ved salget av 40 %-andelen i Peregrinofeltet til Sinochem i 2011. En twist med det angolanske finansdepartementet vedrørende konsernets deltagelse i Block 4, Block 15, Block 17 og Block 31 på den angolanske kontinentalsokkelen som omhandlet "profit oil" og skatt på virksomhet mellom 2002 og 2012 har blitt avgjort i 2017.

Vi henviser til note 9 *Skatter* og note 23 *Andre forpliktelser* i konsernregnskapet.

Vår revisjonsmessige tilnærming

Vi har vurdert og testet ledelsens kontroller knyttet til prosessen for måling av utsatt skattefordel relatert til historiske skattemessige tap og fastsettelse av avsetninger for usikre skatteposisjoner og/eller tilhørende noteopplysninger.

I vurderingen av i hvor stor grad eiendeler ved utsatt skatt skal innregnes har vi vurdert hvorvidt de benyttede langsiktige prognosene for råvarepriser og valutakursforutsetninger er konsistente med forutsetninger beskrevet i sentrale forhold ved revisjonen om verdsettelse av oppstrømseiendeler, inklusive eiendeler under tilvirkning, aktiverte letekostnader 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 samt dokumenter i forbindelse med skatteinspesjoner/-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 å fremheve at det er stor iboende usikkerhet knyttet til noen av disse skatteposisjonene.

Sentrale forhold i revisjonen***Estimerte fjerningsforpliktelser***

Gjennom sin virksomhet, pådrar konsernet 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 er fremtidige fjerningskostnader, valutakursforutsetninger og inflasjonsrater.

Vi viser til note 20 *Avsetninger* i konsernregnskapet.

Vår revisjonsmessige tilnærming

Vi utfordret ledelsen på de viktigste forutsetningene som er lagt til grunn i ledelsens årlige prosess for å fastsette størrelsen på fjerningsforpliktelser. Vi har i vår testing lagt vekt på de forutsetningene som har hatt størst innvirkning på fjerningsforpliktelser. Utvalget er gjort på bakgrunn 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 vurderingene av de relevante feltene. Vi har også vurdert forventede riggrater 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 angrepssinkel som er beskrevet i sentrale forhold i revisjonen om verdsettelse av oppstrømseidel deler inklusive eiendeler under tilvirkning, aktiverete letekostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser.

Basert på våre revisjonshandlinger vurderer vi ledelsens estimat av fjerningsforpliktelser 31. desember 2017 som rimelig.

Beskrivelse av forholdet***Potensielle ulovlige handlinger – inkludert anklager fra tidligere ansatte om brudd på regnskapsregler og forskrifter***

Som de fleste multinasjonale selskaper, opplever konsernet av og til å motta anklager om potensielle ulovlige handlinger som potensielt kan ha en vesentlig betydning for regnskapet.

Konsernet har etablert retningslinjer og prosedyrer og utformet kontroller for å håndtere denne type anklager, samt for å vurdere om det kan være feil i regnskapet. Konsernet har også etablert kontroller som er utformet for å redusere risiko for ikke å avdekke og korrigere misligheter eller utilsiktede feil på en hensiktsmessig og tidsriktig måte, i tilfeller hvor anklagene skulle vise seg å være korrekte.

I forbindelse med vår revisjon av årsregnskapet ble det avdekket et tilfelle hvor en tidligere ansatt rettet anklager mot konsernet, og hvor forholdet ikke var blitt kommunisert videre til relevante interne selskapsorgan, inkludert revisjonskomiteen.

Det er risiko for at (1) det kan være vesentlige feil med bakgrunn i kjente anklager og (2) konsernets kontrollmiljø, retningslinjer, prosedyrer og kontroller knyttet til anklager eller indikasjoner på brudd på regnskapsregler eller på at internkontrollen er satt til side, ikke vil være i stand til å identifisere og vurdere om den eventuelle konsekvensen for regnskapet er vesentlig.

Vi viser til 3.10 *Risk management and internal control*.

Vår revisjonsmessige tilnærming

Vi foretok undersøkelser for å forstå hvorfor saken ikke ble kommunisert gjennom de rette kanalene, slik det var lagt til rette for gjennom etablerte kontroller og retningslinjer.

Vi undersøkte om det var andre tilfeller gjennom året hvor ansatte hadde rettet anklager om brudd på regnskapsreglene.

Ytterligere undersøkelser ble gjennomført der det var nødvendig. Gjennom undersøkelsene ble det verken identifisert feil eller ulovlige handlinger. Vi vurderte kompetansen og uavhengigheten til teamet som gjennomførte undersøkelsene. Vi vurderte også om undersøkelsene som ble gjort var hensiktsmessige, og evaluerte resultatene fra undersøkelsene med støtte fra våre spesialister innen granskning.

For å avdekke om det fantes tilsvarende hendelser som ikke var rapportert til oss, ba vi ledelsen utføre en gjennomgang av tidligere anklager om enten at den finansielle internkontrollen har vært satt til side eller at regnskapsreglene har vært brutt. Vi evaluerte om ledelsens undersøkelser var hensiktsmessige. Ingen ytterligere tilfeller ble avdekket i disse undersøkelsene.

Vi utførte en selvstendig vurdering av de identifiserte svakhetene i internkontrollen som er beskrevet i seksjon 3.10 i årsrapporten for 2017 og Form 20-F. Informasjonen vurderes som balansert. Vi konkluderte med at svakhetene i internkontrollen var vesentlige.

Vi utførte en samlet vurdering av hvilken effekt disse svakhetene, sammen med resultatet av vårt arbeid knyttet til undersøkelsene, hadde på vår revisjonsplan, og basert denne vurderingen utførte vi ytterligere revisjonshandlinger.

Vi evaluerte også kontrollmiljøet og retningslinjene, samt testet kontrollene som iverksettes når slike anklager identifiseres gjennom konsernets Ethics Helpline. Vi bemerker at disse kontrollene opererer effektivt, og ingen vesentlige svakheter ble identifisert.

Øvrig informasjon

Ledelsen er ansvarlig for øvrig informasjon. Øvrig informasjon består av kapitlene introduksjon, strategisk rapport, eierstyring og selskapsledelse, seksjon 4.2 *Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass* og annen informasjon inkludert i årsrapporten, men inkluderer ikke årsregnskapet og revisjonsberetningen.

Vår uttalelse om revisjonen av årsregnskapet dekker ikke øvrig informasjon, 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 for at det gir et rettviseende bilde, for selskapsregnskapet i samsvar med foreklet anvendelse av internasjonale regnskapsstandarder 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 avvikle 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 avgjøre 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 uttelatelser, 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 og konsernets 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 innhente revisjonsbevis, og hvorvidt det foreligger vesentlig usikkerhet knyttet til hendelser eller forhold som kan skape tvil av betydning om selskapets eller konsernets 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 modifiserer vår konklusjon om årsregnskapet og årsberetningen. Våre konklusjoner er basert på revisjonsbevis innhentet inntil datoene for revisjonsberetningen. Etterfølgende hendelser eller forhold kan imidlertid medføre at selskapet eller konsernet 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 finanzielle 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 revisionsberetningen 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 og redegjørelsene om foretaksstyring og samfunnsansvar

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningsene i årsberetningen og i redegjørelsene om foretaksstyring og samfunnsansvar om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og i samsvar med lov og forskrifter.

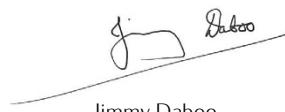
Konklusjon om registrering og dokumentasjon

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 forenkle revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge.

Stavanger 15. mars 2018
KPMG AS



Ståle Christensen
Statsautorisert revisor¹³



Jimmy Daboo

¹³ Utpekt av KPMG AS som ansvarlig revisor etter Lov om revisjon og revisorer § 2-2

KONSERNRESULTATREGNSKAP

| (i millioner USD) | Note | 2017 | For regnskapsåret 2016 | 2015 |
|--|----------|----------------|---------------------------|----------|
| Salgsinntekter | 26 | 60.971 | 45.688 | 57.900 |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 12 | 188 | (119) | (29) |
| Andre inntekter | 4 | 27 | 304 | 1.770 |
| Sum inntekter | 3 | 61.187 | 45.873 | 59.642 |
| Varekostnad | | (28.212) | (21.505) | (26.254) |
| Driftskostnader | | (8.763) | (9.025) | (10.512) |
| Salgs- og administrasjonskostnader | | (738) | (762) | (921) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | 10, 11 | (8.644) | (11.550) | (16.715) |
| Letekostnader | 11 | (1.059) | (2.952) | (3.872) |
| Driftsresultat | 3 | 13.771 | 80 | 1.366 |
| Netto finansposter | 8 | (351) | (258) | (1.311) |
| Resultat før skattekostnad | | 13.420 | (178) | 55 |
| Skattekostnad | 9 | (8.822) | (2.724) | (5.225) |
| Årets resultat | | 4.598 | (2.902) | (5.169) |
| Tilordnet aksjonærer i morselskapet | | 4.590 | (2.922) | (5.192) |
| Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser | 8 | | 20 | 22 |
| Ordinært resultat per aksje (i USD) | | 1,40 | (0,91) | (1,63) |
| Utvannet resultat per aksje (i USD) | | 1,40 | (0,91) | (1,63) |
| Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner) | | 3.268 | 3.195 | 3.179 |
| Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående, utvannet (i millioner) | | 3.288 | 3.207 | 3.189 |

REGNSKAP OG NOTER

Konsernregnskap

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

| (i millioner USD) | Note | For regnskapsåret | | |
|--|------|-------------------|---------|---------|
| | | 2017 | 2016 | 2015 |
| Årets resultat | | 4.598 | (2.902) | (5.169) |
| Aktuarmessige gevinner/(tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger | 19 | 172 | (503) | 1.599 |
| <u>Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital</u> | | (38) | 129 | (461) |
| Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet | | 134 | (374) | 1.138 |
| Omregningsdifferanser | | 1.710 | 17 | (3.976) |
| Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg | | (64) | 0 | 0 |
| <u>Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer</u> | | (40) | 0 | 0 |
| Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet | | 1.607 | 17 | (3.976) |
| <u>Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital</u> | | 1.741 | (357) | (2.838) |
| Sum innregnede inntekter og kostnader | | 6.339 | (3.259) | (8.007) |
| Tilordnet aksjonærer i morselskapet | | 6.331 | (3.279) | (8.030) |
| Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser | 8 | 8 | 20 | 22 |

KONSERNBALANSE

| (i millioner USD) | Note | 31. desember 2017 | 2016 |
|--|--------|----------------------|---------|
| EIENDELER | | | |
| Varige driftsmidler | 10 | 63.637 | 59.556 |
| Immaterielle eiendeler | 11 | 8.621 | 9.243 |
| Egenkapitalkonsoliderte investeringer | 12 | 2.551 | 2.245 |
| Utsatt skattefordel | 9 | 2.441 | 2.195 |
| Pensjonsmidler | 19 | 1.306 | 839 |
| Finansielle derivater | 25 | 1.603 | 1.819 |
| Finansielle investeringer | 13 | 2.841 | 2.344 |
| Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer | 13 | 912 | 893 |
| Sum anleggsmidler | | 83.911 | 79.133 |
| Varelager | 14 | 3.398 | 3.227 |
| Kundefordringer og andre fordringer | 15 | 9.425 | 7.839 |
| Finansielle derivater | 25 | 159 | 492 |
| Finansielle investeringer | 13 | 8.448 | 8.211 |
| Betalingsmidler | 16 | 4.390 | 5.090 |
| Sum omløpsmidler | | 25.820 | 24.859 |
| Eiendeler klassifisert som holdt for salg | 4 | 1.369 | 537 |
| Sum eiendeler | | 111.100 | 104.530 |
| EGENKAPITAL OG GJELD | | | |
| Aksjonærers egenkapital | | 39.861 | 35.072 |
| Ikke-kontrollerende eierinteresser | | 24 | 27 |
| Sum egenkapital | 17 | 39.885 | 35.099 |
| Finansiell gjeld | 18, 22 | 24.183 | 27.999 |
| Utsatt skatt | 9 | 7.654 | 6.427 |
| Pensjonsforpliktelser | 19 | 3.904 | 3.380 |
| Avsetninger | 20 | 15.557 | 13.406 |
| Finansielle derivater | 25 | 900 | 1.420 |
| Sum langsigiktig gjeld | | 52.198 | 52.633 |
| Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger | 21 | 9.737 | 9.666 |
| Betalbar skatt | | 4.057 | 2.184 |
| Finansiell gjeld | 18 | 4.091 | 3.674 |
| Skyldig utbytte | 17 | 729 | 712 |
| Finansielle derivater | 25 | 403 | 508 |
| Sum kortsiktig gjeld | | 19.017 | 16.744 |
| Forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg | 4 | 0 | 54 |
| Sum gjeld | | 71.214 | 69.431 |
| Sum egenkapital og gjeld | | 111.100 | 104.530 |

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

| | Aksjekapital | Annен innskutt egenkapital | Oppjent egenkapital | Omregnings- differanser | Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg | Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapital- konsoliderte investeringer | Aksjonærers egenkapital | Ikke- kontrollerende eierinteresser | Sum egenkapital |
|---|--------------|----------------------------------|------------------------|----------------------------|--|--|----------------------------|---|--------------------|
| (i millioner USD) | | | | | | | | | |
| 31. desember 2014 | 1.139 | 5.714 | 45.677 | (1.305) | 0 | 0 | 51.225 | 57 | 51.282 |
| Årets resultat | | | (5.192) | | | | (5.192) | 22 | (5.169) |
| Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen | | | 1.138 | (3.976) | 0 | 0 | (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) | 0 | 0 | 40.271 | 36 | 40.307 |
| Årets resultat | | | (2.922) | | | | (2.922) | 20 | (2.902) |
| Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen | | | (374) | 17 | 0 | 0 | (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) | 0 | 0 | 35.072 | 27 | 35.099 |
| Årets resultat | | | 4.590 | | | | 4.590 | 8 | 4.598 |
| Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen | | | 134 | 1.710 ¹⁾ | (64) | (40) | 1.741 | | 1.741 |
| Sum innregnede inntekter og kostnader | | | | | | | | | 6.339 |
| Utbytte | 24 | 1.333 | (2.891) | | | | (1.534) | | (1.534) |
| Andre egenkapitaltransaksjoner | (8) | 0 | | | | | (8) | (10) | (18) |
| 31. desember 2017 | 1.180 | 7.933 | 34.406 | (3.554) | (64) | (40) | 39.861 | 24 | 39.885 |

1) Netto omregningsdifferanser inkluderer et tap på 294 millioner USD direkte relatert til salg av eiendel i oljesandvirksomhet Kai Kos Dehseh. Se note 4 Oppkjøp og nedsalg for informasjon om transaksjonen.

Se note 17 Egenkapital og utbytte.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

| (i millioner USD) | Note | 2017 | For regnskapsåret 2016 | 2015 |
|--|--------|----------|---------------------------|----------|
| Resultat før skattekostnad | | 13.420 | (178) | 55 |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | 10, 11 | 8.644 | 11.550 | 16.715 |
| Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter | 11 | (8) | 1.800 | 2.164 |
| (Gevinst) tap på valutatransaksjoner | | (453) | (137) | 1.166 |
| (Gevinst) tap fra nedsalg | 4 | 395 | (110) | (1.716) |
| (Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter | | (391) | 1.076 | 558 |
| (Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater | 25 | (596) | 1.307 | 1.551 |
| Mottatte renter | | 282 | 280 | 363 |
| Betalte renter | | (622) | (548) | (443) |
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital | | 20.671 | 15.040 | 20.414 |
| Betalte skatter | | (5.766) | (4.386) | (8.078) |
| (Økning) reduksjon i arbeidskapital | | (542) | (1.620) | 1.292 |
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter | | 14.363 | 9.034 | 13.628 |
| Kjøp av virksomhet | 4 | 0 | 0 | (398) |
| Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler | | (10.755) | (12.191) | (15.518) |
| (Økning) reduksjon i finansielle investeringer | | 592 | 877 | (2.813) |
| (Økning) reduksjon i andre rentebærende poster | | 79 | 107 | (22) |
| Salg av eiendeler | 4 | 406 | 761 | 4.249 |
| Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter | | (9.678) | (10.446) | (14.501) |
| Ny langsiktig rentebærende gjeld | 18 | 0 | 1.322 | 4.272 |
| Nedbetaling langsiktig gjeld | | (4.775) | (1.072) | (1.464) |
| Betalt utbytte | 17 | (1.491) | (1.876) | (2.836) |
| Netto endring kortsiktige lån og annet | | 444 | (333) | (701) |
| Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter | 18 | (5.822) | (1.959) | (729) |
| Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler | | (1.137) | (3.371) | (1.602) |
| Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler | | 436 | (152) | (871) |
| Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakredittrekk) | 16 | 5.090 | 8.613 | 11.085 |
| Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakredittrekk) | 16 | 4.390 | 5.090 | 8.613 |

Betalingsmidler inkluderer kassakredittrekk på 0 millioner USD per 31. desember 2017, 0 millioner USD per 31. desember 2016 og 10 millioner USD per 31. desember 2015.

Betalte renter i kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er eksklusive aktiverte renter på 454 millioner USD per 31. desember 2017, 355 millioner USD per 31. desember 2016 og 392 millioner USD per 31. desember 2015. 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 ASAs aksjer 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, avlede 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 2017 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 14. mars 2018.

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Overensstemmelseserklæring

Det konsoliderte regnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper ("Statoil") er avgitt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRSer) som fastsatt av Den europeiske unionen (EU), og er også i samsvar med IFRSer utgitt av International Accounting Standards Board (IASB) som er gjeldende per 31. desember 2017.

Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er historisk kost prinsippet lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene som beskrives i hoveddelen av denne noten er de som gjelder på balansedagen, og disse prinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette konsernregnskapet. Enkelte sammenligningstall er omarbeidet for å stemme overens med presentasjonen i inneværende år. På grunn av avrunding, kan sum og delsum være ulik totalen av tallene som fremgår i enkelte tabeller.

Driftsrelaterte kostnader i konsernresultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad, samt Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger, er presentert på egne linjer basert på art, mens Driftskostnader, 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, tolkninger av standarder, og endringer i standarder

På tidspunkt for dette konsernregnskapet er følgende nye regnskapsstandarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder som er relevant for Statoil vedtatt, men ikke trådt i kraft:

IFRS 9 Finansielle instrumenter

Statoil vil implementere IFRS 9 med effekt fra 1. januar 2018. Standarden erstatter IAS 39 Finansielle instrumenter - Innregning og Måling. Statoil vil implementere IFRS 9 retrospektivt med den kumulative effekt av første gangs implementering innregnet på implementeringsdatoen. Implementeringen av IFRS 9 har uvesentlig innvirkning på Statoils egenkapital.

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 under IFRS 9 bli målt til amortisert kost, basert på en vurdering av kontraktsbetingelser og anvendt forretningsmodell. For visse finansielle eiendeler som nå er klassifisert som tilgjengelig for salg, vil endringer i virkelig verdi som nå reflekteres i inntekter og kostnader innregnet mot egenkapitalen bli innregnet i resultatet under IFRS 9. Det er vurdert å ikke være påkrevd med betydelige endringer i Statoils tapsinnregnings-prosess for å tilfredsstille IFRS 9s nedskrivningskrav for finansielle eiendeler.

IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter

IFRS 15, som Statoil vil implementere med effekt fra 1. januar 2018, omhandler regnskapsføring av inntekter fra kundekontrakter og relaterte notekrav. IFRS 15 erstatter tidligere regler for inntektsføring, inkludert IAS 18 Driftsinntekter. IFRS 15 krever identifisering av leveringsforpliktelser for varer eller tjenester i hver enkelt kundekontrakt. Inntekt vil bli regnskapsført når leveringsforpliktelserne er oppfylt, med det beløp som selskapet forventer å motta som godtgjørelse knyttet til den identifiserte leveringsforplikelsen.

Implementeringen av IFRS 15 vil hovedsakelig påvirke segmentet Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP), som står for det vesentligste av Statoils salg til kunder, og som er ansvarlig for markedsføring og salg av petroleumsvolumene til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Segmentene Leting & produksjon internasjonalt (E&P International) og Leting & produksjon Norge (E&P Norway) vil imidlertid til en viss grad også bli påvirket.

Implementeringen av IFRS 15 har uvesentlig innvirkning på Statoils egenkapital. Hovedsakelig på bakgrunn av den begrenseide implementeringseffekten vil Statoil innføre IFRS 15 retrospektivt, med den kumulative effekt av førstegangsimplementeringen innregnet på implementeringsdatoen. IFRS 15 vil kreve oppdaterte noteopplysninger, særlig knyttet til skillet mellom inntekter fra kundekontrakter og andre salgsinntekter, samt disaggregering av inntektsstrømmer. Slike noteopplysninger vil bli utarbeidet basert på vurderinger av nødvendig detaljeringsnivå. De vesentligste regnskapsvurderinger og -konklusjoner knyttet til implementeringen av IFRS 15 i Statoil oppsummeres i det følgende.

Salg og transport av varer;

Under IFRS 15 vil inntektene fra salg og transport av råolje, naturgass og petroleumsprodukter samt andre varer bli regnskapsført når kunden tar kontroll over varene, normalt når eiendomsretten overføres ved varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Hvert slike salg representerer normalt en leveringsforpliktelse, som når det gjelder naturgass gjennomføres over tid i henhold til levering av de fysiske kvantum. Flere langsiktige bilaterale avtaler, hovedsakelig vedrørende salg av naturgass, samt visse spot- og terminkontrakter, representerer salg av en ikke-finansiell gjenstand som kan gjøres opp netto i kontanter, men som er inngått med det formål å levere en ikke-finansiell råvare i samsvar med Statoils forventede innkjøps-, salgs- eller bruksbehov. Statoil vil derfor anvende IFRS 9's "eget bruk-unntak" for slike kontrakter, og disse fysiske salgene vil bli regnskapsført som inntekter fra kundekontrakter.

I forbindelse med visse salg av produkter, som f.eks. enkelte råoljesalg, transporterer Statoil i noen tilfeller produktene etter at kontrollen over dem har gått over til kjøper. Etter implementeringen av IFRS 15 vil slik transport, som tidligere ble vurdert å inngå i den enkelte varesalgstransaksjon, bli betraktet som en distinkt tjeneste som ytes over tid og er atskilt fra den solgte varen. Slike transporttjenester vil derfor vil bli innregnet separat i regnskapet, og vil inngå sammen med andre transportinntekter. Den uvesentlige tidsforskjellen fra slike fraktsalg utgjør den eneste identifiserte IFRS 15-implementeringseffekten med netto virkning på egenkapital og årsresultat i Statoil.

Markedsføring og salg av Den norske stats ("statens") råolje og naturgass fra norsk kontinentalsokkel;

Statoil har vurdert om selskapet opptrer som prinsipal under IFRS 15 i disse 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 rett 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 tilflyter staten, kjøper Statoil volumene fra staten og mottar det alt vesentlige av de gjenværende fordelene fra salget. Statoil anses derfor som prinsipal i råoljesalgene. Regnskapsføringen av Statoils salg av SDØEs naturgass og råolje vil følgelig ikke bli endret sammenlignet med nåværende praksis under IAS 18.

Andre identifiserte forskjeller;

Enkelte poster som tidligere er blitt klassifisert som Salgsinntekter i konsernresultatregnskapet, kvalifiserer ikke som inntekter fra kundekontrakter under IFRS 15. Disse inkluderer skatteinntekter i henhold til betingelsene i enkelte produksjonsdelingsavtaler (PSAer), samt innregning av råvarebaserte derivatkontrakter inngått i forbindelse med salgskontrakter eller salgsinntektsrelatert risikostyring. Justeringer for ubalanse mellom produksjon og salg av olje- og gassvolumer som en konsekvens av Statoils overgang fra salgsmetoden til regnskapsføring av ubalanser den 1. januar 2018 (se denne notens avsnitt "Frivillig endring i vesentlige regnskaps-prinsipper som er besluttet, men ikke implementert"), vil heller ikke kvalifisere som inntekter fra kundekontrakter under IFRS 15. Disse postene representerer likevel enten en type salgsinntekt, eller er nært knyttet til salgsinntektsstransaksjoner, og de vil bli klassifisert som Andre salgsinntekter etter implementeringen av IFRS 15. Statoil vil vise "Inntekter fra kundekontrakter" og "Andre salgsinntekter" samlet i en linje, Salgsinntekter, i konsernresultatregnskapet. Relevant disaggregering vil bli inkludert i notene til konsernregnskapet. I tillegg vil Statoil klassifisere virkningen av visse råvarebaserte "earn-out" avtaler og betingede salgsoppgjørselementer, som tidligere har vært inkludert i Salgsinntekter, i Andre inntekter. Sum inntekter i konsernregnskapet vil dermed ikke bli påvirket av disse reklassifiseringene.

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. Den nye standarden definerer en leieavtale som en kontrakt som gir rett til å kontrollere bruken av en identifisert eiendel i en periode i bytte mot vederlag. I leietakeres regnskaper krever IFRS 16 at alle kontrakter som kvalifiserer som leieavtaler i henhold til standardens definisjon, skal innregnes som leierettighetseiendeler og leieforpliktelser i balansen, mens leiebetalingene skal innregnes som rentekostnader og reduksjon av leieforpliktelser. Leierettighetseiendelene skal avskrives i tråd med kravene i IAS 16 Eiendom, anlegg og utstyr i løpet av den korteste av kontraktens leieperiode eller eiendelenes utnyttbare levetid. IFRS 16 fører også til endringer i klassifisering av leiebetalingene i kontantstrømoppstillingen, og den delen av leiebetalingene som representerer nedbetaling av leieforpliktelser vil bli klassifisert som kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter. Standarden innebefatter dermed en vesentlig endring i leietakeres regnskapsføring av leieavtaler som nå er definert som operasjonelle leieavtaler under IAS 17 samt for andre kontrakter som ikke møter denne definisjonen, men som vurderes å være leieavtaler under IFRS 16, både når det gjelder virkning på balansen, resultatregnskapet og kontantstrømoppstillingen.

Som en praktisk forenkling tillater IFRS 16 at kontrakter som er definert som leieavtaler under IAS 17 eller som tjenesteyting som ikke er leieavtaler, kan beholde sin respektive klassifisering ved implementeringen av IFRS 16. Statoil forventer å anvende denne overgangsregelen ("grandfathering").

IFRS 16 krever enten full retrospektiv implementering eller retrospektiv implementering med den akkumulerte effekten av førstegangsinnregning som en justering av egenkapitalen på implementeringstidspunktet ("den modifiserte retrospektive implementeringsmetoden"), og i så tilfelle med en rekke praktiske forenklingsmetoder ved overføring av eksisterende leieavtaler på implementeringstidspunktet. Statoil forventer å anvende den modifiserte retrospektive implementeringsmetoden ved overgangen til IFRS 16.

Implementeringen av IFRS 16 vil påvirke alle Statoils segmenter. Statoil vil implementere IFRS 16 1. januar 2019, og prosessen med å vurdere virkningen av standarden pågår. Den fulle virkning av å anvende IFRS 16 i konsernregnskapet vil avhenge av fremtidige økonomiske forhold, inkludert Statoils lånerente og innholdet i Statoils portefølje av leieavtaler på implementeringstidspunktet. IFRS 16 innebærer en rekke implementeringsvalg og -fortolkninger som også kan få vesentlig innvirkning på Statoils konsernregnskap. De regnskapsspørsmål som på dette tidspunkt er forventet å ha vesentligst virkning ved implementeringen av IFRS 16 i Statoil, samt den forventede virkning der denne kan fastsettes på dette tidspunkt, oppsummeres i det følgende. I tillegg til disse forhold har Statoil identifisert en rekke andre fortolkninger og prinsippvedtak knyttet til leieavtaler som også er under vurdering. Arbeidet med å fastlegge korrekt regnskapsføring og virkning av alle de identifiserte forhold fortsetter, men det er foreløpig ikke trukket konklusjoner. Statoil er derfor foreløpig ikke i stand til å fastslå forventet innvirkning av IFRS 16 på konsernregnskapet.

Skille mellom operatøren og felleskontrollerte driftsordninger som leietaker, inkludert vurderinger rundt videreførelse:

IFRS 16 fastslår at når en leieavtale inngås av en felleskontrollert virksomhet, eller på vegne av en felleskontrollert virksomhet, ansees den felleskontrollerte virksomheten å være kunden i kontraktsforholdet, og dermed leietakeren. I petroleumsindustrien, hvor virksomhet ofte gjennomføres i felleskontrollert virksomhet eller lignende ordninger, er anvendelsen av denne IFRS 16-regelen avhengig av vurderingen av om det er den felleskontrollerte virksomheten eller operatøren som er leietaker i hver leieavtale. I flere tilfeller der operatøren signerer alene på en leiekontrakt for en eiendel som skal brukes i virksomheten til en spesifik felleskontrollert driftsordning, signerer operatøren implisitt eller eksplisitt på vegne av den felleskontrollerte virksomheten. I visse jurisdiksjoner, bl.a. på norsk sokkel som er særlig viktig for Statoil, omfatter myndighetenes driftskonsesjoner både en rett og en plikt for operatørene til å inngå nødvendige avtaler i navnet til de felleskontrollerte driftsordningene (lisensene). Det er vanlig praksis i oppstrømsvirksomhet drevet gjennom felleskontrollert virksomhet at operatøren styrer leieforholdet, betaler uteier, og deretter videreførelaster partnerne for deres andel av leiekostnadene. I hvert slike tilfelle er det nødvendig å avgjøre om operatøren er eneste leietaker i avtalen, og i så tilfelle, om videreførelastningen til partnerne kan representere videreførelse, eller om det faktisk er den felleskontrollerte virksomheten som er leietaker, der hver deltaker innregner sin proporsjonale del av leieforholdet. Konklusjonene som trekkes kan variere mellom kontraktstyper og legale jurisdiksjoner på bakgrunn av fakta og omstendigheter i hvert enkelt tilfelle. Dette spørsmålet kan ha vesentlig innvirkning på konsernregnskapet til Statoil, både som operatør og som deltaker i felleskontrollerte driftsordninger innen petroleumsvirksomhet.

Skille mellom komponenter som er leie og som ikke er leie;

IFRS 16 tillater at tilleggstjenester og komponenter som ikke er leie, men som er inkludert i leieavtaler, kan innregnes enten separat, eller som del av leieavtalen. Standardens hovedregel er at komponenter som ikke representerer leie bør innregnes separat, mens innregning av slike komponenter som en del av leieavtalen er et unntak som må anvendes konsistent for hver klasse av underliggende eiendeler. Når slike vesentlige komponenter inngår i avtaler som omfatter leieforhold, kan valget av regnskapsprinsipp ha vesentlig innvirkning på konsernregnskapet, da det medfører et valg mellom å innregne tjenesteelementer som en type driftskostnader når disse påløper, eller å innregne dem som en del av en leierettighetseiendel (med tilsvarende økning i leieforpliktsiden) med tilhørende amortisering og finanskostnader. Mange av Statoils leiekontrakter, som f.eks. rigg- og skipsleiekontrakter, omfatter en rekke tilleggstjenester og -komponenter, inkludert personellkostnad, vedlikehold, boreaktiviteter, og andre elementer. For flere kontrakter kan tilleggstjenestene utgjøre en ikke ubetydelig del av den totale kontraktsverdien, og slike tilleggstjenester er ikke alltid identifisert og prissatt separat. Det totale omfang av komponenter som ikke er leie i Statoils kontrakter er ennå ikke fastlagt. Statoil har ennå ikke besluttet om tilleggstjenester skal innregnes som en del av leieavtalene, og i så tilfelle, for hvilke klasser av underliggende eiendeler.

Leieavtaler anvendt i virksomhet som balanseføres;

I leievirksomhet aktiveres direkte kostnader frem til resultatet av letingen er evaluert. I utbyggingsfasen for prosjekter blir også direkte kostnader balanseført, og blir vanligvis del av varige driftsmidler. I løpende oppstrøms-produksjonsvirksomhet blir eiendelsutvidelser som f.eks. boring av produksjonsbrønner også balanseført. Statoil er i ferd med å vurdere hvordan leieavtaler skal innregnes under IFRS 16 når eiendlene som leies anvendes i virksomhet der kostnadene balanseføres.

Vurdering av virkning av opsjonsperioder på leieperioden;

Leieperioden avgjør for hvor lang tid kontantstrømmer skal diskonteres og innregnes i balansen. Under IFRS 16 påvirker derfor leieperioden de innregnede belop for leierettighetseiendeler og leieforpliktelser. Mange av Statoils større leieavtaler, slik som leie av skip, rigger og bygninger, inkluderer forlengelsesopsjoner. Ved anvendelse av IFRS 16 er det derfor av økende betydning for Statoil å avgjøre om det må ansees som rimelig sikkert at forlengelsesopsjonene vil bli utøvd. Slike vurderinger gjennomføres ved oppstart av leieavtalen og deretter når fakta og omstendigheter forøvrig krever det. Etter Statoils mening innebærer begrepet "rimelig sikkert" et sannsynlighetsnivå betydelig høyere enn "sannsynlig", og dette synet vil bli lagt til grunn i Statoils løpende vurderinger.

Skille mellom faste og variable deler av leiebetalingene;

Under IFRS 16 skal faste og substansielt faste leiebetalingene inngå i beregningen av leieforpliktsiden ved leieavtalens oppstart, mens variable betalinger som avhenger av faktisk bruk av eiendelen ikke skal inngå. Særlig i forbindelse med leie av borerigger kan Statoils leieavtaler inkludere faste rater for når eiendelen er i drift, og alternative lavere rater ("stand-by" rates) for perioder der eiendelen ikke er i bruk, men er under kontrakt. Statoil vurderer for tiden hvilke rater som er relevant å inkludere i leieforpliktsiden.

Bruk av standardens unntak for kortsiktige leieavtaler;

Som et praktisk unntak tillater IFRS 16 at en rapporterende enhet ikke balanserer kortsiktige leieavtaler i sin balanse. Dette valget må gjøres per klasse av underliggende eiendel. Det praktiske unntaket medfører en forenkling, men vil også føre til mindre sammenlignbarhet i resultatregnskapet, siden den kortsiktige leien vil bli presentert som en type driftskostnader, mens kostnadene for langsiktige leieavtaler vises som finanskostnader og avskrivning. Statoil har ennå ikke avgjort om unntaket for kortsiktige leieavtaler vil bli brukt, og i så fall, for hvilke klasser av underliggende eiendeler.

Andre standarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder

Endringer i IFRS 10 Konsernregnskap og IAS 28 Investeringer i tilknyttede foretak og felleskontrollert virksomhet, vil være effektive fra en dato som foreløpig ikke er fastsatt av IASB, og 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.

Øvrige standarder, endringer i standarder og fortolkninger av 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.

Frivillig endring i vesentlige regnskapsprinsipper som er besluttet, men ikke implementert

Med virkning fra 1. januar 2018 vil Statoil endre sitt prinsipp for regnskapsføring av salgsinntekt fra produksjon av olje- og gass eiendeler der Statoil deler eierinteresser med andre selskaper. Nå innregner Statoil salgsinntekt på bakgrunn av løftede og solgte volumer i perioden (salgsmetoden). I henhold til den nye metoden vil Statoil innregne inntekter i tråd med sin eierandel i produserende felt, og regnskapsføring av ubalanse vil bli presentert som annen salgsinntekt. Denne frivillige endringen i regnskapsprinsipp gjennomføres fordi den på en bedre måte reflekterer Statoils drift, og også forbedrer sammenlignbarhet med den finansielle rapporteringen til Statoils konkurrenter. Prinsippendringen vil påvirke tidspunkt for innregning av salgsinntekt fra olje- og gassproduksjon, men virkningen for Statoils egenkapital på implementeringstidspunktet er uvesentlig.

Endring i vesentlige regnskapsprinsipper i rapporteringsperioden

Med virkning fra 1. januar 2018 presenterer Statoil netto rentekostnader knyttet til ytelsesbaserte pensjonsplaner under Netto finansposter. Disse kostnadene var tidligere inkludert i konsernresultatregnskapet som del av pensjonskostnadene som inngår i Resultat før finansposter og skattekostnad. Prinsippendringen fremstiller klassifisering av rentekostnadene på en bedre måte i tråd med deres art, siden ytelsesbasert plan er lukket for nye medlemmer og nå i økende grad representerer finansiell eksponering for Statoil. Endringen i presentasjonsprinsipp påvirker også gevinst eller tap fra endringer i virkelig verdi av Statoils innskuddsplanner over drift. Virkningen på Resultat før finansposter og skattekostnad for implementeringsperioden og for komparative perioder i dette årsregnskapet er uvesentlig.

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 gevinst 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 ned langsiktig eierinteresse 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 anses å ligge utenfor virkeområdet til IFRS 11, og slike aktiviteter innregnes linje for linje i tråd med Statoils eierandel. 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 fratrekkskatt 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 angeldende investeringen. Konsernresultatregnskapet reflekterer Statoils andel av resultat etter skatt for en egenkapitalkonsolidert investering, 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 egenkapitalkonsolidert investering er i tråd med Statoils regnskapsprinsipper. Vesentlige urealiserte gevinstar på transaksjoner mellom Statoil og en egenkapitalkonsolidert investering elimineres for Statoils andel av denne enheten. Urealiserte tap elimineres også, med mindre transaksjonen innebærer bevis for at overdratte eiendeler må nedskrives. Statoil vurderer egenkapitalkonsoliderte investeringer 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 allokeret med utgangspunkt i påløpte timer til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte driftsordninger under IFRS 11 og lignende ordninger (lisenser) utenfor virkeområdet til IFRS 11. Kostnader allokeret til de andre partnes 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 forretningsområder basert på de deler av konsernet som regelmessig gjennomgås av øverste beslutningstaker, konsernledelsen. Statoil rapporterer forretningsområder 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 transaksjontidspunktet.

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 kurset på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på kurset på transaksjontidspunktet. Differanser ved omregning fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta føres direkte mot inntekter og kostnader innregnet mot egenkapitalen. Ved salg av en virksomhet blir det akkumulerete omregningsbeløpet som tidligere er innregnet mot egenkapitalen reklassifisert til resultatregnskapet og inkludert som en del av salgsgevinst 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 selskap 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, petroleumsprodukter og 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 inklusiv 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 kontinentsokkelen. Den norske stats deltagelse 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.

Ytelsjer til ansatte

Ytelsjer 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 utbetalingar (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 opprettet 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 skattekjeld 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 vedtattet eller i praksis vedtattet skattesatser. Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelen 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 som har påvist potensielt sikre olje- og gassreserver balanseføres som immaterielle eiendeler i evalueringfasen for funnet. 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 evalueringstyper, 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 nedsalg i eierandeler i letelisenser ("farm-out"-avtaler) med kontinuitet, uten regnskapsføring av gevinstene 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 gevinstberegningen. Brutto gevinst 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 letelisenser og lisenser under vurdering regnskapsføres ved at 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 fratrukket 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 lønekostnader 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 konsernbalanse. 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 tilflytte Statoil. Utgifter ved inspeksjoner og ettersyn i tilknytning til større vedlikeholdsprogram som planlegges og gjennomføres med mer en 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 eiendelenes fremtidige økonomiske fordeler forventes å bli forbrukt, anvendes mer hensiktsmessige reserve-estimater. 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 avhenges, 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 fratrukket 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, eller når en slik eiendel er innleid av Statoil som operatør direkte på vegne av en felleskontrollert driftsordning eller tilsvarende ordning, regnskapsfører Statoil sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen. Finansielle leieavtaler klassifiseres i konsernbalanse 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 enkelte eiendeler 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 letterettigheter, 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 allokeres 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 kortsligte 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 objektive bevis for at Statoil ikke vil motta fullt oppgjør for utestående beløp.

Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg balanseføres til virkelig verdi, med endringer i opprinnelig virkelig verdi ført direkte mot inntekter og kostnader innregnet mot egenkapitalen. Hvis investeringen fraregnes eller blir vurdert å være verdiforringet, resultatføres den akkumulert endringen i virkelig verdi som tidligere er innregnet mot egenkapitalen.

En vesentlig del av Statoils investering i sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer styres samlet som en investeringsportefølje for Statoils forsikringsselskap (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 gevinst og tap innregnet over resultatregnskapet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsligte dersom deres gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de av andre årsaker forventes oppgjort innen dette, eller dersom de holdes for omsetningsformål. Finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser vises hver for seg i konsernbalanse 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. Lager av boreutstyr og reservedeler bokføres etter metoden for veid gjennomsnitt.

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 gruppertes 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 identifisbar 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, produktpricing, 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 fratrukket salgsutgifter og eiendelens bruksverdi. Virkelig verdi fratrukket salgsutgifter bestemmes basert på sammenlignbare transaksjoner gjennomført på armelengdes avstand, eller basert på Statoils estimat av oppnåelig pris for eiendelen i en transaksjon mellom velinformerte og frivillige markedsdeltakere. Slike estimerater av virkelig verdi blir i hovedsak basert på diskonterte kontantstrømmer der markedsdeltakeres antatte forutsetninger legges til grunn, men kan også reflektere markedsmultipler fra sammenlignbare transaksjoner eller uavhengige tredjepart-verdsettelse. Bruksverdi beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De estimerte fremtidige kontantstrømmene som legges til grunn i bruksverdistimater blir basert på rimelige og dokumenterbare forutsetninger og representerer ledelsens beste estimat på de ulike økonomiske forhold som vil foreligge i eiendelenes gjenværende utnyttbare levetid, slik disse fremgår av Statoils nyeste godkjente langtidsprognose. I utarbeidelsen av langsiktige prognosenter anvender Statoil en metode for jevnlige 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 risikojustert 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 for leterettigheter for olje og gass, eller balanseført verdi for KGEen som slike tilhører, 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 forsvarer, eller der økonomisk lønnsomhet for større investeringer vil avhenge av vellykket gjennomføring av ytterligere leteboring, forblir balanseført i evalueringssperioden 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 konsernresultatregnskapet 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 årlig for tap knyttet til verdifall, 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 kontraktmessige forpliktelsen utsloper, 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 derivateeiendeler 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 indeks som er vanlig i bruk blant andre markedsaktører. Dette gjelder noen av Statoils langsiktige gasssalgskontrakter.

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 forplikelsen 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 flerforetak- ytelsesplaner innregnes som forpliktelse i balansen i den grad tilstrekkelig informasjon er tilgjengelig og forplikelsen 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 nåverdi av forplikelsen, 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 yteler. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Netto renteelement for ytelsesplaner beregnes ved å anvende fastsatt diskonteringsrente på forpliktelsens og pensjonsmidlene nåverdi i begynnelsen av perioden, og hensynta alle vesentlige endringer i løpet av året. Dette netto renteelementet innregnes i konsernregnskapet som en del av Netto finansposter. Forskjellen mellom netto renteinntekt og faktisk avkastning innregnes direkte mot egenkapitalen.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes ved planendringer (innføring eller tilbaketrekkning 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 omstruktureringskostnader eller sluttvederlag blir innregnet. Forplikelsen og de tilhørende pensjonsmidlene blir målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger, og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i konsernregnskapet.

Aktuarmessige gevinst og tap innregnes i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Aktuarmessige gevinst 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 gevinst og tap knyttet til morselskapets pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig 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 innregnes i resultatregnskapet som periodisk pensjonskostnad, mens endringer i virkelig verdi av innskuddsplaner over driften innregnes i resultatregnskapet under Netto finansposter.

Pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og alloker 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 kontraktforpliktelsene 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 forplikelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Forplikelsen innregnes med nåverdi av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. Estimatet 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 kreditpremie som reflekterer Statoils egen kreditrisiko. Forpliktelser 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 lovligivningen eller ved en beslutning om å opphøre med virksomheten, eller være knyttet til Statoils løpende bruk av rørledningssystemer der fjerningsforpliktelser påvirker skiperne. Forpliktelsene inngår i avsetninger i balansen.

Når forplikelsen 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 forplikelsen 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 verdettingsmetoder. 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 verdettingsmetodene tar Statoil også hensyn til motpartens og egen kredittrisiko. 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 indeks 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 verdettingsesmetoder.

Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimerer**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 stat 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 estimerer og bygger på forutsetninger som påvirker rapporterte beløp for eiendeler og gjeld, inntekter og kostnader. Estimatene 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. Estimatene 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, raffineringsmarginer, 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 av suksessraten for leteaktivitet og feltutbyggingsaktiviteter.

Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå det skjønn som må utøves for å utarbeide konsernregnskapet, og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, finansielle stilling 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. 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. Estimatene 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 fra operatørens side forventes startet innen rimelig tid.

Statoils eksperter har estimert Statoils sikre olje- og gassreserver på basis av bransjestandarder og regler og kriterier for tilleggsopplysninger regulert av det amerikanske kredittilsynet (Securities and Exchange Commission - SEC, regulations S-K og S-X), samt det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) sine krav til tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass. Reserve-estimatene baseres på anvendelse av 12 måneders prisgjennomsnitt, samt på eksisterende økonomiske forhold og driftsmetoder, og med en stor grad av sikkerhet (minst 90 % sannsynlighet) for at reservene vil bli utvunnet.

Reserveestimatet 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 reserveestimatet når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og gjennomføring, og når relevante godkjennelser 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.

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. Reserveestimater blir benyttet ved testing av oppstrømseiendeler ved nedskrivningsvurdering og ved beregning av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser. Reserveestimater 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. Slike estimater er generelt mindre pålitelige tidlig i feltenes levetid eller der tilgjengelige data er begrenset som følge av en nylig gjennomført endring i produksjonsmetode.

Letelektakostnader og kjøpte letearealer

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 forblive balanseførte eller bli fraregnet eller nedskrevet i perioden kan 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 skjønnmessige 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 reserveestimater 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 punktestimat, for å reflektere iboende tids- og beløpsusikkerhet knyttet til forutsetningene anvendt i den estimerte fremtidige kontantstrømmen. Ved forutsetninger som forventes å ha vesentlige skjeheter i sannsynlighetsfordeling eller utfall anvendes beslutningstrær eller simulering.

Balanseførte letekostnader, eller den KGE som disse tilhører, 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 bronnen for nedskrivning. Etter første evalueringfasen 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.

Når gjenvinnbare beløp er basert på estimerte fremtidige kontantstrømmer som reflekterer Statoils eller markedsdeltakeres forutsetninger om fremtiden og er neddiskontert til nåverdi, innebærer estimatene kompleksitet. Testing for tap ved verdifall krever at det etableres langsiktige forutsetninger knyttet til økonomiske faktorer som fremtidige markedspriser, raffineringsmarginer, 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 begrunnet 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 fjerningsforpliktelelse

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. Estimatene inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og om hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungloftlektere 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 observerbare markedsinformasjon, herunder pris- og avkastningskurver for råvarer, valuta og renter. Endringer i forventinger 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 skattekjeld, 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 forretningsområder: Utvikling & produksjon Norge (UPN), Utvikling & produksjon USA (DPUSA), Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI), Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP), Nye energilosninger (NES), Teknologi, prosjekter & boring (TPD), Leting (EXP) og Global strategi & forretningsutvikling (GSB).

Forretningsområdene Utvikling & produksjon er ansvarlige for den kommersielle utviklingen av olje- og gassporteføljen innenfor sine respektive geografiske områder; UPN på norsk sokkel, DPUSA omfatter offshore og onshore aktiviteter i USA og Mexico, og DPI globalt utenom UPN og DPUSA.

Leteaktiviteter forvaltes av et eget forretningsområde som har et globalt ansvar på tvers av konsernet for leting etter og vurdering av nye ressurser. Leteaktiviteter er allokeret til og presentert i de respektive utvikling og produksjon-områdene.

Forretningsområdet MMP 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.

Forretningsområdet NES er ansvarlig for vindparker, karbonfangst og -lagring i tillegg til andre fornybare- og lavkarbonenergiløsninger.

Forretningsområdene DPI og DPUSA er slått sammen til ett rapporteringssegment; Leting & produksjon internasjonalt (E&P International), tidligere benevnt Development and Production International. Sammenslåingen til ett rapporteringssegment er foretatt på grunnlag av likheter innenfor økonomiske karakteristika, produkter, tjenester og produksjonsprosesser, samt kundesammensetning, distribusjonsmetoder og rammebetegnelser. Rapporteringssegmentene Leting & produksjon Norge (E&P Norway), tidligere benevnt Utvikling og produksjon Norge, og MMP utgjør henholdsvis forretningsområdene UPN og MMP. Forretningsområdene NES, GSB, TPD, EXP og Konsernstaber og -tjenester rapporteres inn under segmentet «Andre» på grunn av uvesentlighet. De meste av kostnadene i disse forretningsområdene allokeres til rapporteringssegmentene E&P International, E&P Norway og MMP.

Kolonnen elimineringer inkluderer elimineringer 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 2017, 2016 og 2015. Grunnlaget for segmentenes inntjening er Resultat før finansposter og skattekostnad. I tabellene under er utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finanzielle poster ikke allokeret 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) | E&P Norway | E&P International | MMP | Andre | Elimineringer | Sum |
|--|---------------|-------------------|---------------|--------------|-----------------|---------------|
| For regnskapsåret 2017 | | | | | | |
| Eksternt salg og andre inntekter | (23) | 1.984 | 58.935 | 102 | 0 | 60.999 |
| Salg mellom segmenter ¹⁾ | 17.586 | 7.249 | 83 | 1 | (24.919) | 0 |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 129 | 22 | 53 | (16) | 0 | 188 |
| Sum inntekter | 17.692 | 9.256 | 59.071 | 87 | (24.919) | 61.187 |
| Varekostnad ¹⁾ | 0 | (7) | (52.647) | (0) | 24.442 | (28.212) |
| Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader ¹⁾ | (2.954) | (2.804) | (3.925) | (235) | 418 | (9.501) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (3.874) | (4.423) | (256) | (91) | (0) | (8.644) |
| Letekostnader | (379) | (681) | 0 | 0 | 0 | (1.059) |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 10.485 | 1.341 | 2.243 | (239) | (59) | 13.771 |
| Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer | 4.869 | 5.063 | 320 | 543 | 0 | 10.795 |
| Balanseinformasjon | | | | | | |
| Egenkapitalkonsoliderte investeringer | 1.133 | 234 | 134 | 1.050 | 0 | 2.551 |
| Segmentets øvrige anleggsmidler | 30.278 | 36.453 | 5.137 | 390 | 0 | 72.258 |
| Anleggsmidler som ikke er allokeret til segmentene | | | | | | 9.102 |
| Totale anleggsmidler | | | | | | 83.911 |

1) Deler av gasstransportkostnadene som tidligere ble allokerert til MMP og derfor fratrukket i den interne overføringsprisen mellom segmentene, er fra 1.1.2017 allokerert til E&P Norway.

| (i millioner USD) | E&P Norway | E&P International | MMP | 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 | 6.786 | 6.397 | 492 | 451 | 0 | 14.125 |
| Balanseinformasjon | | | | | | |
| Egenkapitalkonsoliderte investeringer | 1.133 | 365 | 129 | 617 | 0 | 2.245 |
| Segmentets øvrige anleggsmidler | 27.816 | 36.181 | 4.450 | 352 | 0 | 68.799 |
| Anleggsmidler som ikke er allokeret til segmentene | | | | | | 8.090 |
| Totale anleggsmidler | | | | | | 79.133 |

| (i millioner USD) | E&P Norway | E&P International | MMP | 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 allokeret til segmentene | | | | | | 9.305 |
| Totale anleggsmidler | | | | | | 81.588 |

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 74 prosent til norske selskaper og 17 prosent til selskaper i USA.

Anleggsmidler per land

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 | 2015 |
|---------------------------------------|----------------------|---------------|---------------|
| Norge | 34.588 | 31.484 | 31.487 |
| USA | 19.267 | 18.223 | 20.531 |
| Brasil | 4.584 | 5.308 | 3.474 |
| Storbritannia | 4.222 | 3.108 | 2.882 |
| Angola | 2.888 | 3.884 | 5.350 |
| Canada | 1.715 | 1.494 | 2.270 |
| Aserbajdsjan | 1.472 | 1.326 | 1.416 |
| Algerie | 1.114 | 1.344 | 1.435 |
| Andre områder | 4.958 | 4.873 | 3.436 |
| Sum anleggsmidler¹⁾ | 74.809 | 71.043 | 72.282 |

1) Ekskludert utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler.

Salgsinntekter fordelt på produkt

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|
| Råolje | 29.519 | 24.307 | 27.806 |
| Naturgass | 11.420 | 9.202 | 12.390 |
| Raffinerte produkter | 11.423 | 8.142 | 10.761 |
| Flytende naturgass | 5.647 | 4.036 | 5.482 |
| Annet | 2.963 | 1 | 1.461 |
| Sum inntekter | 60.971 | 45.688 | 57.900 |

4 Oppkjøp og nedsalg

2017

Salg av eierandel i oljesandvirksomhet Kai Kos Dehseh (KKD)

I januar 2017 gjennomførte Statoil en avtale om salg av sin 100 % eierandel i oljesandprosjektene Kai Kos Dehseh (KKD) til Athabasca Oil Corporation. Avtalen ble inngått i desember 2016. Det samlede vederlaget i transaksjonen bestod av et kontantvederlag på 431 millioner CAD (328 millioner USD), 100 millioner ordinære aksjer i Athabasca Oil Corporation (regnskapsført som finansielle eiendeler tilgjengelig for salg) og en serie med betingede vederlag. Aksjene og det betingede vederlaget ble regnskapsført til virkelig verdi på gjennomføringstidspunktet med totalt 185 millioner CAD (142 millioner USD). Statoil bokførte et tap på 351 millioner USD i forbindelse med salget, presentert som driftskostnader, og inkluderer omregningsdifferanser reklassifisert til konsernresultatregnskapet fra inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital. I segmentrapporteringen er tapet presentert i segmentet Leting & produksjon internasjonalt (E&P International).

Kjøp og salg av Statoilopererte eierinteresser i Brasil

I november 2016 gjennomførte Statoil en transaksjon med Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") om kjøp av en 66 % eierandel og overtakelse av operatørskap i den brasilianske lisensen BM-S-8 i Santos-bassenget utenfor kysten av Brasil. På gjennomføringstidspunktet ble det betalt et kontantvederlag på 1.250 millioner USD og det forventes å betale 300 millioner USD i slutten av mars 2018. Den resterende del av kjøpesummen på 950 millioner USD er avhengig av visse betingelser og er regnskapsført til virkelig verdi på balansedagen. Verdien av de kjøpte leterettighetene medførte at verdien av de i immaterielle eiendelene økte med 2.271 millioner USD på gjennomføringstidspunktet.

I august 2017 inngikk Statoil en avtale med Queiroz Galvão Exploração e Produção ("QGEP") om kjøp av QGEPs 10 % eierandel i samme lisensen i den brasilianske Santos-bassenget og utvidet den samlede opererte eierandelen til 76 %. På gjennomføringstidspunktet ble det betalt et kontantvederlag på 194 millioner USD og ble klassifisert som investeringsaktivitet i Konsolidert kontantstrømoppstilling. Det gjenværende vederlaget består av to kontantbetalinger. Betaling av 45 millioner USD forventes å bli betalt i slutten av mars 2018. Betalingen av 144 millioner USD er avhengig av visse betingelser og er regnskapsført til virkelig verdi på balansedagen. Verdien av de kjøpte leterettighetene medførte at verdien av de i immaterielle eiendelene økte med 362 millioner USD på transaksjonsdatoen. Avtalen ble gjennomført i desember 2017.

I oktober 2017 leverte et konsortium bestående av Statoil (operatør, 40 %), ExxonMobil (40 %) og Galp (20 %) vinnerbudet (67,12 % av såkalt «profit oil») for Carcará Nord-lisensen i Santos-bassenget. Statoils andel av den forhåndsbestemte signaturbonusen som ble betalt av konsortiet i desember 2017 var 350 millioner USD og ble regnskapsført som en immateriell eiendel.

Samtidig, i oktober 2017 inngikk Statoil en avtale om nedsalg av 33 % av sin andel på 76 % i BM-S-8 til ExxonMobil mot et samlet potensielt vederlag på omtrent 1,3 milliarder USD, bestående av et forskuddsbetalt kontantbeløp på omtrent 800 millioner USD og en betinget kontantbetaling på omtrent 500 millioner USD. Statoil har videre avtalt å selge ytterligere 3,5 % til ExxonMobil og 3 % til Galp for et samlet vederlag på tilsammen omtrent 250 millioner USD bestående av et forskuddsbetalt kontantbeløp på omtrent 155 millioner USD og en betinget kontantbetaling på om lag 95 millioner USD. Per 31. desember 2017 ble immaterielle eiendeler og gjeld knyttet til 39,5 % av nåværende eierinteressen i BM-S-8 lisensen presentert som holdt for salg i konsernbalansen. Det forventes ingen innvirkning på konsernresultatregnskapet ved gjennomføring av nedsalget.

Etter gjennomføring av salgene vil Statoil ha 36,5 % eierandel i lisensene, som forventes å bli unitisert. Transaksjonene har blitt regnskapsført i segmentet E&P International.

Forlengelse av Azeri-Chirag-Deepwater Gunashlis (ACGs) produksjonsdelingsavtale

I tredje kvartal 2017 ble Azeri-Chirag-Deepwater Gunashlis (ACGs) produksjonsdelingsavtale utvidet med 25 år og vil være til slutten av 2049. Transaksjonen ble regnskapsført i E&P International i fjerde kvartal etter at avtalen ble ratifisert av parlamentet (Milli Majlis) i Aserbajdsjan. Som en del av den nye avtalen vil Statoils eierandel bli justert fra 8,56 % ned til 7,27 %. De internasjonale partnerne vil betale totalt 3,6 millioner USD til Statens oljefond i Aserbajdsjan. Statoils andel er omtrent 349 millioner USD som vil bli betalt over 8 år.

Oppkjøp av andeler i Roncador-feltet

I desember 2017 ble Statoil og Petrobras enige om at Statoil kjøper en andel på 25 % i Roncador, et oljefelt i Campos-bassenget i Brasil. Et kontantvederlag på 2,35 milliarder USD vil bli betalt på gjennomføringstidspunktet. Den resterende del av kjøpesummen på opp til 550 millioner USD er avhengig av visse betingelser og vil bli bokført til virkelig verdi på gjennomføringstidspunktet. Petrobras beholder operatorskapet og en 75 % andel i feltet. Gjennomføring av transaksjonen forventes i 2018 og forutsetter at visse betingelser, blant annet myndighetsgodkjenning, blir oppfylt. Ved gjennomføring bokfores kjøpet etter oppkjøpsmetoden i henhold til prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Deretter regnskapsfører Statoil sin eierandel i oljefeltet som felleskontrollert driftsordning i segmentet E&P International.

Kjøp av eierinteresser i Martin Linge-feltet og Garantiana funnet

I desember 2017 ble Statoil og Total enige om at Statoil kjøper Totals eierandeler i Martin Linge-feltet (51 %) og Garantiana-funnet (40 %) på norsk sokkel. Statoil vil overta begge operatørskapene. Gjennomføring av transaksjonen i 2018 forutsetter at visse betingelser, blant annet myndighetsgodkjenning, blir oppfylt. Statoil vil betale Total et vederlag, basert på verdsettelsesdato 1. januar 2017, på 1,45 millioner USD. Ved gjennomføring av transaksjonen, som er forventet slutten av mars 2018, vil vederlaget være gjenstand for justering av etter skatt kontantstrøm mellom verdsettelsesdato og gjennomføringsdatoer. Eiendeler og gjeld knyttet til den oppkjøpte delen av Martin Linge vil bli regnskapsført basert på prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger Kjøpet vil bli regnskapsført i segmentet Leting & produksjon Norge (E&P Norway).

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). 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 Utsira-høyden gassrørledning, samt betaling av et kontantvederlag på 544 millioner SEK (64 millioner USD) til Lundin Petroleum mot økt aksjepost i Lundin Petroleum AB. Etter gjennomføring av transaksjonen eier Statoil 68,4 millioner aksjer i Lundin Petroleum, tilsvarende 20,1% av aksjene og stemmerettigheten. 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 E&P Norway og Markedsføring, midtstrøm & 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. Merverdier ble hovedsakelig allokkert til Lundins Lete- og produksjonslisenser på den norske kontinentalsokkelen. 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 E&P Norway. Sammendrag av finansiell informasjon for Lundin Petroleum AB er vist i note 12 Egenkapitalkonsoliderte investeringer. Som en følge av endringen 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 eierandeler i den amerikanske delstaten West Virginia til EQT Corporation for et kontantvederlag på 407 millioner USD. Transaksjonen er regnskapsført i E&P International med uvesentlig innvirkning på konsernresultatregnskapet.

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 E&P International 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 E&P International og MMP segmentene. 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 20 % andel i Trans Adriatic Pipeline AG (TAP) til Snam SpA. Gevinsten var 139 millioner USD 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 E&P Norway 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 E&P International- og MMP segmentet. Det ble ikke regnskapsført goodwill i forbundelse med oppkjøpet.

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 tar hensyn til korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene og de naturlige sikringene som er tilstede i Statoils portefølje. 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. Fullmakter i handelsorganisasjoner innen råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet er relativt små sammenlignet med Statoils totale markedsrisiko. Det er krav til at alle vesentlige strategiske transaksjoner skal bli koordinert gjennom Statoils konsernrisikokomiteé.

Konsernrisikokomiteen 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 konsernrisikokomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle Statoils overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevnende tiltak på konsernnivå.

Finansiell risiko

Statoils aktiviteter eksponerer Statoil for følgende finansielle risikoer:

- Markedsrisiko (inkludert råvarereprisrisiko, valutarisiko og renterisiko)
- Likviditetsrisiko
- Kreditrisiko

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 handelsstrategier og mандater.

For mer informasjon om sensitivitetsanalyse av markedsrisiko, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Råvarereprisrisiko

Statoils mest betydelige langsgiktige råvarerisiko (olje og naturgass) er relatert til fremtidige markedspriser hvor Statoils risikopolity er å være eksponert for både positive og negative prisbevegelser. For å styre kortsiktig råvarereprisrisiko blir det inngått råvarebaserte derivatkontrakter som inkluderer futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje, petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet. Statoil's bilaterale gassalgsportefølje er eksponert mot ulike prisindeks og bruker derivater til å styre den totale eksponeringen mot en diversifisert kombinasjon av lange og kortsiktige prispunkter.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter 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

Obligasjonslånenene er vanligvis utstedt med fast rente i ulike lokale valutaer (blant annet USD, EUR og GBP). Obligasjonslånenene 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 rentekspesifisering 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 prognosene 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 2022. Kredittfasiliteten er ubrukt per 31. desember 2017 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 kontraktmessige kontantstrømmer.

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|------------------------|----------------------|------------|
| Mindre enn 1 år | 14.668 | 12.756 |
| 1 - 2 år | 5.331 | 8.506 |
| 3 - 4 år | 4.810 | 6.023 |
| 5 - 10 år | 11.913 | 11.045 |
| Etter 10 år | 11.498 | 12.905 |
| Totalt spesifisert | 48.221 | 51.234 |

Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at Statoils kunder eller motparten kan påføre Statoil finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår gjennom kredittekspesifisering knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivater og innskudd i finansinstitusjoner.

Før transaksjoner inngås med nye motparten, krever Statoils kreditpolitikk at motpartene er formelt identifisert og det fastsettes en intern kreditrating og kreditgrense. 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 marks- og industriinformasjon. Alle etablerte motparten 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 absolute kredittrisiko samt for maksimal kredittekspesifisering for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kreditgrense. Den totale kreditporteføljen til Statoil er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje- og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparten. 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 kredittrisiko. 2% av kundefordringer og andre fordringer har passert forfall med 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 2017 | | | | |
| Kredittvurdering, med klassifisering A eller høyere | 262 | 2.148 | 1.079 | 84 |
| Annen kredittvurdering | 214 | 6.135 | 525 | 71 |
| Lavere kredittvurdering eller ikke klassifisert | 247 | 278 | 0 | 5 |
| Sum finansielle eiendeler | 723 | 8.560 | 1.603 | 159 |
| 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 |

For mer informasjon vedrørende Kundefordringer og andre fordringer, se note 15 Kundefordringer og andre fordringer.

Per 31. desember 2017 er 704 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av Statoils kreditteksponering. Per 31. desember 2016 var 571 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 motparteier når den positive virkelige verdien for de ulike swappene er over en avgrensningsgrense.

I henhold til vilkår i ulike nettooppgjørsordninger for finansielle derivater er det per 31. desember 2017 presentert finansielle forpliktelser for 706 millioner USD som ikke oppfyller kriteriene for motregning. Per 31. desember 2016 var 817 millioner USD ikke utlignet. Mottatt sikkerhetsstillelse og ikke utlignet beløp under nettooppgjørsavtaler reduserer kreditteksponeringen for finansielle derivater presentert i tabellen ovenfor, da de ved en eventuell misligholdssituasjon for motparten kan kreves nettooppgjort. For kundefordringer og andre fordringer under liknende nettooppgjørsordninger er det per 31. desember 2017 utlignet 502 millioner USD mens det per 31. desember 2016 var utlignet 364 millioner USD.

6 Godtgjørelse

| (i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte) | For regnskapsåret | | |
|---|-------------------|--------------|--------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Lønnskostnader ¹⁾ | 2.671 | 2.576 | 2.791 |
| Pensjonskostnader | 469 | 650 | 846 |
| Arbeidsgiveravgift | 387 | 394 | 419 |
| Andre lønnskostnader og sosiale kostnader | 290 | 276 | 312 |
| Sum lønnsrelaterte kostnader | 3.818 | 3.895 | 4.369 |
| Gjennomsnittlig antall ansatte ²⁾ | 20.700 | 21.300 | 22.300 |

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttspakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør 3 % for hvert av årene 2017, 2016 og 2015.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis videreført til 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 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------|---------------------------|-----------|------------|
| Kortsiktige ytelser | 11.067 | 9.270 | 11.436 |
| Pensjonsytelser | 636 | 574 | 799 |
| Andre langsiktige ytelser | 25 | 19 | 15 |
| Aksjebasert avlønning | 175 | 102 | 167 |
| Sum | 11.902 | 9.966 | 12.418 |

1) Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjening i perioden.

Per 31. desember 2017, 2016 og 2015 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 2017, 2016 og 2015 programmene, inkludert tilskudd fra Statoil og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 62 millioner USD, 61 millioner USD og 77 millioner USD. Beregnet kostnad for Statoil for 2018 programmet (avtaler inngått i 2017) utgjør 72 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2017 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 143 millioner USD.

7 Andre kostnader

Godtgjørelse til revisor

| (i millioner USD, ekskl. mva) | For regnskapsåret 2017 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------|---------------------------|---------|---------|
| Revisjonshonorar | 6,1 | 6,5 | 6,1 |
| Revisjonsrelaterte tjenester | 0,9 | 1,0 | 1,7 |
| Skattekonorar | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| Andre tjenester | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | 7,0 | 7,5 | 7,9 |

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar knyttet til Statoil-opererte lisenser på 0,8 millioner USD, 0,8 millioner USD og 0,9 millioner USD for årene 2017, 2016 og 2015.

Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 307 millioner USD, 298 millioner USD og 344 millioner USD i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. 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 2017 | 2016 | 2015 |
|---|---------------------------|----------------|----------------|
| Agioeffekter finansielle derivater | (920) | 353 | 548 |
| Andre agioeffekter | 1.046 | (473) | (793) |
| Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta | 126 | (120) | (245) |
| Mottatt utbytte | 63 | 46 | 42 |
| Verdipapirgevinst/(tap) finansielle investeringer | 108 | (0) | 47 |
| Renteinntekter verdipapirer | 64 | 63 | 76 |
| Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler | 24 | 22 | 23 |
| Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter | 228 | 305 | 208 |
| Renteinntekter og andre finansielle poster | 487 | 436 | 396 |
| Gevinst/(tap) finansielle derivater | (61) | 470 | (491) |
| Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater | (1.004) | (830) | (707) |
| Rentekostnader finansielle leieavtaler | (26) | (26) | (27) |
| Balanseførte lånekostnader | 454 | 355 | 392 |
| Rentekostnader fjerningsforpliktelse | (413) | (420) | (481) |
| Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader | 86 | (122) | (147) |
| Renter og andre finansieringskostnader | (903) | (1.043) | (971) |
| Netto finansposter | (351) | (258) | (1.311) |

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 1.084 millioner USD, 1.018 millioner USD og 1.041 millioner USD, delvis motvirket av netto renteinntekt på tilknyttede derivater inkludert i kategorien holdt for omsetning på 80 millioner USD, 188 millioner USD og 334 millioner USD for henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Linjen gevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verditap på 77 millioner USD, gevinst på 454 millioner USD og tap på 492 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

Linjen rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader inkluderer en inntekt på 319 millioner USD relatert til en frigivelse av en betinget forpliktelse. Se note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

Agioeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko.

Linjen netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta inkluderer en netto gevinst på utenlandsk valuta på 427 millioner USD, et netto tap på 205 millioner USD og et netto tap på 1.208 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2017, 2016 og 2015.

9 Skatter

Spesifikasjon av skattekostnad

| (i millioner USD) | For regnskapsåret | | |
|--|-------------------|-------------|-------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Årets betalbare skatt | (7.680) | (3.869) | (6.488) |
| Korreksjon av tidligere års skatter | (124) | (158) | (91) |
| Betalbar skatt | (7.805) | (4.027) | (6.579) |
| Årets endring i midlertidige forskjeller | (904) | 1.372 | 1.519 |
| Endring i skattelovgivning | (14) | (50) | (90) |
| Korreksjon av tidligere års skatter | (100) | (20) | (74) |
| Utsatt skatt | (1.017) | 1.302 | 1.355 |
| Total skattekostnad | (8.822) | (2.724) | (5.225) |

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 | | |
|---|-------------------|----------|---------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Resultat før skattekostnad | 13.420 | (178) | 55 |
| Beregnet skatt etter nominell sats ¹⁾ | (3.827) | 676 | 1.078 |
| Beregnet norsk særskatt ²⁾ | (5.945) | (2.250) | (4.145) |
| Skatteeffekt av friinntektsfradrag ²⁾ | 784 | 812 | 847 |
| Skatteeffekt av permanent forskjell knyttet til nedsalg | (85) | 153 | 468 |
| Skatteeffekt av permanent forskjell som skyldes forskjellig funksjonell valuta og skatteevaluta | (229) | (356) | 719 |
| Skatteeffekt av øvrige permanente forskjeller | 291 | (48) | (2) |
| Skatteeffekt av tvist med finansdepartementet i Angola ³⁾ | 496 | 0 | 0 |
| Endring av ikke innregnet utsatt skattefordel | (169) | (1.625) | (3.557) |
| Endring i skattelovgivning | (14) | (50) | (90) |
| Korreksjon av tidligere års skatter | (224) | (177) | (165) |
| Annet inkludert kurseffekter | 100 | 141 | (376) |
| Total skattekostnad | (8.822) | (2.724) | (5.225) |
| Effektiv skattesats | 65,7% | >(100 %) | >100 % |

- 1) Vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser var positiv 28,5 % i 2017, positiv 379,8 % i 2016 og negativ 1.950,2 % i 2015. Skatteraten i 2017, den høye raten i 2016 og endringen i gjennomsnittlig nominell skatterate fra 2016 til 2017 skyldes hovedsakelig inntektsfordelingen mellom skatteregimer med lav nominell skattesats og skatteregimer med høy nominell skattesats. 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 var det positiv inntekt i skatteregimer med relativt lav skattesats og tap, inkludert nedskrivninger og avsetninger, i skatteregimer med relativt høy skattesats.
- 2) Ved beregning av 54 % særskatt (55 % fra 2018) på resultat fra norsk kontinentalsokkel gis det en friinntekt basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i fire år fra og med året investeringen er foretatt. For investeringer i 2017 er friinntektsraten på 5,4 % per år, mens den for årene 2014-2016 er 5,5 % per år. I 2018 vil raten være 5,3 % per år for nye investeringer. 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. For disse er raten 7,5 % per år. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang. Per 31. desember 2017 utgjør ikke regnskapsført friinntekt 2.003 millioner USD. Tilsvarende tall for 2016 var 2.121 millioner USD.
- 3) Skatteeffekt av tvist med finansdepartementet i Angola som beskrevet i note 23 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

Spesifikasjon av utsatt skattefordel og utsatt skatt

| (i millioner USD) | Fremførbare skattemessige underskudd | Varende driftsmidler og Immaterielle eiendeler | Fjernings-forpliktelser | Pensjoner | Derivater | Annet | Totalt |
|--|--------------------------------------|--|-------------------------|-----------|-----------|-------|----------|
| Utsatt skatt 31. desember 2017 | | | | | | | |
| Utsatt skattefordel | 4.459 | 259 | 8.049 | 738 | 34 | 763 | 14.302 |
| Utsatt skatt | (0) | (19.027) | 0 | (11) | (27) | (451) | (19.515) |
| Netto fordel/(forpliktelse) 31. desember 2017 | | | | | | | |
| | 4.459 | (18.768) | 8.049 | 728 | 7 | 312 | (5.213) |
| 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) |

Årets endring i netto utsatt skatt var:

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------|-------|---------|---------|
| Netto utsatt skatt 1. januar | 4.231 | 5.399 | 7.881 |
| Innregnet i resultatoppstillingen | 1.017 | (1.302) | (1.355) |
| Innregnet mot egenkapitalen | 38 | (129) | 461 |
| Omregningsdifferanser og annet | (73) | 264 | (1.588) |
| Netto utsatt skatt 31. desember | 5.213 | 4.231 | 5.399 |

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 | |
|---------------------|--------------|-------|
| | 2017 | 2016 |
| Utsatt skattefordel | 2.441 | 2.195 |
| Utsatt skatt | 7.654 | 6.427 |

Utsatt skattefordel er innregnet basert på forventning om tilstrekkelig skattemessig overskudd gjennom reversering av skattbare midlertidige differanser eller fremtidig skattemessig inntekt i henhold til forretningsplaner. Per 31. desember 2017 og 31. desember 2016 var netto utsatt skattefordel på henholdsvis 2.441 millioner USD og 2.195 millioner USD hovedsakelig regnskapsført i Norge, Angola, Brasil og Storbritannia. Herav er henholdsvis 924 millioner USD og 1.258 millioner USD regnskapsført i enheter som har hatt skattemessig tap i inneværende eller foregående periode.

Ikke innregnet utsatt skattefordel

| (i millioner USD) | 31. desember | | | |
|--|--------------|-------|----------|-------|
| | 2017 | 2016 | | |
| | Grunnlag | Skatt | Grunnlag | Skatt |
| Skattereduserende midlertidige forskjeller | 3.415 | 1.409 | 3.431 | 1.360 |
| Fremførbare skattemessige underskudd | 17.412 | 4.661 | 17.440 | 6.557 |
| Sum | 20.827 | 6.070 | 20.871 | 7.917 |

Rundt 16 % 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 2028. 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 fordelen vil kunne benyttes.

Ved årsslutt 2017 utgjorde ikke innregnet utsatte skattefordeler i USA og Angola henholdsvis 3.559 millioner USD og 879 millioner USD av totalt ikke innregnet utsatt skattefordel på 6.070 millioner USD. Tilsvarende tall for 2016 var 5.655 millioner USD i USA og 800 millioner USD i Angola av en total på 7.917 millioner USD. Reduksjonen i ikke innregnet utsatt skattefordel i USA på 2.096 millioner USD skyldes hovedsakelig endring i selskapsskattesatsen fra 35 % til 21 %.

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 2016 | 3.394 | 142.750 | 8.262 | 859 | 17.315 | 172.579 |
| Tilganger og overføringer | 56 | 10.181 | 331 | 47 | 111 | 10.727 |
| Avgang til anskaffelseskost | (7) | 0 | (288) | (50) | (30) | (374) |
| Omregningsdifferanser | 27 | 4.602 | 342 | 10 | 743 | 5.724 |
| Anskaffelseskost 31. desember 2017 | 3.470 | 157.533 | 8.646 | 866 | 18.140 | 188.656 |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016 | (2.767) | (100.971) | (5.772) | (446) | (3.068) | (113.023) |
| Avskrivning | (122) | (9.051) | (485) | (29) | 0 | (9.688) |
| Nedskrivning | 0 | (917) | (0) | 0 | 0 | (917) |
| Reversering av nedskrivning | 48 | 935 | 0 | 0 | 989 | 1.972 |
| Overføringer | 0 | (422) | (1) | (0) | 370 | (53) |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang | 5 | (24) | 285 | 39 | 18 | 323 |
| Omregningsdifferanser | (17) | (3.331) | (227) | (4) | (55) | (3.634) |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017 | (2.853) | (113.781) | (6.200) | (439) | (1.746) | (125.019) |
| Bokført verdi 31. desember 2017 | 617 | 43.753 | 2.446 | 427 | 16.394 | 63.637 |
| Estimert levetid (år) | 3-20 | PEM ¹⁾ | 15 - 20 | 20 - 33 ²⁾ | | |

| (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 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 | (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 | 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 ¹⁾ | 15 - 20 | 20 - 33 ²⁾ | | |

1) Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper vedrørende avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden (PEM).

2) Tomter avskrives ikke.

Bokført verdi av eiendeler overført til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde 401 millioner USD og 692 millioner USD i henholdsvis 2017 og 2016.

Nedskrivninger

| (i millioner USD) | Varige driftsmidler | Immaterielle eiendeler ³⁾ | Sum |
|--|---------------------|--------------------------------------|-------------|
| 31. desember 2017 | | | |
| Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging ¹⁾ | (1.056) | (326) | (1.381) |
| Anskaffelseskost relatert til olje og gass leterettigheter ²⁾ | - | 245 | 245 |
| Netto nedskrivning/(reversering) | (1.056) | (81) | (1.137) |
| 31. desember 2016 | | | |
| Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging ¹⁾ | 1.301 | 590 | 1.890 |
| Anskaffelseskost relatert til olje og gass leterettigheter ²⁾ | - | 403 | 403 |
| Netto nedskrivning/(reversering) | 1.301 | 992 | 2.293 |

1) Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging og goodwill er gjenstand for nedskrivningsvurdering i henhold til IAS 36. Samlede netto reversering av tidligere kostnadsførte nedskrivninger etter IAS 36 beløp seg til 1.381 millioner USD i 2017 inkludert reversering av tidligere nedskrevne anskaffelseskost – olje og gass leterettigheter (immaterielle eiendeler). I 2016 ble det kostnadsført 1.890 millioner USD, inkludert nedskrivning av anskaffelseskost – olje og gass leterettigheter.

2) Anskaffelseskostnader knyttet til lteaktiviteter som er gjenstand for nedskrivningsvurdering etter «successful efforts»-metoden (IFRS 6).

3) Se note 11 Immaterielle eiendeler.

Ved vurdering av behov for nedskrivning 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 og er utledet fra Statoils vektede gjennomsnittlige kapitalkostnad. En avledet før skatt diskonteringsrente vil normalt ligge i intervallet 7 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) | Nedskrivnings metode | 2017 | | 2016 | |
|--|----------------------|--|----------------------------------|--|----------------------------------|
| | | Bokført beløp etter nedskrivning ¹⁾ | Netto nedskrivning (reversering) | Bokført beløp etter nedskrivninger ¹⁾ | Netto nedskrivning (reversering) |
| 31. desember | | | | | |
| Leting & produksjon Norge | VIU | 2.169 | (826) | 3.115 | 760 |
| | FVLCOD | 1.507 | (80) | 1.401 | 69 |
| Nord-Amerika - ukonvensjonell | VIU | 5.017 | (1.266) | 6.183 | 945 |
| | FVLCOD | 1.422 | 856 | 484 ²⁾ | 412 |
| Nord-Amerika - konvensjonell offshore Mexicogulfen | VIU | 1.200 | (17) | 4.459 | 141 |
| | FVLCOD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nord-Afrika | VIU | 0 | 0 | 0 | 104 |
| | FVLCOD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sub-Sahara Afrika | VIU | 0 | 0 | 772 | (137) |
| | FVLCOD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Europa og Asia | VIU | 0 | 0 | 1.124 | (330) |
| | FVLCOD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Markedsføring, midtstrøm & prosessering | VIU | 263 | (48) | 1.088 | (74) |
| | FVLCOD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum | | 11.578 | (1.381) | 18.625 | 1.890 |

1) Bokført beløp relaterer seg til eiendeler som er nedskrevet/reversert.

2) Eiendelen solgt i 2017

I 2017 ble det inntektsført netto reversering av tidligere nedskrivninger med 1.381 millioner USD knyttet til produksjonsanlegg og anlegg under utbygging. I 2016 ble det kostnadsført netto 1.890 millioner USD grunnet reduserte råvarepriser.

Leting & produksjon Norge

I Leting & produksjon Norge ble det i 2017 inntektsført netto reversering av tidligere nedskrivninger på 906 millioner USD hovedsakelig knyttet til konvensjonelle offshore-eiendeler i utbyggingsfasen. Reverseringene var i hovedsak forårsaket av økte reserver, kostnadsreduksjoner og oppjustering av kortsiktige prisforutsetninger. I 2016 ble det kostnadsført netto nedskrivninger på 829 millioner USD.

Nord-Amerika - ukonvensjonell

I området Nord-Amerika - ukonvensjonell ble det i 2017 inntektsført netto reversering av tidligere kostnadsførte nedskrivninger med 410 millioner USD.

For en eiendel ble det reversert 1.266 million USD av tidligere nedskrivning hvorav 517 millioner USD knytter seg til signaturbonuser og anskaffelseskostnader klassifisert som Letekostnader. Reverseringen skyldtes endringer i Amerikansk skattelovgivning herunder en endring i selskapsskatt fra 35 % til 21 %. Driftsmessige forbedringer og økt utvinningsrate påvirket også reverseringsbeløpet.

En eiendel i området ble nedskrevet med 856 millioner USD hvorav 191 millioner USD knytter seg til signaturbonuser og anskaffelseskostnader klassifisert som Letekostnader. For å komme frem til gjenvinnbart beløp som ble ansett for å være markedsverdi minus salgskostnader, har Statoil benyttet seg av en ekstern verdsettelsesekspert som en del av vurderingen. Statoil vurderte verdsettelse både i form av neddiskontert kontantstrøm og sammenlignbare markedsdata for å komme frem til markedsverdi minus salgskostnader. Hovedbasis for å komme frem til estimat for gjenvinnbart beløp, var bruk av neddiskontert kontantstrøm som anses for å være en nivå 3- verdsettelse etter IFRS 13. De viktigste forutsetningene som ligger til grunn for kontantstrømsberegningene, er fremtidige råvarepriser, forventet driftsplan og forventet utvinningsrate i tillegg til diskonteringsrenten. Prisforutsetningene er basert på 3 års observerbare forwardpriser og deretter flat pris i reelle termer. Det er benyttet en diskonteringsrente på 7-9 % for materielle eiendeler og 12-14 % for immaterielle eiendeler i nominelle termer med et ytterligere risikopåslag for enkelte elementer. I tillegg til endring i driftsplanner, reflekteres det i gjenvinnbart beløp blant annet svakere markedssentiment rundt skiferområdene tilknyttet den nedskrevne eiendelen samt nedjustering av forventede råvarepriser.

I 2016 ble det kostnadsført 1.357 millioner USD i området Nord-Amerika – ukonvensjonell.

Nord-Amerika – konvensjonell offshore Mexicogulfen

I området Nord-America - konvensjonell offshore Mexicogulfen ble det i 2017 inntektsført reverseringer av tidligere nedskrivninger på 17 millioner USD. I 2016 ble det kostnadsført netto nedskrivninger med 141 millioner USD.

Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP)

I 2017 reverserte MMP-segmentet netto nedskrivninger på 48 millioner USD knyttet til et raffineri. I 2016 utgjorde netto reverseringer 74 millioner USD.

I områdene Nord-Afrika, Sub-Sahara Afrika og Europa og Asia ble det ikke bokført nedskrivninger eller reverseringer i 2017. I 2016 utgjorde netto reversering av tidligere nedskrivninger 363 millioner USD.

Estimater vedrørende eiendelens bruksverdi og neddiskonerte kontantstrømmer som benyttes for å bestemme gjenvinnbar verdi, er basert på interne forutsetninger om kostnader, produksjonsprofiler og råvarepriser. Kortsiktige råvarepriser (2018-2020) er estimert ved å benytte observerbare markedspriser for 2018 og lineær projisering mot intern prisforutsetning for 2021.

Generelt er prisforutsetninger som er benyttet for beregning av nedskrivninger som følger (priser benyttet ved beregning av nedskrivninger i 2016 for de respektive årene er vist i parentes):

| År reelle priser ¹ | 2018 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Brent Blend - USD/fat | 60 (62) | 67 (75) | 77 (78) | 80 (80) |
| NBP - USD/mmBtu | 6.6 (6.0) | 6.5 (6.0) | 8.0 (8.0) | 8.0 (8.0) |
| Henry Hub - USD/mmBtu | 2.9 (3.6) | 3.5 (4.0) | 4.0 (4.0) | 4.0 (4.0) |

1) Basisår 2016

Sensitiviteter

Råvareprisene har historisk sett vært volatile. Vesentlig ytterligere nedjustering av Statoils forutsetninger om råvarepriser ville resultert i nedskrivninger av enkelte produksjonseideler 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 ligget i området rundt 11 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 gjenvinnbart 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 kuantifisere 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 2016 | 2.856 | 5.907 | 1.570 | 346 | 10.679 |
| Tilganger | 154 | 861 | 0 | 94 | 1.109 |
| Avgang til anskaffelseskost | (0) | (0) | 0 | (26) | (26) |
| Overføringer | (276) | (124) | 0 | (0) | (401) |
| Eiendeler reklassifisert til holdt for salg | 0 | (1.369) | 0 | 0 | (1.369) |
| Kostnadsføring av tidligere balanseførte leteutgifter | (73) | 81 | 0 | 0 | 8 |
| Omregningsdifferanser | 56 | 6 | 11 | 4 | 77 |
| Anskaffelseskost 31. desember 2017 | 2.715 | 5.363 | 1.581 | 419 | 10.077 |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016 | | | (1.242) | (195) | (1.437) |
| Amortisering og nedskrivning | | | 0 | (12) | (12) |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang | | | 0 | (6) | (6) |
| Omregningsdifferanser | | | 0 | (2) | (2) |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017 | (1.242) | (215) | (1.457) | | |
| Bokført verdi 31. desember 2017 | 2.715 | 5.363 | 339 | 204 | 8.621 |
| | | | | | |
| (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 |
| Tilganger | 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 |

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

I 2017 ble immaterielle eiendeler påvirket av netto reversering av tidligere nedskrivninger av oppkjøpskostnader med 326 millioner USD i området Nord Amerika - ukonvensjonell og netto nedskrivninger av oppkjøpskostnader knyttet til leteaktiviteter med 245 millioner USD, hovedsakelig som et resultat av tørre brønner og ikke-kommersielle funn i Mexicogolfen og Sør-Amerika

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 estimerer 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 aldersfordeling av balanseførte letekostnader.

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
|-------------------|--------------|--------------|
| Mindre enn 1 år | 218 | 311 |
| 1-5 år | 1.799 | 2.216 |
| Mer enn 5 år | 698 | 329 |
| Sum | 2.715 | 2.856 |

Tabellen under viser spesifikasjon av årets letekostnader.

| (i millioner USD) | For regnskapsåret | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|-------------------|--------------|--------------|--------------|
| Leteutgifter | | 1.234 | 1.437 | 2.860 |
| Kostnadsførte leteutgifter balanseført tidligere år | | (8) | 1.800 | 2.164 |
| Balanseførte leteutgifter | | (167) | (285) | (1.151) |
| Letekostnader | | 1.059 | 2.952 | 3.872 |

12 Egenkapitalkonsoliderte investeringer

| (i millioner USD) | Lundin Petroleum AB | Andre tilknyttede selskaper | Totalt |
|---|---------------------|-----------------------------|--------|
| Investeringer 31. desember 2016 | 1.121 | 1.124 | 2.245 |
| Resultatandel fra andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 126 | 62 | 188 |
| Endring innbetalt egenkapital | 0 | 399 | 399 |
| Utbetalinger fra selskapene | (78) | (112) | (190) |
| Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital | (44) | 82 | 38 |
| Nedsalg, nedskrivning og reduksjon av innbetalt kapital | 0 | (129) | (129) |
| | | | |
| Investeringer 31. desember 2017 | 1.125 | 1.426 | 2.551 |

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 økt resultatet for 2017, som vist i tabellen nedenfor, sammenlignet med tilsvarende beløp rapportert av Lundin Petroleum AB.

| (i millioner USD) | Lundin Petroleum AB | |
|---------------------------|---------------------|---------|
| | 2017 | 2016 |
| 31. desember 2017 | | |
| Omløpsmidler | 101 | 69 |
| Anleggsmidler | 2.920 | 3.069 |
| Kortsiktig gjeld | (62) | (70) |
| Langsiktige forpliktelser | (1.834) | (1.947) |
| Netto eiendeler | 1.125 | 1.121 |
| 31. desember 2017 | | |
| Inntekter | 376 | 135 |
| Resultat før skatt | 226 | (83) |
| Resultat | 126 | (78) |
| Tilgang anleggsmidler | 250 | 589 |

I april 2017 gjennomførte Lundin Petroleum en utskillelse av selskapets investeringer i Malaysia, Frankrike og Nederland som ble flyttet til International Petroleum Corporation (IPC) ved å utstede aksjer i IPC, på pro-rata basis, til Lundin Petroleums aksjonærer. IPC utarbeidet et tilbakekjøpsprogram, hvor de var villige til å kjøpe tilbake egne aksjer opp til et visst beløp. Statoil benyttet seg av muligheten til å selge alle utstedte aksjer ved utskillelsen til IPCs heleide datterselskap, Lundin Petroleum BV.

Salget resulterte ikke i vesentlig gevinst eller tap.

Markedsverdi på Statoils andel 31.12.2017 var 1.565 millioner USD.

13 Finansielle eiendeler og langsiktige forskuddsbetalinger

Langsiktige finansielle investeringer

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|---------------------------|----------------------|-------|
| Obligasjoner | 1.611 | 1.362 |
| Børsnoterte aksjer | 619 | 731 |
| Unoterte aksjer | 611 | 251 |
| Finansielle investeringer | 2.841 | 2.344 |

Obligasjoner og børsnoterte aksjer knytter seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap, som i hovedsak er regnskapsført i henhold til virkelig verdi.

Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle fordringer

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|---|----------------------|------|
| Rentebærende fordringer | 716 | 698 |
| Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer | 196 | 195 |
| Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer | 912 | 893 |

Rentebærende fordringer knytter seg hovedsakelig til prosjektfinansiering av tilknyttede selskaper samt lån til ansatte.

Kortsiktige finansielle investeringer

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|---------------------------|----------------------|-------|
| Tidsinnskudd | 4.111 | 3.242 |
| Rentebærende verdipapirer | 4.337 | 4.970 |
| Finansielle investeringer | 8.448 | 8.211 |

Per 31. desember 2017 inkluderer kortsiktige finansielle investeringer 714 millioner USD knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap som i hovedsak er regnskapsført i henhold til virkelig verdi.

Regnskapsført beløp per 31. desember 2016 var på 818 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 2017 | 2016 |
|--------------------|----------------------|-------|
| Råolje | 2.323 | 1.966 |
| Petroleumprodukter | 596 | 744 |
| Naturgass | 149 | 160 |
| Andre | 330 | 358 |
| Sum | 3.398 | 3.227 |

Linjen Andre består i hovedsak av reservedeler, inkludert bore- og brønnutstyr.

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 32 millioner USD i 2017 og 74 millioner USD i 2016.

15 Kundefordringer og andre fordringer

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|---|----------------------|--------------|
| Kundefordringer | 7.649 | 5.504 |
| Kortsiktige finansielle fordringer | 427 | 862 |
| Fordringer felleskontrollerte eiendeler | 478 | 592 |
| Fordringer egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærmiljøende parter | 6 | 116 |
| Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer | 8.560 | 7.074 |
| Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer | 865 | 765 |
| Kundefordringer og andre fordringer | 9.425 | 7.839 |

For mer informasjon vedrørende kreditkvaliteten 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 2017 | 2016 |
|--|----------------------|--------------|
| Bankinnskudd | 591 | 596 |
| Tidsinnskudd | 1.889 | 1.660 |
| Pengemarkedsfond | 381 | 65 |
| Rentebærende verdipapirer | 1.092 | 2.234 |
| Bundne midler, inklusiv margininnskudd | 437 | 535 |
| Betalingsmidler | 4.390 | 5.090 |

Bundne midler per 31. desember 2017 og 2016 inkluderer margininnskudd på henholdsvis 300 millioner USD og 398 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 2017 utgjør Statoils aksjekapital 8.307.919.632,50 NOK (1.179.542.543 USD) bestående av 3.323.167.853 aksjer pålydende 2,50 NOK. Aksjekapital per 31. desember 2016 utgjorde 8.112.623.527,50 NOK (1.155.993.270 USD) bestående av 3.245.049.411 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 foreslalte utbyttet og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Et midlertidig utbytteaksjeprogram ble foreslått til styret i februar 2016, vedtatt av Statoils generalforsamling i mai 2016 og bekreftet i mai 2017. Utbytteaksjeprogrammet ble implementert for kvartalsvise dividender fra fjerde kvartal 2015 til tredje kvartal 2017. Utstedelse av nye aksjer relatert til tredje kvartal 2017 ble ferdigstilt 22. mars 2017. Som en del av utbytteaksjeprogrammet, kunne kvalifiserte aksjonærer velge å motta utbytte i form av nyutstedte aksjer eller i kontanter. For rettighetsbrevare under ADR-programmet (American Depository Receipts) kunne utbytte mottas i ADS (American Depository Shares) eller i form av kontanter. Tegningskurs for utbytteaksjer hadde en rabatt i forhold til den volum-vektede gjennomsnittspris på Oslo Børs de to siste dagene av tegningsperioden i hvert kvartal. For alle kvartalene ble rabatten satt til 5 %.

Som en del av utbytteaksjeprogrammet inngikk den norske stat en avtale hvor de forpliktet seg til for hvert kvartal hvor det ble tilbudt utbytteaksjer, å motta nye aksjer for en del av statens aksjebeholdning tilsvarende gjennomsnittlig deltagelse blant øvrige aksjonærer. Dette var for å sikre at statens eierandel ikke ble påvirket av utbytteaksjeprogrammet.

I løpet av 2017 er det foretatt oppgjør av utbytte for tredje og fjerde kvartal 2016 og for første og andre kvartal 2017. 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), fratrukket utbytteaksjer utstedt i perioden (egenkapital og ekstra innskutt egenkapital). Vedtatt utbytte i 2017 relaterer seg til fjerde kvartal 2016 og de tre første kvartalene i 2017.

| | 31. desember | |
|---|--------------|--------------|
| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
| Vedtatt utbytte | 2.891 | 2.824 |
| <i>USD per aksje eller ADS</i> | 0,8804 | 0,8804 |
| Utbytte betalt som kontantoppgjør | 1.491 | 1.876 |
| <i>USD per aksje eller ADS</i> | 0,8804 | 0,8804 |
| <i>NOK per aksje</i> | 7,2615 | 7,3364 |
| Utbytte aksjer | 1.357 | 904 |
| <i>Antall utstedte aksjer (i millioner)</i> | 78,1 | 56,4 |
| Totalt oppgjort utbytte | 2.848 | 2.780 |

I løpet av 2017 har Statoil ervervet 3.323.671 egne aksjer for 63 millioner USD, og 3.219.327 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. 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. Per 31. desember 2017 har Statoil 11.243.234 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2016 var beholdningen av egne aksjer 11.138.890. 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.

| | 31. desember | |
|--|--------------|--------------|
| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
| Netto justert rentebærende gjeld (ND) | 16.287 | 19.389 |
| Sysselsatt kapital (CE) | 56.172 | 54.490 |
| Netto gjeld på sysselsatt kapital justert (ND/CE) | 29,0% | 35,6% |

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 1.014 millioner USD og 1.216 millioner USD i 2017 og 2016). I tillegg kommer justeringer for balanser relatert til SDØE (henholdsvis 164 millioner USD og 199 millioner USD i 2017 og 2016). 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⁾ | | |
|--------------------------------|---|---|--------|--|--------|--------|
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| Usikrede obligasjonslån | | | | | | |
| Amerikanske dollar (USD) | 3,73 | 3,54 | 14.953 | 19.712 | 16.106 | 20.681 |
| Euro (EUR) | 2,10 | 2,10 | 9.347 | 8.211 | 10.057 | 8.884 |
| Britiske pund (GBP) | 6,08 | 6,08 | 1.859 | 1.693 | 2.734 | 2.475 |
| Norske kroner (NOK) | 4,18 | 4,18 | 366 | 348 | 427 | 386 |
| Sum | | | 26.524 | 29.964 | 29.325 | 32.427 |
| Usikrede lån | | | | | | |
| Japanske yen (JPY) | 4,30 | 4,30 | 89 | 85 | 118 | 119 |
| Finansielle leieavtaler | | | | | | |
| Sum | | | 478 | 507 | 496 | 526 |
| Sum | | | 567 | 592 | 614 | 645 |
| Sum finansiell gjeld | | | 27.090 | 30.556 | 29.938 | 33.072 |
| Fratrukket kortsiktig andel | | | 2.908 | 2.557 | 2.924 | 2.584 |
| Langsiktig finansiell gjeld | | | 24.183 | 27.999 | 27.014 | 30.488 |

1) Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta per 31. desember, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

2) Virkelig verdi på langsiktig finansiell gjeld er, ved tilgjengelighet, fastsatt basert på noterte markedspriser som faller inn under nivå 1 i virkelig verdi hierarkiet. I de tilfeller hvor noterte markedspriser ikke er tilgjengelig, er virkelig verdi kalkulert i eksterne modeller som baserer seg på markedsobservasjoner fra ulike kilder klassifisert som nivå 2 i virkelig verdi hierarkiet.

Usikrede obligasjonslån på 14.953 millioner USD utstedt i USD og usikrede obligasjonslån på 8.347 millioner USD er konvertert til USD. Fire lån på 3.224 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.

Av konsernets totale utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 42 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 lønene 26.158 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2017.

I tillegg til planlagt tilbakebetaling av 3 obligasjonslån ved forfallsdato, har Statoil tilbakebetalt ytterligere 2 obligasjonslån på 2.250 millioner USD i 2017. Disse obligasjonslånenene hadde opprinnelig forfallsdato 8. november 2018 og 15. april 2019.

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 2017 | 2016 |
|---|----------------------|---------------|
| År 2 og 3 | 3.521 | 6.478 |
| År 4 og 5 | 3.041 | 3.798 |
| Etter 5 år | 17.620 | 17.723 |
| Sum tilbakebetaling av langsiktig gjeld | 24.183 | 27.999 |
| Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år) | 9 | 9 |
| Vektet gjennomsnittlig rentesats (%) | 3,50 | 3,41 |

Mer informasjon vedrørende finansielle leieforpliktelser er gitt i note 22 Leieavtaler.

Kortsiktig finansiell gjeld

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|--|----------------------|--------------|
| Innkalt margin | 704 | 571 |
| Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år | 2.908 | 2.557 |
| Annet inklusiv kassekredit | 479 | 545 |
| Kortsiktig finansiell gjeld | 4.091 | 3.674 |
| Vektet gjennomsnittlig rentesats | 1,65 | 1,61 |

Innkalt margin og annen kortsiktig gjeld er kontanter mottatt for å sikre en andel av konsernets kreditteksponering og uteslende beløp knyttet til US Commercial paper (CP) program. Utstedelse under CP programmet utgjorde 449 millioner USD per 31. desember 2017 og 500 millioner USD per 31. desember 2016.

| (i millioner USD) | Langsiktig finansiell gjeld | Kortsiktig finansiell gjeld | Finansielle fordringer Innkalt margin 1) | Annен innskutt egenkapital Aksjebasert avlønning/Egne aksjer | Ikke-kontrollerende eierinteresser | Skyldig utbytte | Totalt |
|---|-----------------------------|-----------------------------|---|---|------------------------------------|-----------------|---------------|
| 31. desember 2016 | 27.999 | 3.674 | (735) | (212) | 27 | 712 | 31.465 |
| Overføring til kortsiktig andel | (351) | 351 | - | - | - | - | - |
| Effekt av valutakursendringer | 1.302 | (13) | - | - | - | (11) | 1.278 |
| Vedtatt utbytte | - | - | - | - | - | 2.891 | 2.891 |
| Utbytteaksjer | - | - | - | - | - | (1.357) | (1.357) |
| Kontantstrømmer fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter | (4.775) | 53 | 464 | (62) | (12) | (1.491) | (5.823) |
| Andre endringer | 8 | 26 | (1) | 83 | 9 | (15) | 110 |
| 31. desember 2017 | 24.183 | 4.091 | (272) | (191) | 24 | 729 | 28.564 |

1) Finansielle fordringer knyttet til innkalt margin er inkludert i kundefordringer og andre fordringer i balanseoppstillingen. Se note 15 Kundefordringer og andre fordringer

19 Pensjoner

Statoil ASA og en rekke av dets datterselskaper har innskuddsbasert pensjonsordning som hovedordning, hvor innbetalte premie utgjør årets pensjonskostnad i resultatregnskapet. I tillegg inneholder innskuddsordningen i Statoil ASA enkelte ufonderde 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 sluttlonn, inkludert en antatt offentlig støtte som skal gis fra den norske folketrygden. De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon, 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 forpliktselen til denne flerforetaksytelsesordningen 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 bruttoforpliktselen, med unntak av den ufonderde 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 2017 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 17,2 år ved utgangen av 2017. Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto finansiering og inkluderes i brutto pensjonsforpliktselte.

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 videreførelastet partnere på Statoilopererte lisenser.

Netto pensjonskostnader

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|------|-------|-------|
| Nåverdi av årets opptjening | 242 | 238 | 378 |
| Rentekostnad på pensjonsforpliktselen | - | 192 | 191 |
| Renteinntekt på pensjonsmidler | - | (148) | (145) |
| Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring | (0) | 2 | - |
| Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring | 15 | 109 | 250 |
| Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag | (1) | 59 | (1) |
| Innskuddsplaner over drift | 51 | 50 | 36 |
| | | | |
| Ytelsesplaner | 308 | 503 | 709 |
| | | | |
| Innskuddsplaner | 162 | 148 | 135 |
| | | | |
| Sum netto pensjonskostnader | 469 | 650 | 844 |

I tillegg til pensjonskostnadene i tabellen ovenfor, er finansposter fra ytelsesplaner innregnet i konsernregnskapet som en del av Netto finansposter. Rentekostnader og endringer i virkelig verdi av innskuddsplaner over driften på 201 millioner USD, og renteinntekter på 138 millioner USD er innregnet i 2017.

Oppgjørskostnad i forbindelse med sluttvederlag for inngåtte tidligpensjonsavtaler på 2 millioner USD i 2017, 123 millioner USD i 2016 og 173 millioner USD i 2015.

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
|--|-------------|-------------|
| Brutto pensjonsforpliktelse | | |
| Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar | 7.791 | 6.822 |
| Nåverdi av årets opptjening | 243 | 239 |
| Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen | 219 | 192 |
| Aktuarmessige (gevinster) tap - Økonomiske forutsetninger | (26) | 879 |
| Aktuarmessige (gevinster) tap - Erfaring | (21) | (282) |
| Utbetalte yteler fra ordningene | (311) | (235) |
| Tap (gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring | 13 | 171 |
| Fripoliser | (84) | (131) |
| Omregningsdifferanse | 411 | 87 |
| <u>Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift</u> | <u>52</u> | <u>50</u> |
| Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember | 8.286 | 7.791 |
| Virkelig verdi av pensjonsmidler | | |
| Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar | 5.250 | 5.127 |
| Renteinntekt på pensjonsmidler | 148 | 148 |
| Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter) | 283 | 76 |
| Innbetalt av selskapet | 39 | 22 |
| Utbetalt yteler fra ordningene | (196) | (80) |
| Fripoliser og personforsikring | (121) | (92) |
| Omregningsdifferanse valuta | 283 | 50 |
| Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember | 5.687 | 5.250 |
| Netto pensjonsforpliktelser 31. desember | (2.599) | (2.541) |
| Spesifikasjon: | | |
| Eiendel innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning) | 1.306 | 839 |
| Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning) | (3.905) | (3.380) |
| Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger | 8.286 | 7.791 |
| Fonderte pensjonsplaner | 4.392 | 4.423 |
| Ufonderte pensjonsplaner | 3.894 | 3.368 |
| Faktisk avkastning på pensjonsmidler | 431 | 131 |
| Aktuarmessig gevinst i 2017 skyldes endringer i økonomiske og demografiske forutsetninger. I 2016 fikk Statoil et aktuarmessig tap fra endringer i økonomiske forutsetninger som redusert diskonteringsrente og forventet vekst i løpende pensjoner. | | |
| Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i egenkapitalen | | |
| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
| Årets netto aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen gjennom året | 331 | (482) |
| Årets aktuarmessige (tap) gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse | (158) | (21) |
| Skatteeffekt på aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen | (38) | 129 |
| Innregnet i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter | 135 | (374) |
| Akkumulerte aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter | (1.053) | (1.188) |
| | | |

Aktuarmessige forutsetninger

| | Økonomiske forutsetninger for resultatelementer i % | | Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer i % | |
|---|---|------|---|------|
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| Diskonteringsrente | 2,50 | 2,75 | 2,50 | 2,50 |
| Forventet lønnsvekst | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 |
| Forventet vekst i løpende pensjoner | 1,75 | 1,00 | 1,75 | 1,75 |
| Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp | 2,25 | 2,25 | 2,25 | 2,25 |
| Vektet gjennomsnittlig durasjon for pensjonsforpliktelsen | | | 17,2 | 17,4 |

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 2017 var på henholdsvis 0,2 % og 2,2 % i kategoriene ansatte fra 50 til 59 år og 60 til 67 år, og 0,4 % og 0,1 % i 2016.

For planer i Norge er dødelighetstabell K 2013 i kollektiv pensjonsforsikring, utarbeidet av Finanstilsynet, brukt som beste estimat på dødelighet.

Uforetabeller 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. Estimatene er basert på relevante forhold per 31. desember 2017.

| (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 2017 | (607) | 689 | 88 | (92) | 527 | (583) | 295 | (323) |
| Nåverdi av årets opptjening for 2018 | (22) | 25 | 8 | (8) | 21 | (19) | 8 | (11) |

Sensitiviteten i de finansielle resultatene til hver av de vesentlige forutsetningene er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forblie 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 447 millioner USD per 31. desember 2017 og 402 millioner USD per 31. desember 2016. Disse blir leid ut til selskaper i konsernet.

Tabellen nedenfor viser vekting av porteføljen for finansporteføljen godkjent av styret i Statoil Pensjon for 2017. Porteføljevektingen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

| (i %) | Pensjonsmidler på ulike investeringssklasser 2017 | 2016 | Mål porteføljevekt |
|-------------------------|--|--------------|-----------------------|
| Egenkapitalinstrumenter | 37,5 | 39,0 | 31 - 43 |
| Obligasjoner | 41,7 | 41,1 | 36 - 48 |
| Sertifikater | 14,3 | 13,9 | 0 - 29 |
| Eiendom | 6,1 | 5,4 | 5 - 10 |
| Andre eiendeler | 0,4 | 0,6 | |
| Sum | 100,0 | 100,0 | |

I 2017 hadde 92 % av egenkapitalinstrumentene, 32 % av obligasjonene og 67 % av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked (nivå 1). 8 % av egenkapitalinstrumentene, 68 % av obligasjonene og 32 % av sertifikatene var basert på andre data enn de noterte prisene. I de tilfeller hvor noterte markedspriser ikke er tilgjengelig, er virkelig verdi kalkulert i eksterne modeller og basert på markedsobservasjoner fra ulike kilder klassifisert som nivå 2 i virkelig verdi hierarkiet.

I 2016 hadde 98 % av egenkapitalinstrumentene, 30 % av obligasjonene og 71 % av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked. 0 % av egenkapitalinstrumentene, 70 % av obligasjonene og 28 % av sertifikatene var basert på andre data enn de noterte prisene (nivå 2).

For definisjon på de ulike nivåene, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Premiebetaling til Statoil Pensjon i 2018 forventes å være av mindre betydning.

20 Avsetninger

| (i millioner USD) | Nedstengnings- og fjernings-forpliktelser | Avsetninger for krav og tvister | Andre avsetninger | Total |
|---|---|---------------------------------|-------------------|---------------|
| Langsiktig andel 31. desember 2016 | 10.711 | 1.209 | 1.487 | 13.406 |
| Kortsiktig andel 31. desember 2016 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld | 188 | 1.147 | 922 | 2.258 |
| Avsetninger 31. desember 2016 | 10.899 | 2.356 | 2.409 | 15.664 |
| Nye eller økte avsetninger | 768 | 128 | 833 | 1.729 |
| Reduksjon i estimerater | (388) | (1.120) | (272) | (1.780) |
| Beløp belastet mot avsetninger | (222) | (22) | (579) | (824) |
| Effekt av endring i diskonteringsfaktor | 543 | - | (6) | 538 |
| Avgang ved salg | (2) | - | - | (2) |
| Rentekostnad på forpliktelser | 413 | - | - | 413 |
| Reklassifisering og overføring | - | - | 16 | 16 |
| Omregningsdifferanser | 441 | (2) | 49 | 487 |
| Avsetninger 31. desember 2017 | 12.451 | 1.339 | 2.451 | 16.241 |
| Kortsiktig andel 31. desember 2017 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld | 69 | 68 | 547 | 684 |
| Langsiktig andel 31. desember 2017 | 12.383 | 1.271 | 1.904 | 15.557 |

Forventet oppgjørstidspunkt

| (i millioner USD) | Nedstegnings- og fjerningsforpliktelser | Andre avsetninger, inkludert for krav og tvister | Total |
|-----------------------------------|---|--|------------|
| 2018 - 2022 | 993 | 3.082 | 4.076 |
| 2023 - 2027 | 2.413 | 342 | 2.755 |
| 2028 - 2032 | 986 | 25 | 1.011 |
| 2033 - 2037 | 4.368 | 16 | 4.384 |
| Deretter | 3.691 | 324 | 4.015 |
| Avsetninger 31. desember 2017 | 12.451 | 3.790 | 16.241 |

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.

Endring i kategorien avsetninger for krav og tvister består hovedsakelig av løsning på en twist med Angolas finansdepartement. For mer informasjon om denne twisten samt andre betingede forpliktelser, se note 23 Andre forpliktelser, betingende forpliktelser og betingende eiendeler.

Kategorien andre avsetninger er hovedsakelig relatert til avsetninger for tapskontrakter, kanselleringshonorarer og annet. I 2016 avsatte Statoil 1 milliard USD for et betiget vederlag knyttet til kjøp av eierandel i lisens BM-S-8 i Brasil. I 2017 økte avsetninger relatert til oppkjøp i lisens BM-S-8 til 1,2 milliarder USD, hvorav 0,3 milliarder USD som kortsiktig del. For mer informasjon se note 4 Oppkjøp og nedsalg.

For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimer, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

21 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|--|----------------------|-----------|
| Leverandørgjeld | 3.181 | 2.358 |
| Andre forpliktelser og påløpte kostnader | 2.345 | 1.623 |
| Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler | 2.464 | 2.632 |
| Gjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærmiljøende parter | 858 | 620 |
| Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld | 8.849 | 7.233 |
| Kortsiktig andel av avsetninger og annen ikke finansiell kortsiktig gjeld | 888 | 2.433 |
| Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger | 9.737 | 9.666 |

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 til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskaper og andre nærmiljøende parter se note 24 Nærstående parter.

22 Leieavtaler

Statoil leier diverse eiendeler, i hovedsak borerigger, skip og kontorbygninger. Leiekontrakter inngått av en lisens er presentert netto, basert på Statoils deltakerandel i de respektive lisensene. Leiekontrakter inngått for helikoptre, forsyningsskip og andre eiendeler benyttet til flere lisenser er presentert netto basert på Statoils gjennomsnittlige deltakerandel i disse lisensene.

I 2017 utgjorde netto leiekostnad 2.075 millioner USD (2.569 millioner USD i 2016 og 3.439 millioner USD i 2015), som består av minsteleie på 2.333 millioner USD (3.113 millioner USD i 2016 og 4.046 millioner USD i 2015) redusert med innbetaling fra fremleie på 272 millioner USD (558 millioner USD i 2016 og 608 millioner USD i 2015). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til riggkanselleringskostnader i 2017 (115 millioner USD i 2016). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2017, 2016 eller 2015.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2017:

| (i millioner USD) | Operasjonelle leieavtaler | | | | | | |
|--------------------------|---------------------------|-------|---------------------|-------|-------|----------|-------|
| | Rigger | Skip | Tomter og bygninger | Andre | Sum | Fremleie | Netto |
| 2018 | 1.039 | 615 | 155 | 152 | 1.961 | (125) | 1.837 |
| 2019 | 712 | 393 | 140 | 113 | 1.359 | (105) | 1.253 |
| 2020 | 509 | 382 | 136 | 92 | 1.119 | (104) | 1.015 |
| 2021 | 374 | 304 | 133 | 60 | 872 | (68) | 804 |
| 2022 | 352 | 233 | 134 | 57 | 777 | (22) | 755 |
| 2023-2027 | 287 | 498 | 621 | 47 | 1.453 | (61) | 1.392 |
| 2028-2032 | - | 93 | 369 | 23 | 485 | (0) | 485 |
| Deretter | - | 13 | 50 | 13 | 76 | - | 76 |
| Sum fremtidig minsteleie | 3.274 | 2.532 | 1.737 | 558 | 8.101 | (484) | 7.617 |

Statoil hadde per 31. desember 2017 enkelte operasjonelle leieavtaler for borerigger. Gjenværende kontraktsperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra én måned til seks 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 kontinentsokkelen. 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 2017 tre bøyelastere. Kontrakten nominelle verdi var cirka 585 millioner USD ved utgangen av 2017 og er inkludert i kategorien skip i tabellen ovenfor.

Kategorien leieavtaler inkluderer fremtidig minsteleie til en nærliggende part på 511 millioner USD for leie av kontorbygning i Bergen og Harstad, eid av Statoil Pensjon. Denne operasjonelle leieforpliktsen løper til 2034, og 387 millioner USD forfaller etter 2021.

Statoil hadde forpliktelser relatert til finansielle leieavtaler på 478 millioner USD per 31. desember 2017. Nominell minsteleie knyttet til disse finansielle leieavtalene beløp seg til 630 millioner USD. Varige driftsmidler inkluderer 439 millioner USD for eiendeler relatert til finansielle leieavtaler som var balanseført ved årsslutt (484 millioner USD i 2016), 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

Kontraktmessige forpliktelser

Statoil hadde kontraktmessige forpliktelser på 6.012 millioner USD per 31. desember 2017. Disse kontraktmessige forpliktelsene reflekterer Statoils andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler samt forpliktede 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 2017 er Statoil forpliktet til å delta i 29 brønner, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 49 %. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til å bore disse brønnene utgjør om lag 456 millioner USD. Brønner som Statoil 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 utgangs-") 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 opptil 2045.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktuelle avtalene prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnærlige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Statoils forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist brutto i tabellen. Forpliktelser overfor selskaper som innregnes på linje med den tidligere metoden for proporsjonal konsolidering i konsernregnskapet (for eksempel rørledninger), er vist netto i tabellen (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

Nominelle andre langsiktige minimumsforpliktelser per 31. desember 2017:

| (i millioner USD) | |
|-------------------|------------|
| 2018 | 1.548 |
| 2019 | 1.415 |
| 2020 | 1.312 |
| 2021 | 1.101 |
| 2022 | 942 |
| Deretter | 5.563 |
| Sum | 11.881 |

Garantier

Statoil har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld på 305 millioner USD. Bokført verdi av garantien er uvesentlig.

Betingede eiendeler og forpliktelser**Løsning på tvisten med Angolas finansdepartement**

I juni 2017 signerte Statoil en avtale med Angolas finansdepartement som avsluttet tvisten knyttet til tidligere utlignet tillegg av profittolje og skatter. Avtalen avgjorde hvordan profittolje skal fordeles, samt hvordan skatt på petroleumsinntekt (PIT), utlignes for Statoils deltagelse i blokk 4, blokk 15, blokk 17 og blokk 31 på angolansk sokkel for årene 2002 til og med 2016. I samsvar med avtalen betalte Statoil som endelig oppgjør et tilleggsbeløp for PIT knyttet til tidligere rapporteringsperioder. Avtalen førte også til en viss økning i norske betalbare skatter. I tillegg til skatter som det tidligere var gjort avsetning for i konsernregnskapet, reflekterte årets betalbare skattekostnad på avtaletidspunktet 117 millioner USD, betalbar i Angola og Norge. Profittolje- og rentekostnadsbeløp som tidligere inngikk i kortsiktig andel av avsetninger for krav og tvister, ble reversert på grunnlag av avtalen. 754 millioner USD er reflektert som salgsinntekt i E&P International segmentet, mens 319 millioner USD er reflektert som rentekostnadsreduksjon i Netto finansposter i konsernresultatregnskapet. Netto effekt av avtalen på konsernresultatregnskapet var følgelig 956 millioner USD.

Redetermineringsprosess på Agbami-feltet

På grunnlag av vårt eierskap i OML 128 i Nigeria er Statoil part i en prosess knyttet til redeterminering av eierandeler på Agbami-feltet. 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 allerede initiert voldgift for å få opphevret en tidligere delavgjørelse fra eksperten, men dette ble avvist av voldgiftsdomstolen i november 2015. Statoil har tatt saken videre til en ankedomstol for å få opphevret voldgiftsdommen. I oktober 2016 initierte Statoil også en ny voldgiftssak for å få opphevret ekspertens endelige beslutning. I forbindelse med Agbami-redetermineringen har Statoil nå til juridiske prosesser som er forbundet med hverandre, men distinkte. Per 31. desember 2017 har Statoil foretatt en avsetning på 1.165 millioner USD etter skatt, som reflekterer en reduksjon på 5,17 prosentpoeng i Statoils eierandel i Agbami-feltet. Avsetningen er inkludert i avsetninger i konsernbalanse.

Voldgift knyttet til prisrevisjon

Noen langsiktige gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler, som i enkelte tilfeller fører til voldgiftskrav. Eksponeringen for Statoil knyttet til slik voldgift er estimert til et beløp tilsvarende 343 millioner USD knyttet til gassleveranser gjennomført før årsslutt 2017. I Statoils konsernregnskap er det gjort avsetning for kontraktmessige gasspris-tvister i samsvar med beste estimat, og virkningen på konsernresultatregnskapet er bokført som salgsinntektsreduksjon.

Tvist knyttet til forklaring av betingelsene i produksjonsdelingsavtale ("PSC") for OML 128

Det er en tvist mellom Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) og partnerne i det unitiserte Agbami-feltet (Oil Mining Lease (OML) 128) knyttet til forklaring av betingelsene i PSC for OML 128. Tvisten omfatter allokeringen av kostolje, skatteolje og profittolje mellom NNPC og de andre OML 128-partnerne. Etter en voldgiftsprosess om saken som ble avgjort i 2015, er flere tvister knyttet til lovligheten og gjennomføringen av voldgiftsdommen, som

gikk i partnernes favør, under behandling i det nigerianske rettssystemet. Statoils deltagelse i tvisten ved utløpet av 2017 omfatter i hovedsak krav på tilbakelevering av visse oljevolumer som NNPC i løpet av voldgiftsprosessen og påfølgende år har løftet i strid med PSC-betingelsene.

Tvist med brasilianske skattemyndigheter

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 skattekostrad i Brasil. Statoil er uenig i ligningen, og har gjort dette klart i sine tilsvare. Den løpende 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.

Krav om annullering av Petrobras' salg av eierandel i BM-S-8 til Statoil

I april 2017 aksepterte en føderal dommer et krav om rettslig pålegg om å utsette overføringen til Statoil av Petróleo Brasileiro S.A.s ("Petrobras") 66 % operatør-andel i den brasilianske offshore-lisensen BM-S-8 til Statoil, i et gruppesøksmål anlagt av the Union of Workers of Oil Tankers of Sergipe (Sindipetro) mot Petrobras, Statoil og ANP - den relevante brasilianske regulatoriske myndighet (de saksøkte). Søksmålet krever annullering av Petrobras salg av eierinteressen i BM-S-8 til Statoil, som ble gjennomført i november 2016. Det rettslige pålegget ble senere opphevet av en føderal regionsdomstol, men denne beslutningen kan ankes. Ved utløpet av 2017 inngår eierandelen i Statoils balanse som immaterielle eiendeler i E&P International segmentet. For ytterligere informasjon om Statoils anskaffelser og nedsalg i BM-S-8 vises det til note 4 Oppkjøp og nedsalg i konsernregnskapet for 2017.

Varsel om endret ligning fra norske skattemyndigheter

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 i denne saken gjelder SCCs kapitalstruktur og hvorvidt denne følger prinsippet om armlengdes avstand. Statoil mener at prissetting på armlengdes avstand er anvendt og at konsernets vurdering står sterkt. Det er derfor ikke foretatt avsetning for dette spørsmålet i konsernregnskapet.

Andre krav

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 konsernregnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Statoil forventer ikke 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 2017 hadde Den norske stat en eierandel i Statoil på 67,0 % (Folketrygfondets andel i Statoil på 3,3 % 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 7.352 millioner USD, 5.848 millioner USD og 7.431 millioner USD i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 39 millioner USD, 44 millioner USD og 68 millioner USD i henholdsvis 2017, 2016 og 2015. 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 Gjeld til 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 infrastruktureriene er operert av Gassco AS, som er en enhet under felles kontroll av Olje- og energidepartementet. Gasscos aktiviteter blir utført for rørlednings- og terminaleierne regning og risiko. Kapasitetsbetalingene som blir håndtert av Gassco blir videreført til de respektive eierne. Statoils betalinger som Gassco gjennomførte på vegne av eierne utgjorde 1.155 millioner USD i 2017, 1.167 millioner USD i 2016 og 1.105 millioner USD i 2015. 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.

Per 31. desember 2017 hadde Statoil en eierandel i Lundin Petroleum AB (Lundin) på 20,1 % av aksjene og stemmerettigheten. Samlet kjøp av olje og relaterte produkter fra Lundin beløp seg til 176 millioner USD og 155 millioner USD i henholdsvis 2017 og 2016. Dette kjøpet bokføres i Statoil ASA.

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 | Virkelig verdi over resultatet | | | | | Ikke finansielle eiendeler | Sum balanseført verdi | | | |
|---|------|--------------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------|----------------------------------|-----------------------------|--|--|--|
| | | Lån og fordringer | Tilgjengelig for salg | Holdt for omsetning | Virkelig verdi- opsjon | | | | | | |
| 31. desember 2017 | | | | | | | | | | | |
| Eiendeler | | | | | | | | | | | |
| Langsiktige finansielle derivater | | - | - | 1.603 | - | - | - | 1.603 | | | |
| Langsiktige finansielle investeringer | 13 | 47 | 397 | - | 2.397 | - | - | 2.841 | | | |
| Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer | 13 | 723 | - | - | - | - | 188 | 912 | | | |
| Kundefordringer og andre fordringer | 15 | 8.560 | - | - | - | - | 865 | 9.425 | | | |
| Kortsiktige finansielle derivater | | - | - | 159 | - | - | - | 159 | | | |
| Kortsiktige finansielle investeringer | 13 | 4.085 | - | 3.649 | 714 | - | - | 8.448 | | | |
| Betalingsmidler | 16 | 2.917 | - | 1.473 | - | - | - | 4.390 | | | |
| Sum | | 16.332 | 397 | 6.884 | 3.112 | 1.053 | 27.778 | | | | |

| (i millioner USD) | Note | Virkelig verdi over resultatet | | | | | Ikke finansielle eiendeler | Sum balanseført verdi | | | |
|---|------|--------------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|------------|----------------------------------|-----------------------------|--|--|--|
| | | Lån og fordringer | Tilgjengelig for salg | Holdt for omsetning | Virkelig verdi- opsjon | | | | | | |
| 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 | Amortisert kost | Virkelig verdi over resultatet | Ikke finansielle forpliktelser | Sum balanseført verdi |
|---|------|-----------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| 31. desember 2017 | | | | | |
| Forpliktelser | | | | | |
| Langsiktig finansiell gjeld | 18 | 24.183 | - | - | 24.183 |
| Langsiktige finansielle derivater | | - | 900 | - | 900 |
| Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld | 21 | 8.849 | - | 888 | 9.737 |
| Kortsiktig finansiell gjeld | 18 | 4.091 | - | - | 4.091 |
| Skyldig utbytte | | 729 | - | - | 729 |
| Kortsiktige finansielle derivater | | - | 403 | - | 403 |
| Sum | | 37.851 | 1.302 | 888 | 40.042 |

| (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 |

Virkelig verdi hierarki

Den etterfølgende tabellen oppsummerer hver klasse av finansielle instrumenter innregnet i konsernbalanse 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 2017 | | | | | | | | |
| Nivå 1 | 1.126 | - | 355 | - | - | - | - | 1.481 |
| Nivå 2 | 1.271 | 1.320 | 4.008 | 122 | 1.473 | (900) | (399) | 6.896 |
| Nivå 3 | 397 | 283 | - | 37 | - | - | (4) | 713 |
| Sum virkelig verdi | 2.794 | 1.603 | 4.363 | 159 | 1.473 | (900) | (403) | 9.090 |
| 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 | (0) | 66 | - | (6) | (4) | 1.110 |
| Sum virkelig verdi | 2.344 | 1.819 | 4.994 | 492 | 2.299 | (1.420) | (508) | 10.019 |

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. Bruk av denne forutsetningen ville fått ubetydelig innvirkning på virkelig verdi for disse kontraktene.

Avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2017 og 2016 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 2017 | | | | | | |
| Inngående balanse | 207 | 848 | 66 | (6) | (4) | 1.110 |
| Total gevinst og tap i resultatregnskapet | - | (69) | 36 | 6 | - | (27) |
| Kjøp | 90 | - | - | - | - | 90 |
| Oppgjør | - | (533) | (67) | - | - | (600) |
| Overføring til nivå 3 | 94 | - | - | - | - | 94 |
| Omregningsdifferanser | 5 | 37 | 3 | - | - | 45 |
| Utgående balanse | 397 | 283 | 37 | - | (4) | 713 |
| 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 |

Eiendelene og forpliktelsene på nivå 3 har i løpet av 2017 hatt en netto reduksjon i virkelig verdi på 397 millioner USD. De 27 millioner USD som er innregnet i konsernregnskapet i 2017 er påvirket av en reduksjon på 78 millioner USD relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out" avtaler. I tilknytning til de samme "earn-out" avtalene er 528 millioner USD inkludert i åpningsbalansen for 2017 avtalt oppgjort, mens 72 millioner USD inkludert i åpningsbalansen for 2017 er fullt realisert siden de underliggende volumene har blitt levert i løpet av 2017 og beløpet er presentert som oppgjort i tabellen over.

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvarereprisrisiko

Tabellen nedenfor inneholder sensitiviteter for råvarereprisrisiko 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.

Sensitivitet knyttet til prisrisiko ved utgangen av 2017 på 20 % og ved utgangen av 2016 på 30 % er forutsatt å være rimelig 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) | 2017 | | 2016 | |
|--|-------|-------|-------|-------|
| | - 20% | + 20% | - 30% | + 30% |
| 31. desember | | | | |
| Råolje og raffinerte produkter netto gevinst (tap) | 687 | (606) | 395 | (390) |
| Naturgass og elektrisitet netto gevinst (tap) | 613 | (613) | 810 | (809) |

Valutarisiko

Ved utgangen av 2017 har den etterfølgende valutarisikosensitiviteten blitt beregnet ved å forutsette et mulighetsområde for endringer på 8 prosent for de valutakursene som påvirker konsernets finansielle posisjon. Ved utgangen av 2016 var en endring på 12 prosent vurdert som et rimelig mulighetsområde for endring. Med referanse til tabellen nedenfor så betyr en økning av valutakursen at den valutaen som presenteres har styrket seg mot alle andre valutaer. De estimerte gevinstene og tapene som følge av en endring i valutakursene vil påvirke konsernresultatregnskapet. Se note 5 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til valutarisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

| Sensitivitet for valutarisiko (i millioner USD) | 2017 | | 2016 | |
|--|-------|-------|--------|--------|
| | - 8 % | + 8 % | - 12 % | + 12 % |
| 31. desember | | | | |
| USD netto gevinst (tap) | 119 | (119) | 79 | (79) |
| NOK netto gevinst (tap) | (94) | 94 | 31 | (31) |

Renterisiko

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,6 prosentpoeng ved utgangen av 2017. Ved utgangen av 2016 var en endring på 0,8 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) | 2017 | | 2016 | |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | - 0,6 prosentpoeng | + 0,6 prosentpoeng | - 0,8 prosentpoeng | + 0,8 prosentpoeng |
| 31. desember | | | | |
| Renterisiko gevinst (tap) | 664 | (664) | 897 | (897) |

26 Hendelser etter balansedagens utløp

Den 28. februar 2018 mottok Statoil et varsel om endring fra norske skattemyndigheter knyttet til en pågående skattesak vedrørende allokering av forsknings- og utviklingskostnader til norsk sokkel. Varslelet medfører en økning i maksimal skatteeksponeringen for denne saken til 470 millioner USD. Statoil har foretatt en avsetning basert på beste estimat i denne saken og foretar nå en gjennomgang av varselet.

4.2 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 opplysningsene er utarbeidet med rimelig grad av sikkerhet og lagt fram i god tro, understrekkes det at noen av opplysningsene nødvendigvis vil være unøyaktige og vil være tilnærmede størrelser fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningsene 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 skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimater - Sikre olje- og gassreserver.

Det har ikke vært noen nye hendelser siden 31. desember 2017 som vil medføre en vesentlig endring i estimerte sikre reserver eller andre tall rapportert per denne dato.

Agbami redetermineringsprosess i Nigeria innebærer en reduksjon på 5,17 prosentpoeng i Statoils eierandel i feltet. Statoil har gått til anledomstolen for å få opphevet voldgiftskjennelsen. Endelig godkjenning var ikke gjort i lisensen ved utgangen av 2017. Den negative effekten på sikre reserver, som er anslått til under 10 millioner fat oljeekvivalenter, er derfor ikke medregnet ennå. I Algerie er det inngått en avtale som vil forlenge produksjonsdelingsavtalen for In Amenas med fem år, fra 2022 til 2027. Effekten på sikre reserver vil bli inkludert når den endrede produksjonsdelingsavtalen er godkjent av myndighetene og effekten er kjent. Salget av Leismer oljesandutbyggingen i Canada som ble sluttført i 2017 har redusert de sikre reservene med 38 millioner foe.

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. Reserveestimater 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 intjenning ("profitt-olje"), begrenset av tilgjengelig markedstilgang. Per 31. desember 2017 var 6 % av totale sikre reserver relatert til denne type avtaler (11 % av totale olje-, kondensat- og NGL-reserver og 2 % av totale gassreserver). Dette utgjorde henholdsvis 7 % og 9 % av totale sikre reserver for 2016 og 2015. Netto olje- og gassproduksjon fra felt med denne type avtaler var i 2017 på 94 millioner fat oe (96 millioner fat oe i 2016 og 104 millioner fat oe i 2015). Statoil delta 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. De sikre oljereservene ved årsslutt 2017 er fastsatt med basis i en Brent blend ekvivalentpris på 54,32 USD/fat, sammenlignet med 42,82 USD/fat og 54,17 USD/fat for henholdsvis 2016 og 2015. Den volumvektede gjennomsnittlig gasspris for sikre reserver ved årsslutt 2017 var 4,65 USD/mmbtu. Den sammenlignbare gassprisen bruk til fastsetting av sikre gassreserver ved årsslutt 2016 og 2015 var 4,50 USD/mmbtu og 5,76 USD/mmbtu. Den volumvektede gjennomsnittlige NGL prisen for sikre reserver ved årsslutt 2017 var 32,02 USD/fat. Den sammenlignbare NGL prisen bruk til fastsetting av sikre NGL reserver ved årsslutt 2016 og 2015 var 24,85 USD/fat og 30,56 USD/fat. Økning i råvareprisene påvirker mengden lønnsomme utvinnbare reserver og har resultert i økte sikre reserver. Positive revisjoner på grunn av pris er generelt et resultat av senere økonomisk cut-off. For felt med produksjonsdelingsavtaler blir dette til en viss grad motvirket av en relativ lavere eierandel til reservene. Disse endringene er inkludert i revisjonskategorien i tabellene nedenfor, og gir en netto økning 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 felleveringsplan som optimalisrer 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 markedsreflekerte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekerte priser.

Avsetningsinstruksen, som beskrevet over, kan endres eller tilbakekalles av generalforsamlingen i Statoil ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimerer 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 73 % og USA 16 % av totale sikre reserver per 31. desember. Følgelig har konsernet fastslått at den mest meningsfylte presentasjonen av geografisk område er å inkludere Norge, USA og kontinentene Eurasia uten Norge, Afrika og Amerika uten USA.

Følgende tabeller viser estimerte sikre olje- og gassreserver per 31. desember fra 2014 til 2017 og tilhørende endringer.

Årsaken til de store endringer i våre sikre reserver ved årsslutt 2017 var:

- Revisjoner av tidligere bokførte reserver, inkludert effekten av økt utvinning, førte til en økning i sikre reserver med 605 millioner fat oljeekvivalenter (foe) i 2017. Det ble gjort betydelige positive revisjoner på mange produserende felt som følge av operasjonell effektivisering, modning av nye brønnmål og prosjekter for økt utvinning, samt lavere usikkerhet på grunn av mer bore- og produksjonserfaring. Dette omfatter også effekten av høyere råvarepriser, som førte til en økning i sikre reserver med om lag 200 millioner foe gjennom en forlengelse av den økonomiske levetiden på flere felt. De største revisionene er gjort i Norge, der produksjonen fra mange av de større feltene på sokkelen ikke avtar så raskt som tidligere antatt for sikre reserver, og i USA, der fortsatt boring og produksjon fra de landbaserte områdene i Appalachian-bassenget (Marcellus og Utica), Bakken og Eagle Ford har ført til høyere sikre reserver.
- Utvidelser av områder med tidligere bokførte sikre reserver og nye funn tilførte totalt 441 millioner foe i nye sikre reserver, som ble bokført for første gang. Nye feltutbygginger i Norge, som for eksempel Johan Castberg, Årfugl og Bauge, og Peregrino Fase 2 i Brasil bidrar til dette med i alt 260 millioner foe. Utvidelser av områder med sikre reserver på eksisterende felt på land i USA bidrar med 167 millioner foe. De resterende 14 millioner foe kommer fra andre mindre utvidelser på produserende felt, der nye brønner er boret i områder uten tidligere sikre reserver.
- Nye funn med sikre reserver som er bokført i 2017 forventes å starte produksjonen innen en periode på fem år.
- Totalt 50 millioner foe i nye sikre reserver ble kjøpt i 2017 (forlengelse av produksjonsdelingsavtalen for Azeri-Chiraq-Gunashli og overføring av visse eierandeler i Appalachian-bassenget fra Northwood Energy).
- Salg av 38 millioner foe i sikre reserver fra Leismer oljesandutbygging i Canada, som ble sluttført i 2017.
- Bokført produksjon i 2017 var på 705 millioner foe, en økning på 4,7 % sammenlignet med 2016.

Endringer i sikre reserver i 2017 er også beskrevet i mer detalj i seksjon 2.8 Resultater for drift, Sikre olje- og gassreserver.

REGNSKAP OG NOTER

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

| | Konsoliderte selskaper | | | | | | Egenkapitalkonsolidert | | | Sum |
|--|------------------------|--------------------|--------|------|------------------|--------|------------------------|--------------------|------------------|-----------|
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Delsum | Norge | Eurasia uten Norge | Amerika uten USA | |
| Netto sikre olje- og kondensatreserver i millioner fat oljeekvivalenter | | | | | | | | | | |
| 31. desember 2014 | 886 | 196 | 296 | 279 | 230 | 1.887 | | 55 | 55 | 1.942 |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 71 | (68) | 57 | (6) | (48) | 5 | - | - | (5) | (5) 0 |
| Utvidelser og funn | 437 | | | 39 | 34 | 511 | | | | 511 |
| Kjøp av petroleumsreserver | | | | 4 | | 4 | | | | 4 |
| Salg av petroleumsreserver | (4) | (38) | | (1) | | (43) | | | | (43) |
| Produksjon | (174) | (13) | (75) | (31) | (27) | (319) | | (4) | (4) | (324) |
| 31. desember 2015 | 1.216 | 76 | 278 | 285 | 189 | 2.045 | | 46 | 46 | 2.091 |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 111 | 6 | 16 | 7 | 10 | 149 | - | - | (12) | (12) 137 |
| Utvidelser og funn | 29 | | | 45 | 4 | 78 | | | | 78 |
| Kjøp av petroleumsreserver | | | | | | 60 | 0 | | 60 | 60 |
| Salg av petroleumsreserver | (14) | | | | | (14) | | | | (14) |
| Produksjon | (169) | (12) | (72) | (34) | (26) | (313) | (2) | (0) | (4) | (6) (320) |
| 31. desember 2016 | 1.174 | 71 | 221 | 303 | 177 | 1.945 | 58 | | 30 | 88 2.033 |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 212 | 2 | 32 | 55 | 54 | 354 | 1 | 0 | (28) | (27) 327 |
| Utvidelser og funn | 159 | | | 31 | 65 | 256 | | | | 256 |
| Kjøp av petroleumsreserver | | 34 | | | | 34 | | | | 34 |
| Salg av petroleumsreserver | | | | | (38) | (38) | | | | (38) |
| Produksjon | (165) | (10) | (68) | (38) | (21) | (302) | (6) | (0) | (2) | (8) (310) |
| 31. desember 2017 | 1.380 | 97 | 185 | 351 | 237 | 2.249 | 53 | | 53 | 2.302 |

| | Konsoliderte selskaper | | | | | | Egenkapitalkonsolidert | | | Sum |
|--|------------------------|--------------------|--------|------|------------------|--------|------------------------|--------------------|------------------|------|
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Delsum | Norge | Eurasia uten Norge | Amerika uten USA | |
| Netto sikre NGL reserver i millioner fat oljeekvivalenter | | | | | | | | | | |
| 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 |
| Salg av petroleumsreserver | (0) | | | | | (0) | | | | (0) |
| Produksjon | (46) | | (2) | (9) | | (58) | (0) | | | (58) |
| 31. desember 2016 | 287 | | 16 | 67 | | 370 | 2 | | | 2 |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 31 | - | (2) | 6 | 0 | 36 | (1) | - | - | (1) |
| Utvidelser og funn | 8 | | | 25 | | 33 | | | | 33 |
| Kjøp av petroleumsreserver | | | | | | | | | | |
| Salg av petroleumsreserver | | | | | | | | | | |
| Produksjon | (48) | | (4) | (9) | (0) | (61) | | | | (61) |
| 31. desember 2017 | 278 | | 10 | 90 | | 378 | 1 | | | 1 |
| | | | | | | | | | | 379 |

REGNSKAP OG NOTER

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

| | Konsoliderte selskaper | | | | | | Egenkapitalkonsolidert | | | Sum |
|---|------------------------|--------------------|--------|-------|------------------|---------|------------------------|--------------------|------------------|-----------|
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Delsum | Norge | Eurasia uten Norge | Amerika uten USA | |
| Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot | | | | | | | | | | |
| 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) | 0 | (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) | (0) | (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) | 101 | 0 | 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) | (226) | (0) | (1.659) | (1) | (0) | (2) | (1.661) |
| 31. desember 2016 | 12.836 | 188 | 280 | 1.318 | | 14.623 | 15 | | 15 | 14.637 |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 824 | 13 | 102 | 425 | 0 | 1.363 | (1) | 0 | - | (1) 1.363 |
| Utvidelser og funn | 198 | | | 659 | | 857 | | | | 857 |
| Kjøp av petroleumsreserver | | | | 90 | | 90 | | | | 90 |
| Salg av petroleumsreserver | | | | | | | | | | |
| Produksjon | (1.515) | (41) | (72) | (240) | (0) | (1.868) | (4) | (0) | (5) | (1.873) |
| 31. desember 2017 | 12.343 | 159 | 310 | 2.252 | | 15.064 | 9 | | 9 | 15.073 |

| | Konsoliderte selskaper | | | | | | Egenkapitalkonsolidert | | | Sum | |
|--|------------------------|--------------------|------------|------------|------------------|--------------|------------------------|--------------------|------------------|------------------------|--|
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Delsum | Norge | Eurasia uten Norge | Amerika uten USA | | |
| Netto sikre reserver i millioner fat oljeekvivalenter | | | | | | | | | | | |
| 31. desember 2014 | | | | | | | | | | | |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 146 | (72) | 83 | (146) | (48) | (37) | - | - | (5) | (5) (42) | |
| Utvidelser og funn | 480 | | | 112 | 34 | 627 | | | | 627 | |
| Kjøp av petroleumsreserver | | | | 13 | | 13 | | | | 13 | |
| Salg av petroleumsreserver | (6) | (215) | | (13) | | (235) | | | | (235) | |
| Produksjon | (450) | (16) | (88) | (76) | (27) | (658) | | | (4) | (4) (662) | |
| 31. desember 2015 | 3.814 | 111 | 358 | 542 | 189 | 5.014 | - | - | 46 | 46 5.060 | |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 355 | 11 | 14 | 31 | 10 | 421 | - | - | (12) | (12) 409 | |
| Utvidelser og funn | 48 | | | 127 | 4 | 179 | | | | 179 | |
| Kjøp av petroleumsreserver | | | | | | 65 | 0 | | 65 | 65 | |
| Salg av petroleumsreserver | (15) | | | (11) | | (27) | | | | (27) | |
| Produksjon | (454) | (18) | (85) | (83) | (26) | (666) | (3) | (0) | (4) | (7) (673) | |
| 31. desember 2016 | 3.748 | 104 | 287 | 605 | 177 | 4.921 | 62 | - | 30 | 92 5.013 | |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 390 | 4 | 48 | 137 | 54 | 633 | 0 | 0 | (28) | (28) 605 | |
| Utvidelser og funn | 202 | | | 174 | 65 | 441 | | | | 441 | |
| Kjøp av petroleumsreserver | | 34 | | 16 | | 50 | | | | 50 | |
| Salg av petroleumsreserver | | | | | (38) | (38) | | | | (38) | |
| Produksjon | (483) | (17) | (85) | (90) | (21) | (696) | (6) | (0) | (2) | (9) (705) | |
| 31. desember 2017 | 3.857 | 125 | 250 | 842 | 237 | 5.311 | 56 | - | 56 | 5.367 | |

REGNSKAP OG NOTER

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

| | Konsoliderte selskaper | | | | | | Egenkapitalkonsolidert | | | Sum |
|---|------------------------|--------------------|--------|-------|------------------|--------|------------------------|--------------------|------------------|----------|
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Delsum | Norge | Eurasia uten Norge | Amerika uten USA | |
| Netto sikre olje- og kondensatreserver i millioner fat oljeekvivalenter | | | | | | | | | | |
| 31. desember 2014 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 559 | 63 | 243 | 139 | 128 | 1.133 | - | - | 24 | 24 1.156 |
| Ikke utbygde | 327 | 133 | 52 | 140 | 102 | 754 | - | - | 32 | 32 786 |
| 31. desember 2015 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 505 | 48 | 248 | 163 | 119 | 1.083 | - | - | 21 | 21 1.104 |
| Ikke utbygde | 711 | 29 | 30 | 122 | 70 | 962 | - | - | 25 | 25 987 |
| 31. desember 2016 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 536 | 43 | 200 | 182 | 121 | 1.082 | 7 | - | 16 | 23 1.105 |
| Ikke utbygde | 638 | 28 | 22 | 121 | 55 | 863 | 51 | - | 13 | 65 928 |
| 31. desember 2017 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 514 | 55 | 173 | 252 | 118 | 1.112 | - | - | | 1.112 |
| Ikke utbygde | 866 | 42 | 12 | 99 | 119 | 1.138 | 53 | - | | 53 1.191 |
| Netto sikre NGL reserver i millioner fat oljeekvivalenter | | | | | | | | | | |
| 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 |
| 31. desember 2017 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 199 | | 10 | 68 | | 278 | - | - | | 278 |
| Ikke utbygde | 78 | | | 21 | | 100 | 1 | - | | 1 101 |
| Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot | | | | | | | | | | |
| 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 |
| 31. desember 2017 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 8.852 | 159 | 273 | 1.675 | | 10.958 | - | - | | 10.958 |
| Ikke utbygde | 3.492 | | 37 | 577 | | 4.106 | 9 | - | | 9 4.115 |
| Netto sikre olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter | | | | | | | | | | |
| 31. desember 2014 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 2.818 | 119 | 287 | 350 | 128 | 3.701 | - | - | 24 | 24 3.725 |
| Ikke utbygde | 826 | 295 | 78 | 303 | 102 | 1.603 | - | - | 32 | 32 1.635 |
| 31. desember 2015 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 2.641 | 53 | 294 | 386 | 119 | 3.494 | - | - | 21 | 21 3.515 |
| Ikke utbygde | 1.173 | 57 | 64 | 156 | 70 | 1.521 | - | - | 25 | 25 1.546 |
| 31. desember 2016 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 2.392 | 76 | 240 | 414 | 121 | 3.244 | 8 | - | 16 | 24 3.268 |
| Ikke utbygde | 1.357 | 28 | 47 | 191 | 55 | 1.678 | 54 | - | 13 | 68 1.746 |
| 31. desember 2017 | | | | | | | | | | |
| Utbygde | 2.290 | 83 | 231 | 619 | 118 | 3.342 | - | - | | 3.342 |
| Ikke utbygde | 1.567 | 42 | 19 | 223 | 119 | 1.969 | 56 | - | | 56 2.025 |

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent.

Balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

Konsoliderte selskaper

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 | 2015 |
|---|----------------------|-----------|----------|
| Leteutgifter, leterettigheter og lignende | 12.627 | 13.563 | 13.341 |
| Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr | 173.954 | 159.284 | 150.653 |
| Sum balanseførte utgifter | 186.581 | 172.847 | 163.994 |
| Akkumulerte avskrivninger, nedskrivninger og amortiseringer | (120.170) | (109.160) | (99.118) |
| Netto balanseførte utgifter | 66.411 | 63.687 | 64.876 |

Netto balanseførte utgifter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 1.351 millioner USD per 31. desember 2017, 2.000 millioner USD per 31. desember 2016 og 1.000 millioner USD per 31. desember 2015. Reduksjon er hovedsakelig knyttet til reklassifisering av 9,67 % eierandel i tungoljeprosjektet Petrocedeño i Venezuela fra en egenkapital investering til en langsiktig finansiell investering i 30. juni 2017. 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 | USA | Amerika uten USA | Sum |
|-------------------------------|-------|-----------------------|--------|-------|---------------------|--------|
| For regnskapsåret 2017 | | | | | | |
| Leteutgifter | 472 | 223 | 77 | 199 | 264 | 1.235 |
| Utbyggingsutgifter | 4.565 | 599 | 417 | 2.146 | 376 | 8.102 |
| Kjøp av utbyggingsrettigheter | 0 | 333 | 0 | 32 | 0 | 365 |
| Kjøp av leterettigheter | 1 | 13 | 0 | 122 | 726 | 862 |
| Sum | 5.038 | 1.168 | 494 | 2.499 | 1.366 | 10.564 |
| For regnskapsåret 2016 | | | | | | |
| Leteutgifter | 495 | 155 | 197 | 202 | 388 | 1.437 |
| Utbyggingsutgifter | 5.245 | 661 | 780 | 1.705 | 413 | 8.804 |
| Kjøp av utbyggingsrettigheter | 6 | 0 | 0 | 3 | 0 | 9 |
| Kjøp av leterettigheter | 57 | 58 | 0 | 9 | 2.353 | 2.477 |
| Sum | 5.803 | 874 | 977 | 1.919 | 3.154 | 12.727 |
| For regnskapsåret 2015 | | | | | | |
| Leteutgifter | 796 | 213 | 381 | 808 | 661 | 2.859 |
| Utbyggingsutgifter | 5.863 | 1.420 | 1.315 | 3.069 | 531 | 12.198 |
| Kjøp av utbyggingsrettigheter | 0 | 0 | 0 | 79 | 0 | 79 |
| Kjøp av leterettigheter | 6 | 77 | 88 | 379 | (4) | 546 |
| Sum | 6.665 | 1.710 | 1.784 | 4.335 | 1.188 | 15.682 |

Utgifter påløpt ved utbyggingsaktiviteter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 19 millioner USD i 2017, 1.370 millioner USD i 2016 og 46 millioner USD i 2015.

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 oppstrømsrapportatingssegmentene Utvikling og produksjon Norge (UPN) og Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) slik disse er presentert i note 3 Segmentinformasjon innenfor det konsoliderte regnskapet. 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 gevinst og tap fra salg av eierinteresser i olje- og gassaktivitet og gevinst 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 | USA | Amerika uten USA | Sum |
|--|----------------|-----------------------|----------------|----------------|---------------------|-----------------|
| For regnskapsåret 2017 | | | | | | |
| Salg | 47 | 236 | 1.373 | 217 | 0 | 1.873 |
| Internt salg | 17.578 | 518 | 3.345 | 2.375 | 944 | 24.759 |
| Andre inntekter | (62) | 53 | 3 | 186 | (15) | 164 |
| Sum driftsinntekter | 17.563 | 806 | 4.721 | 2.778 | 928 | 26.796 |
| Letekostnader | (379) | (236) | (143) | 25 | (327) | (1.059) |
| Produksjonskostnader | (2.213) | (157) | (523) | (457) | (259) | (3.610) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (3.874) | (426) | (1.910) | (1.664) | (423) | (8.297) |
| Andre kostnader | (742) | (123) | (18) | (680) | (594) | (2.156) |
| Sum driftskostnader | (7.207) | (941) | (2.595) | (2.776) | (1.603) | (15.122) |
| Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt | 10.356 | (135) | 2.126 | 3 | (675) | 11.674 |
| Skattekostnad | (7.479) | 179 | (741) | 1 | (15) | (8.056) |
| Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass | 2.877 | 44 | 1.385 | 3 | (690) | 3.619 |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 129 | 13 | 0 | 10 | 0 | 151 |

Konsoliderte selskaper

| (i millioner USD) | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
|--|----------------|-----------------------|----------------|----------------|---------------------|-----------------|
| For regnskapsåret 2016 | | | | | | |
| Salg | 57 | 161 | 305 | 241 | (15) | 749 |
| Internt salg | 12.962 | 494 | 2.803 | 1.580 | 886 | 18.725 |
| Andre inntekter | 136 | 30 | 6 | 259 | 7 | 438 |
| Sum driftsinntekter | 13.155 | 685 | 3.114 | 2.080 | 878 | 19.912 |
| Letekostnader | (383) | (274) | (284) | (1.209) | (803) | (2.952) |
| Produksjonskostnader | (2.129) | (148) | (629) | (330) | (333) | (3.569) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (5.698) | (130) | (2.181) | (2.354) | (845) | (11.208) |
| Andre kostnader | (417) | (81) | (89) | (906) | (415) | (1.908) |
| Sum driftskostnader | (8.627) | (633) | (3.183) | (4.799) | (2.395) | (19.637) |
| Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt | 4.528 | 52 | (69) | (2.719) | (1.517) | 275 |
| Skattekostnad | (2.760) | 272 | (123) | 0 | (26) | (2.636) |
| Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass | 1.768 | 324 | (192) | (2.719) | (1.543) | (2.361) |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | (78) | (86) | 0 | 11 | (25) | (178) |

Konsoliderte selskaper

| (i millioner USD) | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
|--|--------------|-----------------------|-------------|-------------|---------------------|--------------|
| For regnskapsåret 2015 | | | | | | |
| Salg | 50 | 257 | (41) | 204 | (5) | 464 |
| Internt salg | 17.429 | 480 | 3.454 | 1.532 | 1.232 | 24.127 |
| Andre inntekter | (143) | 1.169 | 3 | 3 | 5 | 1.036 |
| Sum driftsinntekter | 17.336 | 1.906 | 3.416 | 1.738 | 1.231 | 25.627 |
| Letekostnader | (576) | (190) | (630) | (2.114) | (362) | (3.872) |
| Produksjonskostnader | (2.629) | (160) | (671) | (450) | (345) | (4.254) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (6.379) | (799) | (2.487) | (6.236) | (710) | (16.611) |
| Andre kostnader | (594) | (165) | (237) | (788) | (587) | (2.370) |
| Sum driftskostnader | (10.178) | (1.314) | (4.025) | (9.587) | (2.003) | (27.107) |
| Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt | 7.157 | 593 | (609) | (7.850) | (772) | (1.481) |
| Skattekostnad | (4.824) | 238 | (717) | (0) | (21) | (5.324) |
| Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass | 2.333 | 831 | (1.326) | (7.850) | (793) | (6.805) |
| Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | 3 | 32 | 0 | 0 | (123) | (88) |
| Gjennomsnittlig produksjonskostnad i USD per fat basert på bokført produksjon (konsolidert) | | | | | | |
| | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
| 2017 | 5 | 9 | 6 | 5 | 12 | 5 |
| 2016 | 5 | 8 | 7 | 4 | 13 | 5 |
| 2015 | 6 | 10 | 8 | 6 | 13 | 6 |

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 kostnadsindeks 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 diskonteringssats på 10 % per år. Nåverdiberegningen 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 | USA | Amerika uten USA | Sum |
|--|----------|-----------------------|---------|----------|---------------------|----------|
| 31. desember 2017 | | | | | | |
| Konsoliderte selskaper | | | | | | |
| Fremtidige netto innbetalinger | 150.953 | 6.144 | 11.504 | 24.085 | 10.301 | 202.987 |
| Fremtidige utbyggingskostnader | (15.642) | (1.992) | (594) | (2.020) | (2.499) | (22.747) |
| Fremtidige produksjonskostnader | (49.229) | (2.792) | (5.240) | (10.342) | (6.564) | (74.167) |
| Fremtidig inntektsskatt | (58.774) | (288) | (1.456) | (3.962) | (333) | (64.813) |
| Fremtidig netto kontantstrøm | 27.307 | 1.072 | 4.215 | 7.761 | 904 | 41.259 |
| 10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer | (10.152) | (315) | (874) | (2.925) | (331) | (14.596) |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm | 17.155 | 757 | 3.341 | 4.836 | 573 | 26.663 |
| Egenkapitalkonsoliderte investeringer | | | | | | |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm | 333 | - | - | - | - | 333 |
| Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer | | | | | | |
| | 17.488 | 757 | 3.341 | 4.836 | 573 | 26.995 |
| | | | | | | + |
| (i millioner dollar) | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
| 31. desember 2016 | | | | | | |
| Konsoliderte selskaper | | | | | | |
| Fremtidige netto innbetalinger | 120.355 | 4.032 | 10.644 | 14.452 | 5.582 | 155.065 |
| Fremtidige utbyggingskostnader | (14.572) | (927) | (733) | (2.574) | (985) | (19.791) |
| Fremtidige produksjonskostnader | (45.357) | (2.101) | (4.909) | (7.837) | (3.864) | (64.069) |
| Fremtidig inntektsskatt | (36.268) | (127) | (1.492) | (1.287) | (68) | (39.243) |
| Fremtidig netto kontantstrøm | 24.158 | 876 | 3.510 | 2.754 | 664 | 31.962 |
| 10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer | (8.729) | (241) | (646) | (1.019) | (236) | (10.870) |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm | 15.429 | 635 | 2.864 | 1.735 | 429 | 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 | 1.735 | 555 | 21.498 |
| | | | | | | + |
| (i millioner dollar) | Norge | Eurasia uten Norge | Afrika | USA | Amerika uten USA | Sum |
| 31. desember 2015 | | | | | | |
| Konsoliderte selskaper | | | | | | |
| Fremtidige netto innbetalinger | 160.277 | 5.455 | 17.073 | 15.542 | 8.053 | 206.399 |
| Fremtidige utbyggingskostnader | (19.409) | (1.345) | (1.330) | (3.362) | (1.796) | (27.242) |
| Fremtidige produksjonskostnader | (54.911) | (2.765) | (6.832) | (7.844) | (4.919) | (77.271) |
| Fremtidig inntektsskatt | (56.680) | (118) | (3.149) | (632) | (167) | (60.747) |
| Fremtidig netto kontantstrøm | 29.276 | 1.226 | 5.762 | 3.704 | 1.171 | 41.139 |
| 10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer | (12.011) | (406) | (1.386) | (1.688) | (281) | (15.773) |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm | 17.264 | 820 | 4.375 | 2.016 | 890 | 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 | 2.016 | 1.030 | 25.506 |

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

| (i millioner dollar) | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|---------------|----------------|-----------------|
| Konsoliderte selskaper | | | |
| Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 1. januar | 21.092 | 25.366 | 46.270 |
| Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon | 22.640 | (21.148) | (71.817) |
| Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader | (5.572) | (16) | 6.739 |
| Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader | (22.446) | (16.824) | (20.803) |
| Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning | 3.836 | 1.099 | 3.745 |
| Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver | (167) | (566) | (1.026) |
| Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder | 10.798 | 8.163 | 7.491 |
| Tidligere estimerte utbyggingskostnader påløpt i perioden | 7.597 | 7.998 | 10.474 |
| Diskonteringseffekt | 4.415 | 5.949 | 11.335 |
| Netto endringer i inntektsskatt | (15.530) | 11.070 | 32.958 |
| Sum endringer i nåverdi i løpet av året | 5.571 | (4.274) | (20.904) |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember | 26.663 | 21.092 | 25.366 |
| Egenkapitalkonsoliderte investeringer | | | |
| Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 31. desember | 333 | 406 | 140 |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer | 26.995 | 21.498 | 25.506 |

I tabellen over representerer hver endringskategori kildene til endring i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver på diskonert basis, hvor endringsposten diskonteringseffekt representerer økningen i netto diskonert 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 diskonert 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 2016. Sikre reserver per 31. desember 2016 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".

4.3 Selskapsregnskap for Statoil ASA

RESULTATREGNSKAP STATOIL ASA

| (i millioner USD) | Note | For regnskapsåret 2017 | 2016 |
|--|------|---------------------------|----------------|
| Salgsinntekter | 3 | 39.748 | 31.554 |
| Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 10 | 5.051 | (2.726) |
| Andre inntekter | 10 | 2 | 26 |
| Sum driftsinntekter | | 44.801 | 28.854 |
| Varekostnad | | (37.201) | (29.463) |
| Driftskostnader | | (1.971) | (1.913) |
| Salgs- og administrasjonskostnader | | (239) | (216) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | 9 | (88) | (97) |
| Letekostnader | | (71) | (95) |
| Driftsresultat | | 5.231 | (2.930) |
| Netto finansposter | 7 | 312 | 728 |
| Resultat før skattekostnad | | 5.543 | (2.202) |
| Skattekostnad | 8 | (229) | (407) |
| Årets resultat | | 5.314 | (2.608) |

OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

| (i millioner USD) | Note | For regnskapsåret 2017 | 2016 |
|--|------|---------------------------|---------|
| Årets resultat | | 5.314 | (2.608) |
| Aktuarmessige gevinst(er) (tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger | 17 | 172 | (503) |
| <u>Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital</u> | | (38) | 129 |
| Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til resultatregnskapet | | 134 | (374) |
| Omregningsdifferanser | | 978 | (304) |
| Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg | | (64) | 0 |
| <u>Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer</u> | | (40) | 0 |
| Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til resultatregnskapet | | 874 | (304) |
| <u>Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital</u> | | 1.009 | (677) |
| <u>Sum innregnede inntekter og kostnader</u> | | 6.323 | (3.286) |
| Tilordnet aksjonærer i morselskapet | | 6.323 | (3.286) |

BALANSE STATOIL ASA

| (i millioner USD) | Note | 31. desember 2017 | 2016 |
|---|------|----------------------|---------------|
| EIENDELER | | | |
| Varige driftsmidler | 9 | 541 | 571 |
| Immaterielle eiendeler | | 0 | 5 |
| Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 10 | 42.683 | 39.886 |
| Utsatt skattefordel | 8 | 711 | 846 |
| Pensjonsmidler | 17 | 1.236 | 787 |
| Finansielle derivater | 2 | 1.387 | 994 |
| Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer | | 516 | 585 |
| Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 11 | 25.896 | 23.644 |
| Sum anleggsmidler | | 72.972 | 67.318 |
| | | | |
| Varelager | 12 | 2.417 | 2.150 |
| Kundefordringer og andre fordringer | 13 | 5.939 | 4.760 |
| Fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 11 | 2.448 | 4.305 |
| Finansielle derivater | 2 | 115 | 413 |
| Finansielle investeringer | 11 | 7.694 | 7.393 |
| Betalingsmidler | 14 | 3.759 | 4.274 |
| Sum omløpsmidler | | 22.372 | 23.295 |
| Sum eiendeler | | 95.344 | 90.613 |

BALANSE STATOIL ASA

| (i millioner USD) | Note | 31. desember 2017 | 2016 |
|--|------|----------------------|--------|
| EGENKAPITAL OG GJELD | | | |
| Aksjekapital | | 1.180 | 1.156 |
| Annен innskutt egenkapital | | 4.696 | 3.363 |
| Fond for vurderingsforskjeller | | 5.445 | 631 |
| Fond for urealiserte gevinstre | | 748 | 779 |
| Annen egenkapital | | 26.719 | 28.130 |
| Sum egenkapital | 15 | 38.788 | 34.059 |
| Finansiell gjeld | | | |
| Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | | 19 | 17 |
| Pensjonsforpliktelser | | 3.888 | 3.366 |
| Avsetninger | | 224 | 289 |
| Finansielle derivater | | 900 | 1.420 |
| Sum langsiktig gjeld | | 29.090 | 32.974 |
| Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger | | 4.118 | 2.893 |
| Betalbar skatt | | 46 | (0) |
| Finansiell gjeld | | 3.968 | 3.661 |
| Skyldig utbytte | | 1.494 | 1.426 |
| Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | | 17.459 | 15.109 |
| Finansielle derivater | | 380 | 491 |
| Sum kortsiktig gjeld | | 27.467 | 23.580 |
| Sum gjeld | | 56.557 | 56.554 |
| Sum egenkapital og gjeld | | 95.344 | 90.613 |

KONTANTSTRØMOPPSTILLING

| (i millioner USD) | Note | For regnskapsåret 2017 | 2016 |
|--|------|---------------------------|----------|
| Resultat før skattekostnad | | 5.543 | (2.202) |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | 9 | 88 | 97 |
| (Gevinst) tap på valutatransaksjoner | | (619) | (471) |
| (Gevinst) tap fra nedsalg | | 13 | (1) |
| (Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter | | (4.289) | 5.932 |
| (Økning) reduksjon i netto finansielle derivater | 2 | (395) | 417 |
| Mottatte renter | | 1.003 | 865 |
| Betalte renter | | (1.196) | (964) |
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital | | 148 | 3.674 |
| Betalte skatter | | (24) | 5 |
| (Økning) reduksjon i arbeidskapital | | (216) | (976) |
| Kontantstrøm fra (benyttet til) operasjonelle aktiviteter | | (92) | 2.703 |
| Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler | 9 | (1.312) | (1.513) |
| (Økning) reduksjon i finansielle investeringer | | 485 | 987 |
| (Økning) reduksjon i andre rentebærende poster | | 170 | (11.785) |
| Salg av eiendeler og tilbakebetaling av kapitalinnskudd | | 4.315 | 9.800 |
| Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter | | 3.658 | (2.511) |
| Ny langsiglig rentebærende gjeld | | 0 | 1.322 |
| Nedbetaling langsiglig gjeld | | (4.769) | (1.065) |
| Betalt utbytte | 15 | (1.491) | (1.876) |
| Netto lån, kassekredit og annet | | 343 | (268) |
| Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap | | 1.458 | (1.422) |
| Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter | | (4.459) | (3.308) |
| Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler | | (892) | (3.116) |
| Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler | | 377 | (81) |
| Betalingsmidler ved årets begynnelse | 14 | 4.274 | 7.471 |
| Betalingsmidler ved årets utgang | 14 | 3.759 | 4.274 |

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 raffinerings- og transporttjenester. Det henvises til note 1 Organisasjon og basis for presentasjon i konsernregnskapet.

Årsregnskapet til Statoil ASA ("selskapet") er avgitt i samsvar med forenklet IFRS i henhold til Regnskapsloven og forskrift om bruk av forenklet IFRS utstedt av Finansdepartementet den 3. november 2014. Statoil ASAs presentasjonsvaluta er amerikanske dollar (USD), som er konsistent med presentasjonsvaluta i konsernregnskapet og selskapets funksjonelle valuta.

Regnskapet for Statoil ASA må leses i sammenheng med konsernregnskapet, 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 konsernnotat 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 allokeret 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 allokeret 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 godkjennelse fra selskapets generalforsamling før utdeling.

Fond for urealiserte gevinst

Fond for urealiserte gevinst, som er en del av selskapets egenkapital, består av akkumulerte urealiserte gevinst 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 kreditrisiko. 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 | | | | |
|---|------|--------------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|--|
| | | Lån og fordringer | Holdt for omsetning | Ikke finansielle eiendeler | Sum balanseført verdi | |
| 31. desember 2017 | | | | | | |
| Eiendeler | | | | | | |
| Langsiktige finansielle derivater | | - | 1.387 | - | 1.387 | |
| Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer | | 457 | - | 60 | 516 | |
| Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 11 | 25.725 | - | 171 | 25.896 | |
| Kundefordringer og andre fordringer | 13 | 5.813 | - | 126 | 5.939 | |
| Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 11 | 2.448 | - | - | 2.448 | |
| Kortsiktige finansielle derivater | | - | 115 | - | 115 | |
| Kortsiktige finansielle investeringer | 11 | 4.045 | 3.649 | - | 7.694 | |
| Betalingsmidler | 14 | 2.301 | 1.458 | - | 3.759 | |
| Sum | | 40.788 | 6.609 | 357 | 47.754 | |

| (i millioner USD) | Note | Virkelig verdi over resultatet | | | | |
|---|------|--------------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|--|
| | | Lån og fordringer | Holdt for omsetning | Ikke finansielle eiendeler | Sum balanseført verdi | |
| 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 | Amortisert kost | Virkelig verdi over resultatet | Ikke finansielle forpliktelser | Sum balanseført verdi |
|--|------|-----------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| 31. desember 2017 | | | | | |
| Forpliktelser | | | | | |
| Langsiktig finansiell gjeld | 16 | 24.059 | - | - | 24.059 |
| Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 19 | - | - | - | 19 |
| Langsiktige finansielle derivater | - | 900 | - | - | 900 |
| Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld | 19 | 4.016 | - | 103 | 4.118 |
| Kortsiktig finansiell gjeld | 16 | 3.968 | - | - | 3.968 |
| Skyldig utbytte | | 1.494 | - | - | 1.494 |
| Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 11 | 17.459 | - | - | 17.459 |
| Kortsiktige finansielle derivater | - | 380 | - | - | 380 |
| Sum | | 51.017 | 1.279 | 103 | 52.399 |

| (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 |

Finansielle instrumenter fra tabellen over som er registrert i balansen til en netto virkelig verdi på 5.330 millioner USD i 2017 og 5.597 millioner USD i 2016, 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 2017 | | | |
| Valutainstrumenter | 54 | (73) | (19) |
| Renteinstrumenter | 1.327 | (900) | 427 |
| Råolje og raffinerte produkter | 38 | (30) | 8 |
| Naturgass og elektrisitet | 84 | (277) | (193) |
| Sum | 1.502 | (1.279) | 223 |
| 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) |

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvarereprisrisiko

Statoil ASA sine eiendeler og forpliktelser knyttet til råvarebaserte derivater består både av børshandledede og ikke-børshandledede instrumenter, hovedsakelig innenfor råolje og raffinerte produkter.

Sensitivitet knyttet til prisrisiko ved utgangen av 2017 på 20 % og ved utgangen av 2016 på 30 % er forutsatt å være rimelig basert på løpetiden til derivatkontraktene.

| (i millioner USD) | 2017 | | 2016 | |
|--|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| | - 20 % sensitivitet | 20 % sensitivitet | - 30 % sensitivitet | 30 % sensitivitet |
| 31. desember | | | | |
| Råolje og raffinerte produkter netto gevinst (tap) | 494 | (480) | 650 | (644) |
| Naturgass og elektrisitet netto gevinst (tap) | 77 | (77) | 57 | (57) |

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.

| | 2017 | 2016 | | |
|-------------------------|-------------------|------------------|--------------------|-------------------|
| (i millioner USD) | -8 % sensitivitet | 8 % sensitivitet | -12 % sensitivitet | 12 % sensitivitet |
| 31. desember | | | | |
| NOK netto gevinst (tap) | (1.264) | 1.264 | (1.691) | 1.691 |

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.

| | 2017 | 2016 | | |
|---------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| (i millioner USD) | - 0.6 prosentpoeng sensitivitet | 0.6 prosentpoeng sensitivitet | - 0.8 prosentpoeng sensitivitet | 0.8 prosentpoeng sensitivitet |
| 31. desember | | | | |
| Renterisiko gevinst (tap) | 620 | (620) | 817 | (817) |

3 Salgsinntekter

| | For regnskapsåret | |
|--------------------------------|-------------------|---------------|
| | 2017 | 2016 |
| Eksterne salgsinntekter | 35.083 | 28.333 |
| Inntekter fra konsernselskaper | 4.665 | 3.221 |
| Salgsinntekter | 39.748 | 31.554 |

4 Lønnskostnader

Statoil ASA lønnskostnader 2017

| (i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte) | For regnskapsåret 2017 | 2016 |
|---|---------------------------|--------------|
| Lønnskostnader ¹⁾ | 2.198 | 2.163 |
| Pensjonskostnader | 439 | 631 |
| Arbeidsgiveravgift | 318 | 336 |
| Andre lønnskostnader | 253 | 240 |
| Sum | 3.208 | 3.370 |
| Gjennomsnittlig antall ansatte ²⁾ | 18.100 | 18.800 |

- 1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttspakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.
 2) Deltidsansatte utgjør 3 % for både 2017 og 2016.

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 129.552 USD og totalt antall aksjer eid av medlemmer av bedriftsforsamlingen, var 30.839. Godtgjørelse til medlemmene i styret og konsernledelsen i løpet av året og aksjeeierskap ved utgangen av året var som følger:

| Medlemmer av styret 2017 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) | Ytelser totalt | Antall aksjer pr. 31. desember 2017 |
|---|-------------------|--|
| Jon Erik Reinhardsen (styreleder) ¹⁾ | 37 | 2.558 |
| Øystein Løseth (styreleder) ²⁾ | 52 | i.a. |
| Roy Franklin (nestleder) ³⁾ | 118 | - |
| Wenche Agerup | 67 | 2.650 |
| Bjørn Tore Godal | 67 | - |
| Rebekka Glasser Herlofsen | 63 | - |
| Maria Johanna Oudeman | 89 | - |
| Jeroen van der Veer | 88 | - |
| Per Martin Labråthen ⁴⁾ | 33 | 1.343 |
| Lill-Heidi Bakkerud ⁵⁾ | 25 | i.a. |
| Stig Lægreid | 57 | 1.975 |
| Ingrid Elisabeth di Valerio | 63 | 4.471 |
| Totalt | 760 | 12.997 |

- 1) Styreleder fra 1. september 2017
 2) Styreleder til og med 30. juni 2017 (avgått)
 3) Styreleder fra 1. juli til 31. august 2017
 4) Styremedlem fra 8. juni 2017
 5) Styremedlem til og med 7. juni 2017 (avgått)

| Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) ^{1), 2)} | Fast godtgjørelse | | | | | | | | | Antall aksjer pr. 31. desember 2017 | |
|---|-------------------------|-----------------------------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------|-----------------------------------|--|---|-------------------------------------|---------|
| | Fast lønn ³⁾ | Kontantgodtgjørelse ⁴⁾ | LTI ⁵⁾ | Bonus ⁶⁾ | Andre skattepliktige yteler | 2017 Skattbar lønn | Ikke skattepliktige naturalyteler | Estimert pensjonskostnad ⁷⁾ | Nåverdi av pensjonsforpliktelse ⁸⁾ | | |
| Eldar Sætre ¹⁰⁾ | 1.045 | 0 | 149 | 570 | 48 | 1.812 | 0 | 0 | 14.489 | 1.356 | 56.896 |
| Margareth Ørvrum | 494 | 0 | 54 | 253 | 36 | 837 | 24 | 0 | 6.912 | 631 | 56.125 |
| Timothy Dodson | 466 | 0 | 52 | 140 | 31 | 689 | 46 | 152 | 4.977 | 573 | 34.425 |
| Irene Rummelhoff | 381 | 62 | 38 | 154 | 22 | 657 | 0 | 29 | 1.404 | 511 | 25.081 |
| Jens Økland | 396 | 65 | 41 | 145 | 20 | 667 | 0 | 24 | 1.067 | 509 | 17.207 |
| Arne Sigve Nylund | 429 | 0 | 50 | 218 | 23 | 720 | 0 | 120 | 4.314 | 546 | 13.354 |
| Lars Christian Bacher | 447 | 0 | 46 | 193 | 24 | 710 | 58 | 128 | 2.733 | 567 | 23.309 |
| Hans Jakob Hegge | 398 | 66 | 44 | 170 | 25 | 703 | 0 | 25 | 1.493 | 561 | 32.104 |
| Jannicke Nilsson | 401 | 63 | 42 | 147 | 25 | 678 | 24 | 36 | 1.315 | 40 | 38.491 |
| Torgrim Reitan ¹¹⁾ | 696 | 0 | 50 | 169 | 143 | 1.058 | 0 | 121 | 2.712 | 884 | 36.235 |
| John Knight ¹²⁾ | 1.643 | 0 | 0 | 0 | 181 | 1.824 | 0 | 0 | 0 | 1.810 | 109.901 |

- 1) Alle beløp i tabellen presenteres i USD basert på gjennomsnitts kurser (2017: USD/NOK = 8,2630, USD/GBP = 1,2882. 2016: USD/NOK = 8,3987, USD/GBP = 1,3538). Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente yteler.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen mottar kompensasjon i norske kroner unntatt John Knight som mottar kompensasjon i GBP.
- 3) Fast lønn består av grunnlønn, fastlønnselement, feriepenger og andre administrativt fastsatte godtgjøringer.
- 4) Kontantgodtgjørelse består av kompensasjon for bortfall av pensjonsoptjening 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 feriepenger for medlemmer av konsernledelsen som er bosatt i Norge.
- 7) Estimert pensjonskostnad er beregnet basert på aktuarmessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt (hovedsakelig fastlønn) pr. 31. desember 2016 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2017.
- 8) Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Ørvrum og Timothy Dodson er medlemmer av den avsluttede ytelsesordningen, mens de øvrige medlemmene av konsernledelsen i Statoil ASA er medlem av selskapets innskuddsordning.
- 9) Inkluderer medlemmer av konsernledelsen i 2016 som også er medlemmer i 2017.
- 10) Beregnet nåverdi av pensjonsforpliktelse for Eldar Sætre er basert på avgang med pensjon fra 67 år. Eldar Sætre har rett til å gå av med pensjon før fylte 67 år.
- 11) Kompensasjonene til Torgrim Reitan inkluderer også Statoils betingelser for internasjonal utstasjonering.
- 12) John Knights fastlønn inkluderer et fastlønnselement på 143 tusen USD som erstatter hans tidligere innskuddspensjon, samt et fastlønnselement på 689 tusen USD som erstatter hans bonusordninger.

Det er ikke gitt lån fra selskapet til medlemmer av konsernledelsen.

Belønningspolitikk og belønningskonsept

Hovedelementene i Statoils belønningskonsept for konsernledelsen er beskrevet i kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse, seksjon 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen. For detaljert beskrivelse av belønning og belønningspolitikk for Statoils konsernledelse for 2017 og 2018, se Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjøringer for Statoils konsernledelse.

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 2017- og 2016-programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 55 millioner USD og 54 millioner USD. Beregnet kostnad for 2018 programmet (avtaler inngått i 2017) utgjør 65 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2017, som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode, utgjør 128 millioner USD.

6 Godtgjørelse til revisor

| | For regnskapsåret | |
|-------------------------------|-------------------|------------|
| (i millioner USD, ekskl. mva) | 2017 | 2016 |
| Revisjonshonorar | 1,4 | 1,3 |
| Revisjonsrelaterte tjenester | 0,4 | 0,3 |
| Sum | 1,8 | 1,7 |

Det er ikke påløpt honorar for andre tjenester eller skattetjenester.

7 Finansposter

| | For regnskapsåret | |
|---|-------------------|----------------|
| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
| Agioeffekter finansielle derivater | (920) | 353 |
| Andre agioeffekter | 1.538 | (59) |
| Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta | 618 | 294 |
| Renteinntekter fra selskap i samme konsern | 798 | 682 |
| Renteinntekter og andre finansinntekter | 227 | 298 |
| Renteinntekter og andre finansielle poster | 1.025 | 981 |
| Gevinst/(tap) finansielle derivater | (61) | 470 |
| Rentekostnader til selskap i samme konsern | (142) | (163) |
| Rentekostnader langsiktig finansiell gjeld | (1.023) | (850) |
| Rentekostnader kortsiktige finansiell gjeld og andre finansieringskostnader | (104) | (3) |
| Renter og andre finansieringskostnader | (1.269) | (1.016) |
| Netto finansposter | 312 | 728 |

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 langsiktig finansiell gjeld inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost på 1.103 millioner USD og 1.039 millioner USD, delvis motvirket av netto renteinntekt på tilknyttede derivater inkludert i kategorien holdt for omsetning på 80 millioner USD og 188 millioner USD for henholdsvis 2017 og 2016.

Linjen gevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi tap på 77 millioner USD og en gevinst på 454 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2017 og 2016.

Agioeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko.

Linjen netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta inkluderer en netto gevinst på utenlandsk valuta på 447 millioner USD og tap på 289 millioner USD fra kategorien holdt for omsetning for henholdsvis 2017 og 2016.

8 Skatter

Årets skatt fremkommer som følger:

| (i millioner USD) | For regnskapsåret 2017 | 2016 |
|----------------------|---------------------------|-------|
| Betalbar skatt | (134) | 92 |
| Endring utsatt skatt | (95) | (499) |
| Skattekostnad | (229) | (407) |

Avstemming av årets skattekostnad

| (i millioner USD) | For regnskapsåret 2017 | 2016 |
|--|---------------------------|---------|
| Resultat før skattekostnad | 5.543 | (2.202) |
| Beregnet skatt etter nominell skattesats i 2017 (24%) og i 2016 (25%) | (1.330) | 550 |
| Skatteeffekt knyttet til: | | |
| Permanente differanser som effekt av NOK som grunnlag for beregnet skatt | (35) | (198) |
| Skatteeffekt av permanente differanser relatert til egenkapitalkonsoliderte selskaper | 1.204 | (671) |
| Andre permanente differanser | (87) | (81) |
| Innteksstskatt tidligere år | (25) | (21) |
| Endring i skattelovgiving - reduksjon av nominell skattesats fra 24% i 2017 til 23% i 2018 | (31) | 10 |
| Annet | 75 | 4 |
| Sum skattekostnad | (229) | (407) |
| Effektiv skattesats | 4,1% | (18,5%) |

Endring i skattelovgivning refererer til endring av utsatt skatt forårsaket av reduksjon av norsk selskapsskattesats fra 24 % til 23 % med effekt fra 2018.

Spesifikasjon av utsatt skatt

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|-------------------------------------|----------------------|------------|
| Utsatt skatt - eiendeler | | |
| Andre kortsiktige poster | 0 | 5 |
| Fremførbart skattemessig underskudd | 0 | 22 |
| Pensjoner | 626 | 627 |
| Langvarige avsetninger | 73 | 75 |
| Derivater | 30 | 122 |
| Andre Langsiktige poster | 47 | 59 |
| Sum utsatt skattefordel | 776 | 911 |
| Utsatt skatt - forpliktelser | | |
| Andre kortsiktige poster | 14 | 0 |
| Varige driftsmidler | 51 | 65 |
| Sum utsatt skattegjeld | 65 | 65 |
| Netto utsatt skattefordel | 711 | 846 |

Per 31. desember 2017 har Statoil ASA 711 millioner USD i netto utsatt skattefordel. Det er sannsynlig at tilstrekkelig skattepliktig overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

Spesifikasjon av utsatt skattefordel 31. desember 2016 er omfordelt i forhold til i noten for 2016 ved at langsiktig gjeld på 38 millioner USD er omfordelt fra linje for derivater og langsiktig gjeld til andre langsiktige poster, varelager på 6 millioner USD er omfordelt fra egen linje til andre langsiktige poster og til sist har en gjennomgang av langvarige avsetninger medført en omfordeling av 5 millioner USD til andre kortsiktige poster og 25 millioner USD til andre langsiktige poster.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger:

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
|---|------------|------------|
| Utsatt skattefordel 1. januar | 846 | 1.183 |
| Endring årets resultat | (95) | (499) |
| Aktuarmessig tap pensjon | (44) | 126 |
| Konsernbidrag | 4 | 32 |
| Annet | 0 | 4 |
| Utsatt skattefordel 31. desember | 711 | 846 |

9 Varige driftsmidler

| (i millioner USD) | Maskiner, inventar og transportmidler | Bygninger og tomter | Skip | Annet | Sum |
|---|---------------------------------------|---------------------------|-------------|-----------|-------------|
| Anskaffelseskost 31. desember 2016 | 596 | 273 | 647 | 160 | 1.677 |
| Tilganger og overføringer | 40 | 29 | 0 | 0 | 68 |
| Avgang til anskaffelseskost | (1) | (39) | 0 | 0 | (40) |
| Anskaffelseskost 31. desember 2017 | 634 | 263 | 647 | 160 | 1.705 |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016 | (516) | (107) | (335) | (147) | (1.106) |
| Avskrivning | (40) | (13) | (34) | (1) | (88) |
| Av- og nedskrivninger på årets avgang | 1 | 29 | 0 | 0 | 30 |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017 | (555) | (92) | (369) | (149) | (1.164) |
| Bokført verdi 31. desember 2017 | 80 | 172 | 278 | 12 | 541 |
| Estimert levetid (år) | 3 - 10 | 20 - 33 ¹⁾ | 15 - 20 | | |

1) Tomter blir ikke avskrevet

10 Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
|--|------------|------------|
| Investeringer 1. januar | 39.886 | 51.330 |
| Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 5.051 | (2.726) |
| Endring innbetalte egenkapital | (1.861) | (8.462) |
| Oppkjøp | 0 | 1.199 |
| Utbetalinger fra selskapene | (1.236) | (1.194) |
| Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg | (64) | 0 |
| Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | (40) | 0 |
| Omregningsdifferanse | 973 | (260) |
| Annet | (27) | (1) |
| Investeringer 31. desember | 42.683 | 39.886 |

Det henvises til note 12 Investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper i Statoils konsernregnskap for mer informasjon om egenkapitalkonsoliderte selskaper.

Den utgående balansen er 42.683 millioner USD, der 41.448 millioner USD består av investeringer i datterselskaper og 1.235 millioner USD består av investeringer i andre egenkapitalkonsoliderte selskaper. I 2016 var investeringer i datterselskaper 38.660 millioner USD og investering i andre egenkapitalkonsoliderte selskaper 1.226 millioner USD.

Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper med annen funksjonell valuta enn dollar.

Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2017 påvirket av netto reversering av tidligere nedskrivninger av varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter på 447 millioner USD etter skatt. Reverseringene skyldes i hovedsak økte produksjonsestimater, kostbesparelser og operasjonelle forbedringer i tillegg til endringer i skattereglene i USA. For mer informasjon vises det til note 9 Varige driftsmidler i konsernregnskapet.

Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2016 påvirket av nedskrivning relatert til varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter på 1.678 millioner USD etter skatt, hovedsakelig på grunn av lavere kortsiktige råvareprisforutsetninger.

Endring innbetalt egenkapital i 2017 bestod hovedsakelig av tilbakebetaling av kapital fra Statoil Coordination Centre på 3.303 millioner USD, og konsernbidrag relatert til 2017 til datterselskaper på 278 millioner USD etter skatt.

Utbetalinger fra selskapene i 2017 bestod hovedsakelig av utbytte relatert til 2016 fra datterselskaper på 1.236 millioner USD. I 2016 bestod uttbetalinger fra selskapene hovedsakelig av utbytte og konsernbidrag relatert til 2015 fra datterselskaper på 1.194 millioner USD.

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.

For ytterligere informasjon, se note 4 Oppkjøp og nedsalg i konsernregnskapet.

Kostpris for investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er 37.239 millioner USD i 2017 og 39.254 millioner USD i 2016.

Aksjer og andeler i vesentlige datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap direkte eid av Statoil ASA pr. desember 2017

| Navn | i % | Land | Navn | i % | Land |
|------------------------------------|-----|----------|-----------------------------------|-----|---------------|
| Statholding AS | 100 | Norge | Statoil Nigeria AS | 100 | Norge |
| Statoil Angola Block 15 AS | 100 | Norge | Statoil North Africa Gas AS | 100 | Norge |
| Statoil Angola Block 17 AS | 100 | Norge | Statoil North Africa Oil AS | 100 | Norge |
| Statoil Angola Block 31 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 Sincor AS | 100 | Norge |
| Statoil BTC Finance AS | 100 | Norge | Statoil SP Gas AS | 100 | Norge |
| Statoil Coordination Centre NV | 100 | Belgia | Statoil Tanzania AS | 100 | Norge |
| Statoil Danmark AS | 100 | Danmark | Statoil Technology Invest AS | 100 | Norge |
| Statoil Deutschland GmbH | 100 | Tyskland | Statoil UK Ltd | 100 | Storbritannia |
| Statoil do Brasil Ltda | 100 | Brasil | Statoil Venezuela AS | 100 | Norge |
| Statoil Egypt El Dabaa Offshore AS | 100 | Norge | KS Rafinor AS | 90 | Norge |
| Statoil Exploration Ireland Ltd. | 100 | Irland | Statoil Metanol ANS | 82 | Norge |
| Statoil Forsikring AS | 100 | Norge | Mongstad Terminal DA | 65 | Norge |
| Statoil Færøyene AS | 100 | Norge | Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA | 51 | Norge |
| Statoil Hassi Mouina AS | 100 | Norge | Naturkraft AS | 50 | Norge |
| Statoil Indonesia Karama AS | 100 | Norge | Vestprosess DA | 34 | Norge |
| Statoil Kharyaga AS | 100 | Norge | Lundin Petroleum AB | 20 | Sverige |
| Statoil New Energy AS | 100 | Norge | | | |

11 Finansielle eiendeler og gjeld

Langsiktige fordringer datterselskap

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|--|----------------------|---------------|
| Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 25.668 | 23.520 |
| Ikke rentebærende fordringer datterselskap | 228 | 124 |
| Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper | 25.896 | 23.644 |

Rentebærende fordringer på datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er hovedsakelig relatert til Statoil Petroleum AS. Øvrige rentebærende fordringer på datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper, knytter seg hovedsakelig til langsiktig finansiering av andre datterselskaper.

Den totale kredittrammen gitt til Statoil Petroleum AS er 120 milliarder NOK (14.625 millioner USD) per 31. desember 2017 og 135 milliarder NOK (15.661 millioner USD) per 31. desember 2016. I 2017 er hele kredittrammen benyttet, men i 2016 er 14.501 millioner USD benyttet. Av totalt opptrukket USD beløp forfaller 6.703 millioner USD til betaling innen de neste fem årene, men det er ingen kortsiktig andel.

Av ikke rentebærende fordringer datterselskaper per 31. desember 2017, er 57 millioner USD knyttet til pensjon, se også note 17 Pensjoner. 79 millioner USD var knyttet til pensjoner per 31. desember 2016.

Kortsiktige fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte inkluderer positive internbankbeholdninger på 603 millioner USD per 31. desember 2017. Kortsiktige fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer kortsiktig del av kredittrammen gitt til Statoil Petroleum AS på 1.740 millioner USD og positive internbankbeholdninger på 787 millioner USD per 31. desember 2016.

Kortsiktige finansielle investeringer

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|----------------------------------|----------------------|--------------|
| Tidsinnskudd | 4.045 | 3.217 |
| Rentebærende verdipapirer | 3.649 | 4.176 |
| Finansielle investeringer | 7.694 | 7.393 |

Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer var 7,7 milliarder USD per 31. desember 2017 og 7,6 milliarder USD per 31. desember 2016.

I 2017 var kortsiktige plasseringer hovedsakelig i EUR (38 %), USD (28 %), NOK (16 %) og SEK (10 %). Rentebærende instrumenter var plassert i syv valutaer hovedsakelig: NOK (35 %), SEK (25 %), EUR (24 %) og USD (11 %).

I 2016 var kortsiktige plasseringer hovedsakelig i EUR (91 %) og resten i NOK (9 %). Rentebærende instrumenter var plassert i fem valutaer: EUR (34 %), NOK (19 %), USD (18 %) SEK (16 %) og DKK (12 %).

For ytterligere informasjon om finansielle instrumenter per kategori, se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet.

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer gjeld til Statoil Petroleum AS med 2,9 milliarder USD og gjeld knyttet til konsernets internbank med 7,4 milliarder USD per 31. desember 2017. Tilsvarende beløp var 2,2 milliarder USD og 8,5 milliarder USD per 31. desember 2016.

12 Varelager

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|--------------------|----------------------|-------|
| Råolje | 1.697 | 1.504 |
| Petroleumprodukter | 586 | 478 |
| Naturgass | 108 | 133 |
| Andre | 26 | 36 |
| Sum | 2.417 | 2.150 |

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 11 millioner USD i 2017 og 11 millioner USD i 2016.

13 Kundefordringer og andre fordringer

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|-------------------------------------|----------------------|-------|
| Kundefordringer | 5.481 | 3.755 |
| Andre fordringer | 458 | 1.004 |
| Kundefordringer og andre fordringer | 5.939 | 4.760 |

14 Betalingsmidler

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|---------------------------|----------------------|-------|
| Bankinnskudd | 275 | 128 |
| Tidsinnskudd | 1.878 | 1.658 |
| Pengemarkedsfond | 381 | 65 |
| Rentebærende verdipapirer | 1.077 | 2.220 |
| Margininnskudd | 149 | 203 |
| Betalingsmidler | 3.759 | 4.274 |

Bundne midler utgjør 149 millioner USD per 31. desember 2017 og 203 millioner USD per 31. desember 2016 og består av margininnskudd relatert til børshandlede derivater med daglig oppgjør.

15 Egenkapital og aksjonærer

Endring i egenkapital

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 31. desember 2016 |
|---|----------------------|----------------------|
| Egenkapital 1. januar | 34.059 | 39.277 |
| Årets resultat | 5.314 | (2.608) |
| Aktuarmessige gevinst(er) (tap) på ytelsesbasert pensjonsordning | 134 | (374) |
| Omregningsdifferanser | 978 | (304) |
| Årets ordinære utbytte | (2.943) | (2.838) |
| Utbytteaksjer | 1.357 | 904 |
| Gevinst(er)/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg | (64) | 0 |
| Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer | (40) | 0 |
| Verdi av aksjespareprogrammet | (30) | (26) |
| Kjøp egne aksjer | 22 | 27 |
| Egenkapital 31. desember | 38.788 | 34.059 |

Akkumulert omregningsdifferanse reduserte egenkapitalen per 31. desember 2017 med 358 millioner USD. Per 31. desember 2016 medførte akkumulerte omregningsdifferanser en nedgang i egenkapitalen på 1.338 millioner USD. Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper.

Aksjekapital

| | Antall aksjer | Pålydende i kroner | 31. desember Aksjekapital i kroner |
|--------------------------------|-------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Registrerte og utstedte aksjer | 3.323.167.853 | 2,50 | 8.307.919.632,50 |
| Herav egne aksjer | 11.243.234 | 2,50 | 28.108.085,00 |
| Sum utestående aksjer | 3.311.924.619 | 2,50 | 8.279.811.547,50 |

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

I løpet av 2017 har Statoil ervervet 3.323.671 egne aksjer for 63 millioner USD, og 3.219.327 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. 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. Per 31. desember 2017 har Statoil 11.243.234 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2016 var beholdningen av egne aksjer 11.138.890. 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 35,0 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 aksjonærerne i Statoil ASA, se seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon, Største aksjonærer.

16 Finansiell gjeld

Langsiktig finansiell gjeld

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|--------------------------------------|----------------------|--------|
| Usikrede obligasjonslån | 26.524 | 29.964 |
| Usikrede lån | 89 | 85 |
| Finansielle leieavtaler | 347 | 382 |
| Sum finansiell gjeld | 26.959 | 30.432 |
| Fratrukket kortsiktig andel | 2.900 | 2.549 |
| Langsiktig finansiell gjeld | 24.059 | 27.883 |
| Vektet gjennomsnittlig rentesats (%) | 3,33 | 3,30 |

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 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 42 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 26.158 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2017.

Statoil ASA har inngått avtale med 21 kjernebanker for en bindende langsiktig løpende kreditt på 5.000 millioner USD. Per 31. desember 2017 og 2016 var ingen beløp trukket av kreditten.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktig finansiell gjeld

| (i millioner USD) | |
|-------------------|--------|
| 2019 | 1.397 |
| 2020 | 2.114 |
| 2021 | 1.978 |
| 2022 | 1.052 |
| Deretter | 17.519 |
| Sum | 24.059 |

Mer informasjon om finansielle leieavtaler er gitt i note 20 Leieavtaler.

Kortsiktig finansiell gjeld

| (i millioner USD) | 31. desember | |
|--|--------------|--------------|
| | 2017 | 2016 |
| Innkalt margin | 1.068 | 1.112 |
| Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år | 2.900 | 2.549 |
| Kortsiktig finansiell gjeld | 3.968 | 3.661 |
| Vektet gjennomsnittlig rentesats (%) | 1,69 | 1,62 |

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 2017 var 448 millioner USD utstedt under programmet. Tilsvarende var det per 31. desember 2016 utstedt 500 millioner USD.

17 Pensjoner

Statoil ASA er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon, og Statoil ASAs pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov. Det henvises til notene i konsernregnskapet for en beskrivelse av pensjonsordningene i Statoil ASA.

Netto pensjonskostnader

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
|---|------------|------------|
| Nåverdi av årets opptjening | 241 | 234 |
| Rentekostnad på pensjonsforpliktsen | - | 182 |
| Renteinntekt på pensjonsmidler | - | (137) |
| Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring | 13 | 123 |
| Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag | (1) | 59 |
| Innskuddsplaner over drift | 51 | 50 |
| Ytelsesplaner | 306 | 512 |
| Innskuddsplaner | 133 | 119 |
| Sum netto pensjonskostnader | 439 | 631 |

I tillegg til pensjonskostnadene i tabellen ovenfor, er finansposter fra ytelsesplaner inkludert som en del av resultatregnskapet. Rentekostnader og endringer i virkelig verdi av innskuddsplaner over driften på 201 millioner USD, og renteinntekter på 138 millioner USD er innregnet i 2017.

| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
|--|-------------|-------------|
| Brutto pensjonsforpliktelse | | |
| Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar | 7.387 | 6.425 |
| Nåverdi av årets opptjening | 241 | 234 |
| Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen | 210 | 182 |
| Aktuarmessige (gevinster) tap - Økonomiske forutsetninger | (42) | 792 |
| Aktuarmessige (gevinster) tap - Erfaring | (18) | (274) |
| Utbetalte ytelser fra ordningene | (296) | (228) |
| Tap (gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring | 13 | 182 |
| Fripoliser | (84) | (131) |
| Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag | 26 | 26 |
| Omregningsdifferanse valuta | 375 | 130 |
| Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift | 51 | 50 |
| Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember | 7.864 | 7.387 |
| Virkelig verdi av pensjonsmidler | | |
| Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar | 4.889 | 4.803 |
| Renteinntekt på pensjonsmidler | 138 | 137 |
| Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter) | 263 | 11 |
| Innbetalt av selskapet | 33 | 0 |
| Utbetalt ytelser fra ordningene | (180) | (74) |
| Fripoliser og personforsikringer | (121) | (92) |
| Omregningsdifferanse valuta | 247 | 104 |
| Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember | 5.269 | 4.889 |
| Netto pensjonsforpliktelser 31. desember | (2.595) | (2.498) |
| Spesifikasjon: | | |
| Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning) | 1.236 | 787 |
| Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap | 57 | 79 |
| Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning) | (3.889) | (3.364) |
| Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger | 7.864 | 7.387 |
| Fonderte pensjonsplaner | 4.033 | 4.102 |
| Ufonderte pensjonsplaner | 3.831 | 3.285 |
| Faktisk avkastning på pensjonsmidler | 401 | 56 |
| Aktuarmessige tap og gevinstar innregnet i egenkapitalen | | |
| (i millioner USD) | 2017 | 2016 |
| Årets netto aktuarmessige (tap) gevinstar innregnet i egenkapitalen gjennom året | 310 | (472) |
| Årets aktuarmessige (tap) gevinstar for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse | (137) | (30) |
| Skatteeffekt på aktuarmessige (tap) gevinstar innregnet i egenkapitalen | (38) | 129 |
| Innregnet i egenkapitalen i løpet av året etter skatt | 135 | (374) |
| Akkumulert aktuarmessige (tap) gevinstar innregnet som andre endringer i egenkapitalen etter skatt | (1.053) | (1.188) |

Pensjonsforutsetninger og sensitivitetsanalyse

Pensjonsforutsetninger, sensitivitetsanalyse, porteføljevektning 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 9.202. 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 2016 | 289 |
| Kortsiktig andel 31. desember 2016 | 59 |
| Avsetninger 31. desember 2016 | 348 |
| Nye eller økte avsetninger | 60 |
| Reduksjon i estimerater | (9) |
| Beløp belastet mot avsetninger | (68) |
| Reklassifiseringer | (19) |
| Omregningsdifferanser | 4 |
| Avsetninger 31. desember 2017 | 315 |
| Kortsiktig andel 31. desember 2017 | 92 |
| Langsiktig andel 31. desember 2017 | 224 |

Se også kommentarer om avsetninger i note 21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

19 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

| (i millioner USD) | 31. desember 2017 | 2016 |
|--|----------------------|--------------|
| Leverandørgjeld | 1.974 | 1.388 |
| Andre forpliktelser og påløpte kostnader | 1.267 | 890 |
| Gjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærmiljøende parter | 877 | 615 |
| Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger | 4.118 | 2.893 |

20 Leieavtaler

Statoil ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og kontorbygg.

I 2017 utgjorde netto leiekostnad 425 millioner USD (464 millioner USD i 2016), som består av minsteleie på 501 millioner USD (533 millioner USD i 2016) redusert med innbetalinger fra fremleie på 77 millioner USD i 2017 (70 millioner USD i 2016). Det er ikke påløpt vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i noen av årene.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2017. Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av 2017.

| (i millioner USD) | Finansielle leieavtaler | | | | |
|------------------------------|------------------------------|----------------------------------|------------|-------------------------|--------------------------|
| | Operasjonelle leieavtaler | Operasjonelle fremleieavtaler | Minsteleie | Diskonteringse- ment | Nåverdi av minsteleie |
| 2018 | 435 | (25) | 53 | (2) | 50 |
| 2019 | 325 | (24) | 53 | (4) | 48 |
| 2020 | 323 | (23) | 53 | (7) | 46 |
| 2021 | 301 | (22) | 53 | (8) | 44 |
| 2022 | 264 | (21) | 53 | (10) | 42 |
| 2023-2027 | 815 | (57) | 158 | (42) | 116 |
| 2028-2032 | 314 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Deretter | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum fremtidig minsteleie | 2.828 | (170) | 421 | (74) | 347 |

I noten i konsernregnskapet 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 278 millioner USD for leieavtaler som er balanseført per årsslutt (312 millioner USD i 2016), og er presentert i kategorien skip i note 9 Varige driftsmidler.

21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

Kontraktsmessige forpliktelser

Statoil ASA har kontraktsmessige forpliktelser på 412 millioner USD per 31. desember 2017. 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 2035.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktfestede prisen 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 2017:

| (i millioner dollar) | |
|----------------------|--------------|
| 2018 | 1.205 |
| 2019 | 1.155 |
| 2020 | 1.086 |
| 2021 | 881 |
| 2022 | 722 |
| Deretter | 3.869 |
| Sum | 8.917 |

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 ASA har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld på 305 millioner USD. Bokført verdi av garantien er uvesentlig.

Andre forpliktelser

Statoil ASA deltar i enkelte selskaper med delt ansvar (DA) der eierne har ubegrenset ansvar for sin del av enhetens eventuelle forpliktelser, og deltar også i enkelte ansvarlige selskaper (ANS) 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 gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler. Enkelte kontraktsmotparte har krevd voldgift i forbindelse med prisrevisjoner. Eksponeringen for Statoil ASA er ved utgangen av året estimert til et beløp tilsvarende 343 millioner USD knyttet til gassleveranser før årsslutt 2017. I regnskapet til Statoil ASA er det avsatt for disse kontraktmessige gasspris-tvistene i samsvar med beste estimat. Avsetningen er bokført som en salgsinntektsreduksjon i resultatregnskapet.

Norske skattemyndigheter utstedde 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 i denne saken gjelder SCCs kapitalstruktur og hvorvidt denne er i overenstemmelse med prinsippet om armlengdes avstand. Statoil mener at prissetting på armlengdes avstand er anvendt og at Statoil ASAs vurdering står sterkt. Det er derfor ikke foretatt avsetning for dette i regnskapet til Statoil ASA.

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 estimer. 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 4.665 millioner USD i 2017 og 3.221 millioner USD i 2016. Den største delen av inntekter fra konsernselskaper kan henføres til salg av råolje og salg av raffinerte produkter til Statoil Refining Danmark AS, med 2.220 millioner USD i 2017 og 1.443 millioner USD i 2016 og Statoil Marketing and Trading Inc, med 2.268 millioner USD i 2017 og 1.663 millioner USD i 2016.

En stor del av salget i Statoil Petroleum AS relatert til naturgass og rørtransport er basert på oppn  dte 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 16.555 millioner USD i 2017 og 12.511 millioner USD i 2016. Den største leverandøren er Statoil Petroleum AS, med 10.564 millioner USD i 2017 og 8.163 millioner USD i 2016.

I forbindelse med den ordinære virksomheten har Statoil ASA i tillegg transaksjoner med enkelte konsernselskaper der selskapet har eierinteresser. Statoil ASAs totale varekjøp fra konsernselskap beløp seg til 200 millioner USD i 2017 og 490 millioner USD i 2016.

Kostnader pådratt av selskapet, slik som personalkostnader, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokeret 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 allokeret på denne måten blir ikke reflektert i resultatregnskapet til Statoil ASA. Kostnader allokeret til konsernselskaper beløp seg til 4.309 millioner USD i 2017 og 4.214 millioner USD i 2016. Den største delen av viderefaktureringen er relatert til Statoil Petroleum AS, 3.481 millioner USD i 2017 og 3.302 millioner USD i 2016.

Andre transaksjoner

Det henvises til note 24 Nærstående parter i konsernregnskapet 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 2017 er inkludert i note 4 Lønnskostnader.

Stavanger, 14. mars 2018

I STYRET FOR STATOIL ASA



JON ERIK REINHARDSEN
LEDER



ROY FRANKLIN
NESTLEDER



BJØRN TORE GODAL



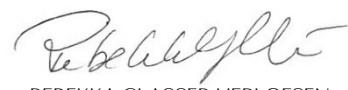
PER MARTIN LABRATEN



JEROEN VAN DER VEER



MARIA JOHANNA OUDEMAN



REBEKKA GLASSER HERLOFSEN



INGRID ELISABETH DI VALERIO



STIG LÆGREID



WENCHE AGERUP



ELDAR SÆTRE
KONSERNSJEF



Tilleggs-informasjon

| | |
|--------------------------------|-----|
| 5.1 Aksjonærinformasjon | 227 |
| 5.2 non-GAAP måltall | 237 |
| 5.4 Betalinger til myndigheter | 242 |
| 5.5 Erklæringer | 258 |
| 5.6 Begrep og forkortelser | 261 |

Brønnhodeplattformen på Peregrino.
Foto: Statoil

5.1 AKSJONÆR-INFORMASJON

Statoil er det største selskapet som er notert på Oslo Børs og aksjen omsettes under tickerkoden STL. Statoil er også notert på New York Stock Exchange under tickerkoden STO, hvor omsetningen skjer i

form av amerikanske depotaksjer (American Depository Shares, ADS).

Statoils aksjer har vært notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange helt siden vår første offentlige emisjon den 18. juni 2001. Depotaksjene som omsettes på New York Stock Exchange bevises med depotbevis (American Depository Receipts, ADR), og hver ADS representerer en ordinær aksje.

| Statoilaksjen | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Aksjekurs STL (lav) (NOK) | 136,00 | 97,90 | 116,30 | 120,00 | 123,00 |
| Aksjekurs STL (gjennomsnitt) (NOK) | 152,98 | 133,50 | 137,59 | 166,41 | 136,72 |
| Aksjekurs STL (høy) (NOK) | 176,90 | 159,80 | 160,80 | 194,80 | 147,70 |
| Aksjekurs STL (årsslutt) (NOK) | 175,20 | 158,40 | 123,70 | 131,20 | 147,00 |
| Aksjekurs STO (lav) (USD) | 16,29 | 11,38 | 13,42 | 15,82 | 20,14 |
| Aksjekurs STO (gjennomsnitt) (USD) | 18,50 | 15,92 | 17,11 | 26,52 | 23,32 |
| Aksjekurs STO (høy) (USD) | 21,42 | 18,51 | 21,31 | 31,91 | 27,00 |
| Aksjekurs STO (årsslutt) (USD) | 21,42 | 18,24 | 13,96 | 17,61 | 24,13 |
| STL markedsverdi (NOK milliarder) | 582 | 514 | 394 | 418 | 469 |
| STL daglig omsetning (millioner aksjer) | 3,14 | 4,7 | 5,1 | 3,7 | 3,0 |
| Ordinære aksjer utestående, årsslutt | 3.323.167.853 | 3.245.049.411 | 3.188.647.103 | 3.188.647.103 | 3.188.647.103 |



Per 31. desember 2017 sto Statoil for 22,96 % av den samlede verdien av selskapene som er registrert på Oslo Børs, med en markedsverdi på 582 milliarder NOK. Samlet aksjonæravkastning for 2017 var på 16,0 %.

Grafen viser utviklingen i kurserne 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 3,14 millioner Statoil-aksjer på Oslo Børs hver dag i 2017, sammenlignet med 4,7 millioner aksjer i 2016. I 2017 sto Statoil-aksjen for 11,24 % av den samlede markedsverdien som ble omsatt gjennom året.

Statoil ASA har en aksjeklasse, og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen. Statoil ASA hadde 3.323.167.853 ordinære utestående aksjer ved utgangen av året. Per 31. desember 2017 hadde Statoil 89.405 aksjonærer registrert i Verdipapirsentralen (VPS), noe som er en nedgang fra 91.128 aksjonærer per 31. desember 2016.

Ticker-koden vil bli forandret i forbindelse med selskapets foreslalte navneendring til Equinor.

Aksjekurser

Dette er de rapporterte høyeste og laveste kursnoteringene ved børsslutt for ordinære aksjer på Oslo børs og børsen i New York for de angitte periodene. De er hentet fra børskurslisten 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 | | | | |
| 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 |
| 2017 | 176,90 | 136,00 | 21,42 | 16,29 |
| Kvartalets slutt | | | | |
| Mandag, 31. mars, 2016 | 135,50 | 97,90 | 16,01 | 11,38 |
| Mandag, 30. juni, 2016 | 144,80 | 122,40 | 17,68 | 14,66 |
| Onsdag, 30. september, 2016 | 149,80 | 124,00 | 17,74 | 15,07 |
| Torsdag, 31. desember, 2016 | 159,80 | 129,30 | 18,51 | 15,86 |
| Torsdag, 31. mars, 2017 | 162,90 | 142,30 | 19,21 | 16,83 |
| Torsdag, 30. juni, 2017 | 153,60 | 138,40 | 18,28 | 16,29 |
| Fredag, 30. september, 2017 | 160,20 | 136,00 | 20,37 | 16,32 |
| Fredag, 30. desember, 2017 | 176,90 | 158,20 | 21,42 | 19,81 |
| Opp til og inkludert 14. mars, 2018 | 187,30 | 172,25 | 24,26 | 21,51 |
| Måned | | | | |
| September 2017 | 160,20 | 147,50 | 20,37 | 18,96 |
| Oktober 2017 | 167,90 | 158,20 | 20,54 | 19,88 |
| November 2017 | 170,80 | 164,00 | 21,01 | 19,81 |
| Desember 2017 | 176,90 | 165,40 | 21,42 | 19,95 |
| Januar 2018 | 187,30 | 177,45 | 24,26 | 22,00 |
| Februar 2018 | 182,60 | 172,25 | 23,83 | 21,51 |
| Opp til og inkludert 14. mars, 2018 | 182,10 | 174,90 | 23,20 | 22,61 |

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 kvartalsvis utbyttebetalinger og når totalt årlig utbyttenivå 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 0,23 USD per aksje for fjerde kvartal 2017.

Følgende tabell viser utbetalte kontantutbytte til alle aksjonærer siden 2013, per aksje og totalt.

| For regnskapsåret | Valuta | Ordinært utbytte per aksje | | | | | | | | Ordinært utbytte per aksje |
|-------------------|--------|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------------------------------|
| | | 1.kv | Valuta | 2.kv | Valuta | 3.kv | Valuta | 4.kv | Valuta | |
| 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 |
| 2017 | USD | 0,2201 | USD | 0,2201 | USD | 0,2201 | USD | 0,2300 | USD | 0,8903 |

Forslaget til utbytte for fjerde kvartal 2017 vil behandles på generalforsamlingen 15. mai 2018. Statoil-aksjen vil noteres eksklusive utbytte fra og med 16. mai 2018 og utbyttet vil utbetales rundt 30. mai 2018. For eiere av amerikanske depotaksjer vil datoен for notering eksklusive utbytte være 16. mai 2018, mens forventet utbetaling vil skje 31. mai 2018.

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 2013-2017 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 2018.

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 2017.

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 2019. Denne fullmakten erstatter tidligere fullmakt til å kjøpe egne aksjer for gjennomføring av aksjespareplanen som ble godkjent av generalforsamlingen 11. mai 2017. Statoil har intensjon om å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen.

| <u>Perioden aksjene ble tilbakekjøpt</u> | <u>Antall tilbakekjøpte aksjer</u> | <u>Gjennomsnittlig aksjepris i NOK</u> | <u>Totalt antall tilbakekjøpte aksjer som del av program</u> | <u>Maksimum antall aksjer som kan bli tilbakekjøpt under programmets autorisasjon</u> |
|--|------------------------------------|--|--|---|
| jan. 17. | 520.716 | 162,6375 | 4.957.941 | 9.042.059 |
| feb. 17. | 577.674 | 147,8341 | 5.535.615 | 8.464.385 |
| mar. 17. | 577.538 | 148,0420 | 6.113.153 | 7.886.847 |
| apr. 17. | 574.983 | 148,7173 | 6.688.136 | 7.311.864 |
| mai. 17. | 558.248 | 153,3188 | 7.246.384 | 6.753.616 |
| jun. 17. | 594.701 | 143,6520 | 594.701 | 13.405.299 |
| jul. 17. | 605.735 | 140,7709 | 1.200.436 | 12.799.564 |
| aug. 17. | 584.442 | 145,6774 | 1.784.878 | 12.215.122 |
| sep. 17. | 557.325 | 152,8641 | 2.342.203 | 11.657.797 |
| okt. 17. | 532.356 | 160,2311 | 2.874.559 | 11.125.441 |
| nov. 17. | 519.650 | 164,2834 | 3.394.209 | 10.605.791 |
| des. 17. | 512.546 | 166,8531 | 3.906.755 | 10.093.245 |
| jan. 18. | 493.678 | 185,7484 | 4.400.433 | 9.599.567 |
| feb. 18. | 530.143 | 174,6695 | 4.930.576 | 9.069.424 |
| Totalt | 7.739.735 ¹⁾ | 156,8071 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 intil 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 lagt dersom de utdelt 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 de 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 2017, tilbakebetalte depotbanken om lag 2,978 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. I tillegg var 2017 det første året Statoil krevde avkastning på gebyr på utbytte, som er inkludert her.

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 2017, betalte depotbanken utgifter på om lag 211.635 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 for norske aksjonærer

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 24 % i 2017 til 23 % i 2018.

Personlige aksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i Norge er gjenstand for alminnelig inntektsbeskatning (redusert fra 24 % i 2017 til 23 % i 2018) i Norge for utbytte utover et sjablommessig fastsatt fradrag (skjermingsfradrag). I 2018 skal imidlertid utbytte utover skjermingsfradraget oppjusteres med en faktor på 1,33 før det medregnes i den alminnelige inntekten, noe som gir en effektiv skattesats på 30,59 % (23 % x 1,33). 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.

Skatt på utbytte for utenlandske aksjonærer

Utenlandske aksjonærer må som utgangspunkt svare 25 % norsk kildeskatt på utbytte fra norske selskaper. Ansvaret for å trekke kildeskatt ligger hos selskapet som deler ut utbytte til utenlandske aksjonærer.

Selskapsaksjonær som eier aksjene eller depotaksjene i direkte tilknytning til virksomhet som selskapsaksjonären driver i Norge er ikke kildesattepliktige. For slike aksjonærer skal 3 % av mottatt utbytte beskattes som alminnelig inntekt (skattesatsen er redusert fra 24 % i 2017 til 23 % i 2018).

For øvrig gjelder det viktige unntak fra og modifikasjoner i kildesatteplikten som beskrives i det følgende.

Kildesatteplikten gjelder ikke for selskapsaksjonærer i EØS-området som tilsvarer norsk aksje- eller allmennaksjeselskaper eller enkelte andre typer norske enheter, og som videre kan dokumenterer at de er reelt etablert og driver reell økonomisk aktivitet i EØS-området, såfremt Norge har rett til å motta informasjon fra selskapsaksjonærens hjemstat i henhold til skatteavtale eller annen internasjonal traktat. Dersom det ikke eksisterer noen slik avtale eller traktat med selskapsaksjonærens hjemstat, kan selskapsaksjonären i

stedet legge fram en bekreftelse fra skattemyndighetene i den aktuelle staten som bekrefter dokumentasjonen.

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.

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 tilagt personlige aksjonærer hjemmehørende i Norge.

Prosedyre for å kreve redusert kildeskatt på utbytte

En utenlandsk aksjonær som har krav på redusert kildeskatt, kan anmode om at den reduserte satsen trekkes på utdelingstidspunktet. Dette forutsetter at aksjonären fremlegger tilfredsstillende dokumentasjon som underbygger at vedkommende er berettiget til redusert kildeskatt. Spesifikke dokumentasjonskrav forventes intatt i forskrift til skattebetalingsloven innen kort tid, og Finansdepartementet har varslet at disse kravene skal gjelde fra og med 1. januar 2019.

For eiere av aksjer og depotaksjer som er deponert i Deutsche Bank Trust Company Americas (Deutsche Bank) kan dokumentasjon som bekrefter at eieren er berettiget etter en skatteavtale med Norgegis 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. Det henvises til skatteetatens nettside for nærmere informasjon om kravene til en slik søknad: <http://www.skatteetaten.no/en/person/Aksjer-og-verdipapirer/withholding-tax-refund-on-dividends/>.

Beskattning 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 fradagsberettiget.

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 inntektkattesatsen som er redusert fra 24 % i 2017 til 23 % i 2018. I 2018 skal imidlertid skattbar gevinst eller fradagsberettiget tap oppjusteres med en faktor på 1,33 før det medregnes til alminnelig inntekt, noe som gir en effektiv skattesats på 30,59 % (23 % x 1,33).

Skattepliktig gevinst eller fradagsberettigede tap (før oppjustering) beregnes som salgspris justert for transaksjonsutgifter minus den skattemessige inngangsverdi. En aksjonærers 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 fradagsberettiget tap. Videre kan eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag ikke fradagsføres 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 gevinsten tas ut 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 norsk skattelovgivning eller skatteavtale, kan i visse tilfeller bli gjenstand for norsk utflyttingsskatt på gevinsten knyttet til aksjer eller depotaksjer.

Utenlandske aksjonærer er generelt ikke skattepliktige til Norge for gevinsten, og har ikke fradagsrett 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 ileses 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 80 % (redusert fra 90 % fra og med inntektsåret 2018) av aksjenes eller depotaksjenes kursverdi 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 ileses ikke arve- eller gaveavgift i Norge.

Dokumentavgift

Det ileses 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-/verdipapirmeglere, personer eller foretak som handler med verdipapirer og som har valgt en «mark-to market» metode for regnskapsføring av verdipapirbeholdningen, forsikringsselskaper,

ansvarlige selskaper, personer som er som er gjenstand for alternativ minimumsskatt, personer som faktisk eller implisitt eier 10% av de totale stemmeberettigede aksjene i Statoil eller av den totale verdier av aksjer i Statoil, personer som eier aksjer eller depotaksjer som del av en sikrings- eller konverteringstransaksjon, personer som kjøper eller selger depotaksjer som ledd i en «wash sale»-transaksjon (salg og tilbakekjøp) eller personer som har en annen funksjonell valuta enn USD.

Denne fremstillingen er basert på inntektsskatteloven "Internal Revenue Code of 1986," med endringer, lovens forhistorie, gjeldende og foreslalte reguleringer, publiserte forvalningsuttalelser 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. Utbytte 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 langsigtede kapitalgevinster, så lenge aksjene eller depotaksjene er lett omsettelige i et etablert verdipapirmarked i USA i året du mottar utbytet, 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 slike 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 inntektskatt 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 satserne. 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 gevinstar 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 inntektskattformål, 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 valutasvingninger mellom den datoene aksjene eller depotaksjene ble solgt og den datoene 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 inntektskattformål, 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" forholdsvis over eierperioden for aksjene eller depotaksjene. Beløp som er allokerert 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 inntektskattesatser, og beløp som er allokerert til alle andre år vil bli beskattet med den høyeste faktiske skattesatsen som gjelder for hvert slike år som gevinsten eller utbetalingen ble allokerert til, i tillegg til en rentekostnad knyttet til skatten som kan tilskrives hvert slike 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 lagt 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 kronen for 1 US-dollar som oppgitt av Norges Bank.

| For regnskapsåret | Lav | Høy | Gjennomsnitt | Periodeslutt |
|-------------------|--------|--------|--------------|--------------|
| 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 |
| 2017 | 7,7121 | 8,6781 | 8,2712 | 8,2050 |

| | Lav | Høy |
|---|--------|--------|
| 2017 | | |
| September | 7,7192 | 7,9726 |
| Oktober | 7,8906 | 8,2161 |
| November | 8,1140 | 8,3043 |
| Desember | 8,2050 | 8,4103 |
| 2018 | | |
| Januar | 7,6760 | 8,1055 |
| Februar | 7,6579 | 7,9836 |
| Mars (opp til og inkludert 14. mars 2018) | 7,7393 | 7,9369 |

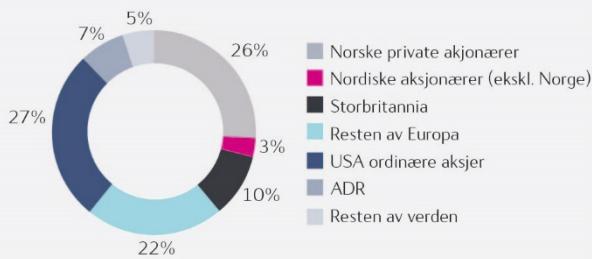
STØRSTE AKSJONÆRER

Staten er Statoils største aksjonær, med en direkte eierandel på 67%. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Eierfordeling ved utgangen av 2017



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.

Per 3. desember 2017 hadde staten en direkte eierandel på 67 % i Statoil, og en indirekte eierandel på 3,30 % gjennom Folketrygdfondet, til sammen 70,30 %. Se note 17 Egenkapital og utbytte til konsernregnskapet for statens beslutning med utbytteaksjer.

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 2017 | Antall aksjer | Eierandel i % |
|---|---------------|---------------|
| 1 Den Norske Stat | 2.226.522.461 | 67,00% |
| 2 Folketrygdfondet | 109.611.652 | 3,30% |
| 3 BlackRock Institutional Trust Company, N.A. | 38.778.958 | 1,17% |
| 4 Dodge & Cox | 37.602.850 | 1,13% |
| 5 Lazard Asset Management, L.L.C. | 31.942.660 | 0,96% |
| 6 Fidelity Management & Research Company | 29.861.026 | 0,90% |
| 7 INVESCO Asset Management Limited | 28.939.947 | 0,87% |
| 8 SAFE Investment Company Limited | 25.560.235 | 0,77% |
| 9 The Vanguard Group, Inc. | 24.773.677 | 0,75% |
| 10 KLP Forsikring | 17.764.920 | 0,53% |
| 11 Storebrand Kapitalforvaltning AS | 17.202.662 | 0,52% |
| 12 State Street Global Advisors (US) | 16.814.356 | 0,51% |
| 13 DNB Asset Management AS | 14.656.121 | 0,44% |
| 14 UBS Asset Management (UK) Ltd. | 12.027.810 | 0,36% |
| 15 Northern Cross LLC | 11.606.485 | 0,35% |
| 16 Epoch Investment Partners, Inc. | 10.856.350 | 0,33% |
| 17 Allianz Global Investors GmbH | 8.893.846 | 0,27% |
| 18 Renaissance Technologies LLC | 8.454.901 | 0,25% |
| 19 FMR Investment Management (U.K.) Limited | 8.173.719 | 0,25% |
| 20 AXA Investment Managers UK Ltd. | 7.921.254 | 0,24% |

Kilde: Data hentet fra tredjepart, autorisert av Statoil, desember 2017.

VALUTAKONTROLLER OG BEGRENSNINGER

I henhold til gjeldende norske valutakontroller, er ikke overføring av kapital til og fra Norge pålagt forhåndsgodkjenning av myndighetene. Et unntak er fysisk overføring av betalinger i valuta som overstiger visse terskler – disse må rapporteres til norske tollmyndigheter. Det betyr at utenlandske aksjonærer som bor i Norge kan motta utbyttebetalinger uten godkjent norsk valutakontroll, så lenge betalingen gjøres gjennom en godkjent bank eller annen godkjent betalingsinstitusjon.

Det er ingen restriksjoner som påvirker rettighetene til utenlandske aksjonærer som bor i Norge eller i utlandet med hensyn til å eie eller stemme på våre aksjer.

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. Følgende finansielle måltall kan anses som non-GAAP finansielle måltall:

- a) Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer og Netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer
- b) Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)
- c) Organiske investeringer
- d) Fri kontantstrøm
- e) Justert driftsresultat etter skatt

5.2 BRUK OG AVSTEMMING AV 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.

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

a) Netto gjeld over sysselsatt kapital (gjeldsgrad)

Statoil mener at beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital (gjeldsgrad) gir et alternativt bilde av konsernets nåværende gjeldssituasjon enn brutto rentebærende finansiell gjeld.

Beregningen er basert på brutto rentebærende finansiell gjeld i balansen, og justert for betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. Det foretas enkelte justeringer, som for eksempel sikringsinnskudd som er klassifisert som betalingsmidler i konsernbalsansen, som ikke er ansett som betalingsmidler 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 mer forsiktig definisjon av netto gjeld over sysselsatt kapital enn om den IFRS-baserte definisjonen skulle vært brukt. 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) | 2017 | 2016 | For regnskapsåret 2015 |
|---|---------------|---------------|---------------------------|
| Aksjonærers egenkapital | 39.861 | 35.072 | 40.271 |
| Ikke-kontrollerende eierinteresser | 24 | 27 | 36 |
| Sum egenkapital (A) | 39.885 | 35.099 | 40.307 |
| Kortsiktig finansiell gjeld | 4.091 | 3.674 | 2.326 |
| Finansiell gjeld | 24.183 | 27.999 | 29.965 |
| Brutto rentebærende finansiell gjeld (B) | 28.274 | 31.673 | 32.291 |
| Betalingsmidler | 4.390 | 5.090 | 8.623 |
| Kortsiktige finansielle investeringer | 8.448 | 8.211 | 9.817 |
| Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer (C) | 12.837 | 13.301 | 18.440 |
| Netto rentebærende gjeld før justeringer (B1) (B-C) | 15.437 | 18.372 | 13.852 |
| Andre rentebærende elementer ¹⁾ | 1.014 | 1.216 | 1.111 |
| Justering i samsvar med avsetningsinstruksen ²⁾ | (164) | (199) | (214) |
| Netto rentebærende gjeld justert (B2) | 16.287 | 19.389 | 14.748 |
| Beregning av sysselsatt kapital: | | | |
| Sysselsatt kapital før justeringer for netto rentebærende gjeld (A+B1) | 55.322 | 53.471 | 54.159 |
| Sysselsatt kapital justert (A+B2) | 56.172 | 54.488 | 55.055 |
| Beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital: | | | |
| Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer (B1/(A+B1)) | 27,9% | 34,4% | 25,6% |
| Netto gjeld over sysselsatt kapital justert (B2/(A+B2)) | 29,0% | 35,6% | 26,8% |

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.

b) 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 8,2 % i 2017, sammenlignet med negative 0,4 % i 2016 og 4,1 % i 2015. Endringen fra 2016 skyldes en økning i justert driftsresultat etter skatt.

| Kalkulering av ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (i millioner USD, foruten prosenter) | For regnskapsåret | | |
|---|-------------------|--------|--------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Justert driftsresultat etter skatt (A) | 4.528 | (208) | 2.465 |
| Justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B) | 55.330 | 54.772 | 59.712 |
| Kalkulert ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (A/B) | 8,2% | -0,4% | 4,1% |

c) Organiske investeringer

Organiske investeringer er investeringer unntatt oppkjøp, finansielle leieavtaler og andre investeringer med betydelig forskjellig kontantstrømmønster. I 2017 ble totalt 1,4 milliarder USD ekskludert fra organiske investeringer. Blant postene som ikke var medregnet i organiske investeringer i 2017 var signaturbonus for Carcara Nord produksjonsdelingskontrakt i Brasil, oppkjøpskostnader for 10 % andel i BM-S-8 lisensen i Brasil, og bonus for utvidelsen av Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli (ACG) produksjonsdelingsavtalen i Aserbajdsjan.

I 2016 ble totalt 4,0 milliarder USD ekskludert fra organiske investeringer. 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.

For mer informasjon, se note 3 Segmentinformasjon og regnskapslinjen, Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer samt note 4 Oppkjøp og nedsalg til konsernregnskapet.

d) Fri kontantstrøm

Fri kontantstrøm inkluderer følgende regnskapslinjer i kontantstrømoppstillingen: Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital, betalte skatter, investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler, (økning) reduksjon i andre rentebærende poster, salg av eiendeler, samt betalt utbytte.

e) 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 alternativ forståelse av driftstrender mellom periodene, og bruker denne beregningen til å bestemme variabel godtgjørelse og tildeling av

LTI-tilskudd til medlemmer av konsernledelsen. 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 betydede 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 realisert 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 gevinst 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 gevinst 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 gevinst 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 realiserte 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 derivatene 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 bokført

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 gevinst(er) 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 letekostnader og avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger.
- **Gevinst eller tap ved salg av eiendeler** er fjernet fra målingen, siden gevinsten eller tapet ikke gir noen indikasjon på framtidige resultater eller periodiske resultater. Slike gevinst(er) eller tap er knyttet til den akkumulerete verdiskapningen fra det tidspunktet eiendelen blir kjøpt og fram til den blir solgt.
- **Konserninterne urealiserte gevinst(er) 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 gevinst(er) på volumer som er solgt mellom enheter i konserten, 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 gevinst(er) 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 gevinst(er) 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 unntatt 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 skattekjøp 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.

Leadelsen vurderer at justert driftsresultat etter skatt gir en alternativ indikasjon på de skatter som er knyttet til den underliggende driften i perioden (unntatt finansieringen), og legger derfor til rette for en alternativ 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 tilleggs målinger 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 Statoils operasjoner som pågår for produksjon, framstilling og markedsføring av sine produkter, og inkluderer ikke påvirkninger av netto finansposter før og etter skatt. Statoil viser denne underliggende utviklingen i sine 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 (i millioner USD) | For regnskapsåret | |
|--|-------------------|----------------|
| | 2017 | 2016 |
| Resultat før finansposter og skattekostnad | 13.771 | 80 |
| Sum inntekter | (405) | 1.020 |
| Endringer i virkelig verdi av derivater | (197) | 738 |
| Periodisering av prissikringskontrakter for lager | (43) | 360 |
| Nedskrivning av egenkapitalkonsoliderte selskap | | 25 |
| Over-/underløft | (155) | 232 |
| Gevinst/tap ved salg av eiendeler | (10) | (333) |
| Varekostnad | (35) | (9) |
| Lagereffekter | (94) | (228) |
| Elimineringer | 59 | 219 |
| Driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader | 418 | 617 |
| Over-/underløft | 11 | (59) |
| Andre justeringer | 9 | 168 |
| Gevinst/tap ved salg av eiendeler | 382 | 86 |
| Avsetninger | 12 | 422 |
| Endring i kostnadsavsetninger | 4 | - |
| Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger | (1.055) | 1.300 |
| Nedskrivninger | 917 | 2.946 |
| Reversering av nedskrivninger | (1.972) | (1.646) |
| Letekostnader | (56) | 1.061 |
| Nedskrivninger | 435 | 1.141 |
| Reversering av nedskrivninger | (517) | (149) |
| Andre justeringer | 0 | 41 |
| Avsetninger | | 28 |
| Endring i kostnadsavsetninger | 25 | - |
| Sum justeringer | (1.133) | 3.990 |
| Justert driftsresultat | 12.638 | 4.070 |
| Skatt på justert driftsresultat | (8.110) | (4.277) |
| Justert driftsresultat etter skatt | 4.528 | (208) |

5.3 RETTSAKER

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i en rekke rettssaker globalt. Detgis ingen ytterligere oppdatering om tidligere rapportere 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

I henhold til den norske regnskapsloven, paragraf 3-3d, og lov om verdipapirhandel, paragraf 5-5a, har Statoil utarbeidet rapporten betalinger til myndigheter. 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.

Grunnlag for rapporten

I henhold til lovverket 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.

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 royaltyer. 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 føretak og det er mulig å skille mellom betalingen og andre kostnadsposter.

Produksjonsandel som avgis av lisensoperatøren til myndigheter i vertsland er også tatt med i rapporten. Disse andelene 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 kontantstrømmen fant sted (opptjeningsprinsippet). Beløpene er avrundet. Det kan forekomme avrundingsforskjeller i oversiktstabellene.

Endringer fra året før

Etter endringer i «Forskrift om land-for-land rapportering» ble det lagt inn ytterligere informasjon fra 2017, se under Informasjon på konsernnivå.

Myndighet

I denne rapporten er myndighet definert som enhver nasjonal, regional eller lokal myndighet i et land. Begrepet omfatter også ethvert departement, organ eller føretak som den aktuelle myndighet har bestemmende innflytelse over.

Prosjekt

Med et prosjekt menes 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 sammenhørende betalinger, tas med hvis de overskridet NOK 800.000 (ca. USD 100.000 med en gjennomsnittlig valutakurs for 2017) 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 2017.

Betalingsstyper oppgitt per prosjekt eller juridisk enhet av relevans for Statoil

Følgende betalingstyper 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.

- Skatter som pålegges selskapers inntekter, produksjon eller overskudd omfatter ressursskatt (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 inntektskatt, omsetningsavgift, kildeskatt, eiendomsskatt og miljøavgifter, er ikke tatt med. Negative beløp representerer skatterefusjon mottatt fra myndigheter
- 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 lagt 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 petroleummsskatteregimet. Bonuser kan også inneholde elementer av sosiale investeringer
- Myndighetenes andel av produksjonen beregnes etter at oljeproduksjonen har blitt allokerert 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.
- Egenproduksjon 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 2017:

- 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 uplasseringer til utlandet. Noen datterselskaper har ingen ansatte. Disse kjøper tjenester fra andre selskap 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
- Omsetning er avstemt mot konsernresultatregnskapet som

salgsinntekter, resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer og andre inntekter, inkludert omsetning med foretak i samme konsern

- Resultat før skattekostnad som presentert i konsernresultatregnskapet
- Skattekostnad som definert i note 9 i konsernregnskapet
- Betalte skatter, avstemt mot summen av kontant skatteinntekter som presentert i konsolidert kontantstrømoppstilling og i tillegg skatteinntekter i natura i Algerie, Libya, og Nigeria
- Akkumulert fortjeneste viser akkumulerte resultater fra selskaper i konsernet, inklusive omregningsdifferanser, andre inntekter og kostnader ført mot egenkapital, slik det er rapportert i konsernets konsolideringssystem
- Beskrivelsen av hovedaktiviteten i datterselskapet er gjort med utgangspunkt i forretningsområdet. Se seksjon 2.2 Vår virksomhet, Konsernstruktur i Strategisk rapport i årsrapporten for nærmere beskrivelse av forretningsområdene

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.

Totale betalinger økte i 2017 som følge av økte skatteinntekter og royaltyer, høyere markedspriser og økt produksjonsvolum sammenliknet mot 2016. Dette er nærmere beskrevet i seksjon 2.9 Gjennomgang av resultatene i Strategisk rapport i 20-F.

| Betalinger til myndigheter per land (i millioner USD) | Skatter | Royaltyer | Avgifter | Bonuser | Myndighetenes andel (verdi i millioner USD) | Myndighetenes andel (mmboe) | Total (verdi) 2017 |
|--|--------------|------------|------------|------------|---|-----------------------------|--------------------|
| Algerie | 121 | - | 0 | - | 114 | 3 | 236 |
| Angola | 558 | - | - | - | 1.153 | 22 | 1.710 |
| Australia | - | - | 0 | 0 | - | - | 0 |
| Aserbajdsjan | 43 | - | - | - | 621 | 11 | 664 |
| Brasil | (0) | 61 | 3 | 907 | - | - | 971 |
| Canada | (1) | 55 | 5 | - | - | (0) | 59 |
| Colombia | 0 | - | - | - | - | - | 0 |
| Iran | 5 | - | - | - | - | - | 5 |
| Irland | - | - | 0 | - | - | - | 0 |
| Libya | 27 | - | - | - | 32 | 1 | 58 |
| Mexico | - | - | 3 | - | - | - | 3 |
| Nederland | 0 | - | - | - | - | - | 0 |
| Nicaragua | - | - | 0 | - | - | - | 0 |
| Nigeria | 282 | - | 36 | - | 150 | 3 | 469 |
| Norge | 5.025 | - | 59 | - | - | - | 5.084 |
| Russland | 11 | 10 | - | - | 68 | 1 | 89 |
| Sør-Afrika | - | - | 0 | - | - | - | 0 |
| Sør-Korea | 0 | - | - | - | - | - | 0 |
| Storbritannia | (8) | - | 3 | - | - | - | (5) |
| USA | 97 | 75 | 0 | 54 | - | - | 226 |
| Venezuela | 0 | - | - | - | - | (0) | 0 |
| Total 2017 | 6.161 | 202 | 110 | 961 | 2.137 | 41 | 9.571 |
| Total 2016 | 4.607 | 125 | 122 | 16 | 1.593 | 40 | 6.463 |

Denne rapporten dekker betalinger som Statoil har gjort direkte til myndigheter, for eksempel skatter og produktionsavgifter. Betalinger som er gjort av operatøren av en olje- og/eller gasslisens på vegne av lisenspartnerne, som for eksempel områdeavgifter, er inkludert. For eiendeler der Statoil er operatør rapporteres hele betalingen som er gjort på vegne av hele lisensen (100%). Ingen betalinger vil bli rapportert i saker der Statoil ikke er operatør, med mindre operatøren er et statseid foretak, og det er mulig å skille betalingen fra andre kostnadsdekningssposter. Myndighetenes andel betalt av lisensoperatøren blir rapportert.

Landopplysninger – betalinger per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan

| Betalinger til myndigheter per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan (i millioner USD) | Betalte skatter | Royaltyer | Avgifter | Bonuser | Myndighetenes andel (verdi i millioner USD) | Myndighetenes andel (mmboe) | Total (verdi) 2017 |
|--|-----------------|-----------|----------|---------|--|-----------------------------|--------------------|
| Algerie | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil North Africa Gas AS | 55,2 | - | - | - | - | - | 55,2 |
| Statoil North Africa Oil AS | 66,2 | - | - | - | - | - | 66,2 |
| In Amenas | - | - | - | - | 75,7 | 1,8 | 75,7 |
| In Salah | - | - | - | - | 38,2 | 1,4 | 38,2 |
| Exploration Algeria | - | - | 0,3 | - | - | - | 0,3 |
| Total | 121,4 | - | 0,3 | - | 113,9 | 3,2 | 235,6 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Direction des Grandes Enterprises | - | - | 0,3 | - | - | - | 0,3 |
| Sonatrach ¹⁾ | 121,4 | - | - | - | 113,9 | 3,2 | 235,3 |
| Total | 121,4 | - | 0,3 | - | 113,9 | 3,2 | 235,6 |
| Angola | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Angola Block 15 AS | 118,8 | - | - | - | - | - | 118,8 |
| Statoil Angola Block 17 AS | 179,7 | - | - | - | - | - | 179,7 |
| Statoil Angola Block 31 AS | 93,8 | - | - | - | - | - | 93,8 |
| Statoil Dezassete AS | 139,6 | - | - | - | - | - | 139,6 |
| Statoil Quatro AS | 27,1 | - | - | - | - | - | 27,1 |
| Block 15 | - | - | - | - | 263,0 | 4,9 | 263,0 |
| Block 17 | - | - | - | - | 859,2 | 16,2 | 859,2 |
| Block 31 | - | - | - | - | 30,5 | 0,6 | 30,5 |
| Total | 559,1 | - | - | - | 1.152,7 | 21,7 | 1.711,8 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Banco Nacional de Angola ²⁾ | 557,6 | - | - | - | - | - | 557,6 |
| Sonangol EP | - | - | - | - | 1.152,7 | 21,7 | 1.152,7 |
| Stavanger kemnerkontor | 1,6 | - | - | - | | | 1,6 |
| Total | 559,1 | - | - | - | 1.152,7 | 21,7 | 1.711,8 |
| Aserbajdsjan | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Apscheron AS | 39,4 | - | - | - | - | - | 39,4 |
| Statoil Azerbaijan AS | 0,9 | - | - | - | - | - | 0,9 |
| Statoil BTC Caspian AS | 3,5 | - | - | - | - | - | 3,5 |
| ACG | - | - | - | - | 621,1 | 11,4 | 621,1 |
| Total | 43,8 | - | - | - | 621,1 | 11,4 | 664,9 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Ministry of Taxes Azerbaijan | 42,9 | - | - | - | - | - | 42,9 |
| Stavanger kemnerkontor | 1,0 | - | - | - | | | 1,0 |
| SOCAR - The State Oil Company of the Azerbaijan Republic | - | - | - | - | 621,1 | 11,4 | 621,1 |
| Total | 43,8 | - | - | - | 621,1 | 11,4 | 664,9 |
| Brasil | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Carcara | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Carcará North | - | - | - | 906,9 | - | - | 906,9 |
| Peregrino | - | 61,2 | 2,1 | - | - | - | 63,3 |
| Exploration Brazil | - | - | 0,7 | - | - | - | 0,7 |
| Total | - | 61,2 | 2,9 | 906,9 | - | - | 971,0 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ³⁾ | - | - | 2,9 | 906,9 | - | - | 909,8 |
| Ministerio da Fazenda | (0,0) | 61,2 | - | - | - | - | 61,2 |
| Total | (0,0) | 61,2 | 2,9 | 906,9 | - | - | 971,0 |

| Betalinger til myndigheter per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan (i millioner USD) | Betalte skatter | Royaltyer | Avgifter | Bonuser | Myndighetenes andel (verdi i millioner USD) | Myndighetenes andel (mmboe) | Total (verdi) 2017 |
|--|-----------------|-----------|----------|---------|--|-----------------------------|--------------------|
| Canada | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Canada Ltd. | | | | | | | |
| | (1,0) | - | - | - | - | - | (1,0) |
| Exploration Canada offshore | - | - | 3,9 | - | - | - | 3,9 |
| Hibernia | - | 39,5 | - | - | - | - | 39,5 |
| Leismer | - | 0,5 | 1,1 | - | - | - | 1,6 |
| Terra Nova | - | 15,1 | - | - | - | - | 15,1 |
| Total | (1,0) | 55,2 | 5,0 | - | - | - | 59,2 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Alberta Energy Regulator | - | - | 0,5 | - | - | - | 0,5 |
| Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petr. Board | - | - | 1,1 | - | - | - | 1,1 |
| Government of Alberta | - | - | 0,6 | - | - | - | 0,6 |
| Government of Canada | (1,0) | 29,9 | 2,9 | - | - | - | 31,8 |
| Government of Newfoundland and Labrador | - | 24,7 | - | - | - | - | 24,7 |
| Minister of Finance - PT Mineral | - | 0,5 | - | - | - | - | 0,5 |
| Total | (1,0) | 55,2 | 5,0 | - | - | - | 59,2 |
| Colombia | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Colombia B.V. | 0,1 | - | - | - | - | - | 0,1 |
| Total | 0,1 | - | - | - | - | - | 0,1 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| National Directorate of Taxes and Customs | 0,1 | - | - | - | - | - | 0,1 |
| Total | 0,1 | - | - | - | - | - | 0,1 |
| Iran | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil SP GAS AS | 4,6 | - | - | - | - | - | 4,6 |
| Statoil Iran AS | 0,1 | - | - | - | - | - | 0,1 |
| Statoil Zagros O&G AS | 0,6 | - | - | - | - | - | 0,6 |
| Total | 5,3 | - | - | - | - | - | 5,3 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Sazmane Omoore Maliatie ⁴⁾ | 5,1 | - | - | - | - | - | 5,1 |
| Stavanger kemnerkontor | 0,2 | - | - | - | - | - | 0,2 |
| Total | 5,3 | - | - | - | - | - | 5,3 |
| Irland | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Exploration 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 |
| Libya | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Murzuq AS | 26,9 | - | - | - | - | - | 26,9 |
| Murzuq | - | - | - | - | 31,6 | 0,6 | 31,6 |
| Total | 26,9 | - | - | - | 31,6 | 0,6 | 58,4 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| National Oil Corporation | - | - | - | - | - | - | - |
| Tax Department Libya ⁵⁾ | 26,9 | - | - | - | 31,6 | 0,6 | 58,4 |
| Total | 26,9 | - | - | - | 31,6 | 0,6 | 58,4 |

| Betalinger til myndigheter per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan (i millioner USD) | Betalte skatter | Royaltyer | Avgifter | Bonuser | Myndighetenes andel (verdi i millioner USD) | Myndighetenes andel (mmboe) | Total (verdi) 2017 |
|--|-----------------|-----------|----------|---------|--|-----------------------------|--------------------|
| Mexico | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil E&P Mexico SA | - | - | 2,7 | - | - | - | 2,7 |
| Total | - | - | 2,7 | - | - | - | 2,7 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Servicio de Administración Tributaria | - | - | 1,5 | - | - | - | 1,5 |
| Fondo Monetario del Petroleo | - | - | 1,2 | - | - | - | 1,2 |
| Total | - | - | 2,7 | - | - | - | 2,7 |
| Nicaragua | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Exploration Nicaragua offshore | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Total | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Ministerio de Energia y Minas | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Total | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Nigeria | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Nigeria Ltd. | 282,4 | - | - | - | - | - | 282,4 |
| Agbami | - | - | 36,3 | - | 150,4 | 2,8 | 186,7 |
| Total | 282,4 | - | 36,3 | - | 150,4 | 2,8 | 469,1 |
| Payments per government | | | | | | | |
| Central Bank of Nigeria Education Tax | - | - | 21,5 | - | - | - | 21,5 |
| Central Bank of Nigeria NESS fee | - | - | 0,5 | - | - | - | 0,5 |
| Niger Delta Development Commission | - | - | 14,2 | - | - | - | 14,2 |
| Nigerian National Petroleum Corporation ⁶⁾ | 282,4 | - | - | - | 150,4 | 2,8 | 432,8 |
| Total | 282,4 | - | 36,3 | - | 150,4 | 2,8 | 469,1 |
| Norge | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Petroleum AS | 5.022,1 | - | - | - | - | - | 5.022,1 |
| Exploration Barents Sea | - | - | 13,1 | - | - | - | 13,1 |
| Exploration Norwegian Sea | - | - | 8,5 | - | - | - | 8,5 |
| Exploration North Sea | - | - | 36,1 | - | - | - | 36,1 |
| Other | - | - | 1,2 | - | - | - | 1,2 |
| Total | 5.022,1 | - | 58,9 | - | - | - | 5.081,0 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Oljedirektoratet | - | - | 58,9 | - | - | - | 58,9 |
| Oljeskattekontoret | 5.022,1 | - | - | - | - | - | 5.022,1 |
| Total | 5.022,1 | - | 58,9 | - | - | - | 5.081,0 |
| Russland | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Sverige Kharyaga | 11,4 | - | - | - | - | - | 11,4 |
| Kharyaga | - | 10,1 | - | - | 67,8 | 1,3 | 77,9 |
| Total | 11,4 | 10,1 | - | - | 67,8 | 1,3 | 89,3 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Zarubezhneft-Production Kharyaga LL | 11,4 | 10,1 | - | - | - | - | 21,5 |
| Treasury of the Russian Federation | - | - | - | - | 67,8 | 1,3 | 67,8 |
| Total | 11,4 | 10,1 | - | - | 67,8 | 1,3 | 89,3 |
| Sør-Afrika | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Exploration South Africa | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Total | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Upstream Training Trust | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Total | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |

| Betalinger til myndigheter per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan (i millioner USD) | Betalte skatter | Royaltyer | Avgifter | Bonuser | Myndighetenes andel (verdi i millioner USD) | Myndighetenes andel (mmboe) | Total (verdi) 2017 |
|--|-----------------|-----------|----------|---------|--|-----------------------------|--------------------|
| Storbritannia | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil UK Ltd | (7,6) | - | - | - | - | - | (7,6) |
| Alfa Sentral | - | - | 0,1 | - | - | - | 0,1 |
| Bressay | - | - | 0,3 | - | - | - | 0,3 |
| Mariner | - | - | 0,8 | - | - | - | 0,8 |
| Mariner East | - | - | 0,2 | - | - | - | 0,2 |
| Exploration UK offshore | - | - | 1,5 | - | - | - | 1,5 |
| Total | (7,6) | - | 2,8 | - | - | - | (4,8) |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Department of Energy and Climate Change | - | - | 1,5 | - | - | - | 1,5 |
| Health & Safety Executive | - | - | 0,2 | - | - | - | 0,2 |
| HM Revenue & Customs | (7,6) | - | - | - | - | - | (7,6) |
| Oil and Gas Authority | - | - | 1,1 | - | - | - | 1,1 |
| Total | (7,6) | - | 2,8 | - | - | - | (4,8) |
| USA | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Bakken ⁷⁾ | 79,7 | 14,1 | 0,0 | - | - | - | 93,9 |
| Cesar-Tonga | - | 11,6 | - | - | - | - | 11,6 |
| Eagle Ford ⁷⁾ | 10,5 | 1,1 | 0,1 | - | - | - | 11,7 |
| Heidelberg | - | 7,5 | - | - | - | - | 7,5 |
| Appalachian basin ⁷⁾ | 6,5 | 0,4 | - | - | - | - | 6,9 |
| Tahiti | - | 40,7 | - | - | - | - | 40,7 |
| Exploration USA offshore | - | - | 0,3 | 53,8 | - | - | 54,1 |
| Total | 96,7 | 75,5 | 0,4 | 53,8 | - | - | 226,4 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| City of Kenedy | - | 0,2 | - | - | - | - | 0,2 |
| City of Runge | - | 0,3 | - | - | - | - | 0,3 |
| Commonwealth of Pennsylvania | - | 0,1 | - | - | - | - | 0,1 |
| Montana Dept. of Revenue | 1,8 | - | - | - | - | - | 1,8 |
| North Dakota Office of State Tax | 78,0 | - | - | - | - | - | 78,0 |
| Office of Natural Resources Revenue | - | 62,9 | 0,3 | 53,8 | - | - | 117,0 |
| Pennsylvania Game Commision | - | 0,1 | - | - | - | - | 0,1 |
| State of Montana | - | 0,1 | - | - | - | - | 0,1 |
| State of North Dakota | - | 10,8 | - | - | - | - | 10,8 |
| State of Ohio | 0,6 | - | - | - | - | - | 0,6 |
| State of West Virginia | 5,9 | - | (0,0) | - | - | - | 5,9 |
| Texas Comptroller of Public Accounts | 10,5 | - | - | - | - | - | 10,5 |
| Texas General Land Office | - | 0,5 | - | - | - | - | 0,5 |
| Other | - | 0,4 | 0,0 | - | - | - | 0,5 |
| Total | 96,7 | 75,5 | 0,4 | 53,8 | - | - | 226,4 |
| Venezuela | | | | | | | |
| Betalinger per prosjekt | | | | | | | |
| Statoil Int. Venezuela AS | 0,5 | - | - | - | - | - | 0,5 |
| Total | 0,5 | - | - | - | - | - | 0,5 |
| Betalinger per myndighet | | | | | | | |
| Tesoro Nacional | 0,5 | - | - | - | - | - | 0,5 |
| Total | 0,5 | - | - | - | - | - | 0,5 |

¹⁾ Algerie – Skattebetalinger in natura til Sonatrach for 3,6 millioner fat oljeekvivalenter med en verdi på 121,4 millioner USD.

²⁾ Angola – Skatter betalt i Angola inkluderer oppgjør etter en rettstvist med det angolanske finansdepartementet. For mer informasjon henvises det til 23 Andre forpliktelsjer, betingede forpliktelsjer og betingede eiendeler til Statoils årsregnskap.

³⁾ Brasil – Statoil betalte 906,9 millioner USD i signaturbonuser i forbindelse med Carcará North-blokken i Santos-bassenget som operatør på vegne av alle partene. Statoils andel er på 350 millioner USD.

⁴⁾ Iran – National Iranian Oil Company (NIOC) betalte, på vegne av Statoil, en skatteforpliktelse fra året før på 5,13 millioner USD i tilsvarende iranske rial, til de lokale skattemyndighetene. Beløpet ble motregnet mot gjenvinnbare kostnader fra NIOC til Statoil.

⁵⁾ Libya – Skattebetalinger in natura til skattemyndighetene i Libya for 0,5 millioner fat oljeekvivalenter med en verdi på 26,9 millioner USD.

⁶⁾ Nigeria – Skattebetalinger in natura til Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) for 4,4 millioner fat oljeekvivalenter med en verdi på 282,4 millioner USD.

⁷⁾ USA – Bakken eies av Statoil Oil & Gas LP. Eagle Ford eies av Statoil Texas Onshore Properties LLC. Appalachian-bassenget eies av Statoil USA Onshore Properties Inc.

Informasjon per land

Informasjonen om investeringer, inntekter, kostnader og produksjonsvolumer er gitt på landnivå, og er knyttet til foretakene i Statoil som deltar i utvinningsvirksomhet.

Informasjonen gis på grunnlag av data innhentet hovedsakelig med tanke på finansiell rapportering, og avstemmes mot tallene som rapporteres for lete- og produksjonssegmentene i Statoil.

| Informasjon per land for Utvikling & Produksjon | | | | |
|---|---------------|---------------|-------------------------|--------------------------|
| (i millioner USD) | Investeringer | Inntekter | Kostnader ²⁾ | Produksjonsvolum (mmboe) |
| Algerie | 135 | 621 | 57 | 23 |
| Angola | 208 | 3.439 | 419 | 72 |
| Argentina | - | - | 6 | - |
| Australia | 0 | 0 | 8 | - |
| Aserbajdsjan | 429 | 392 | 92 | 18 |
| Brasil | 988 | 564 | 389 | 15 |
| Canada | 140 | 365 | 633 | 6 |
| Colombia | - | - | 71 | - |
| Færøyene | - | 0 | 4 | - |
| Grønland | - | - | 6 | - |
| Indonesia | 0 | - | 9 | - |
| Irland | (1) | 278 | 82 | 7 |
| Iran | - | 1 | (2) | - |
| Libya | 3 | 43 | 6 | 1 |
| Mexico | - | - | 34 | - |
| Mosambik | - | - | 6 | - |
| Myanmar | - | - | 7 | - |
| Nederland | - | 0 | 12 | - |
| New Zealand | - | - | 18 | - |
| Nicaragua | - | - | 6 | - |
| Nigeria | 70 | 617 | 125 | 17 |
| Norge | 4.886 | 17.546 | 3.426 | 487 |
| Russland | 39 | 122 | 99 | 3 |
| Sør-Afrika | 15 | - | 16 | - |
| Surinam | - | - | 23 | - |
| Sverige | - | 126 | 5 | - |
| Tanzania | (0) | 0 | 46 | - |
| Tyrkia | 28 | - | 19 | - |
| Storbritannia | 563 | 45 | 106 | 1 |
| Uruguay | - | - | 11 | - |
| De forente arabiske emirater | - | 0 | 4 | - |
| USA | 2.428 | 2.788 | 1.079 | 107 |
| Venezuela | 0 | 1 | 7 | 2 |
| Total¹⁾ | 9.932 | 26.947 | 6.825 | 759 |

1) Totalbeløpene tilsvarer summen av lete- og produksjonssegmentene i Note 3 til konsernregnskapet.

2) Kostnader viser summen av driftskostnader, salgs- og administrasjonskostnader og undersøkelseskostnader justert for netto nedskrivninger i konsernregnskapet.

Informasjon på konsernnivå

Tabellen nedenfor gir en oversikt over alle datterselskaper i Statoilkonsernet etter hvor de er hjemmehørende per 31. desember 2017. Det inneholder følgende opplysninger om hvert datterselskap: antall ansatte, netto rentekostnad til andre selskap i Statoilkonsernet, en kort beskrivelse av selskapets virksomhet, omsetning, inkludert

omsetning med foretak i samme konsern, resultat før skatt, beregnet inntektskatt, betalt inntektskatt, selskapenes akkumulert fortjeneste. Summene er avstemt mot konsernregnskapet som er utarbeidet i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS).

| Informasjon på konsernnivå (i millioner USD) | Virksomhetsland | Hovedaktivitet | Antall ansatte | Netto rentekostnad | Omsetning | Resultat før skatt | Beregnet inntektskatt ¹⁾ | Betalt inntektskatt | Akkumulert fortjeneste ³⁾ |
|--|-----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------|--------------------|-------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| Belgia | | | | | | | | | |
| Statoil Coordination Center NV | Belgia | Finance | 13 | 6 | 0 | 10 | (3) | (2) | 660 |
| Statoil Energy Belgium NV | Belgia | MMP | 51 | 0 | 0 | 0 | (1) | (0) | 8 |
| Total | | | 64 | 6 | 0 | 11 | (4) | (2) | 668 |
| Brasil | | | | | | | | | |
| Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda | Brasil | DPI | 323 | (2) | 599 | (267) | 38 | 0 | (1.450) |
| Statoil do Brasil Ltda | Brasil | DPI | - | - | (0) | (9) | (0) | (0) | (927) |
| Total | | | 323 | (2) | 599 | (276) | 38 | (0) | (2.376) |
| Canada | | | | | | | | | |
| Statoil Canada Holdings Corp. | Canada | DPI | - | - | - | - | 0 | - | 1 |
| Statoil Canada Ltd. | Canada | DPI | 131 | (1) | 377 | 47 | 1 | 1 | (2.712) |
| Total | | | 131 | (1) | 377 | 47 | 1 | 1 | (2.711) |
| Britiske Jomfrøy | | | | | | | | | |
| Spinnaker (BVI) 242 LTD | Nigeria | Dormant | - | - | - | - | - | - | - |
| Spinnaker Exploration (BVI) 256 LTD | Nigeria | Dormant | - | - | - | - | - | - | - |
| Spinnaker Exploration Holdings (BVI) 256 LTD | Nigeria | Dormant | - | - | - | - | - | - | - |
| Spinnaker Holdings (BVI) 242 LTD | Nigeria | Dormant | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | - | - | - | - | - | - | - |
| Kina | | | | | | | | | |
| Statoil (Beijing) Business Consulting Service Co, Ltd. | Kina | DPI | 3 | - | 0 | 1 | (0) | (0) | 1 |
| Total | | | 3 | - | 0 | 1 | (0) | (0) | 1 |
| Danmark | | | | | | | | | |
| Statoil Danmark A/S | Danmark | MMP | - | (0) | - | (0) | - | - | 132 |
| Statoil Refining Denmark A/S | Danmark | MMP | 330 | (0) | 3.188 | 213 | 6 | (10) | 345 |
| Statoil Wind I A/S | Danmark | NES | - | - | - | - | - | - | - |
| Statoil Wind II A/S | Danmark | NES | - | - | - | - | - | - | - |
| Statoil Wind III A/S | Danmark | NES | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | 330 | (0) | 3.188 | 213 | 6 | (10) | 477 |
| Tyskland | | | | | | | | | |
| Statoil Deutschland GmbH | Tyskland | MMP | 7 | - | 1 | (1) | 11 | (7) | 141 |
| Statoil Deutschland Property GmbH | Tyskland | MMP | - | (0) | 0 | 0 | - | - | 0 |
| Statoil Deutschland Storage GmbH | Tyskland | MMP | 7 | (0) | 50 | 22 | (0) | - | 35 |
| Total | | | 14 | (0) | 50 | 21 | 11 | (7) | 175 |
| Indonesia | | | | | | | | | |
| PT Statoil Indonesia | Indonesia | EXP | - | - | - | (0) | (0) | - | 1 |
| Total | | | - | - | - | (0) | (0) | - | 1 |

| Informasjon på konsernnivå (i millioner USD) | Virksomhetsland | Hovedaktivitet | Antall ansatte | Netto rentekostnad | Omsetning | Resultat før skatt | Beregnet inntektskatt ¹⁾ | Betalt inntektskatt | Betalt fortjenestefordrift ²⁾ | Akkumulert fortjenestefordrift ³⁾ |
|---|-----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------|--------------------|-------------------------------------|---------------------|--|--|
| Irland | | | | | | | | | | |
| Petroleum Royalties of Ireland Ltd | Irland | DPI | 2 | (0) | 1 | 1 | (0) | (0) | (0) | 1 |
| Statoil Exploration (Ireland) Limited | Irland | DPI | - | 0 | 277 | (37) | (0) | (0) | (0) | (925) |
| Statoil Gas Hibernia Ltd | Irland | MMP | - | 0 | (2) | (0) | 0 | (0) | (0) | (1) |
| Total | | | 2 | 0 | 276 | (36) | (0) | (0) | (0) | (924) |
| Mexico | | | | | | | | | | |
| Statoil E&P Mexico, S.A. de C.V. | Mexico | EXP | - | - | - | (32) | 0 | - | (53) | |
| Total | | | - | - | - | (32) | 0 | - | (53) | |
| Nederland | | | | | | | | | | |
| Statoil Argentina B.V. | Argentina | DPI | - | 0 | - | (6) | 0 | - | (6) | |
| Statoil Algeria B.V. | Algerie | EXP | - | 0 | - | (2) | 0 | 0 | (30) | |
| Statoil Australia Theta B.V. | Australia | EXP | - | (0) | - | (9) | (0) | (0) | (168) | |
| Statoil Zeta Netherlands B.V. | Aserbajdsjan | EXP | - | - | - | (3) | (0) | - | (3) | |
| Statoil International Netherlands B.V. | Canada | DPI | - | 0 | 0 | 0 | (0) | (0) | (1.011) | |
| Statoil Colombia B.V. | Colombia | EXP | - | (0) | - | (71) | (0) | (0) | (120) | |
| Statoil Indonesia Aru Trough I B.V. | Indonesia | EXP | 19 | 0 | - | (4) | 0 | 0 | (14) | |
| Statoil India Netherlands B.V. | India | EXP | - | 0 | - | (0) | 1 | 1 | (8) | |
| Statoil Middle East Services Netherlands B.V. | Irak | DPI | - | 0 | - | (0) | 0 | 0 | (202) | |
| Statoil Mozambique A5-A B.V. | Mosambik | EXP | - | (0) | - | (5) | 0 | 0 | (6) | |
| Statoil Nicaragua Holdings B.V. | Nicaragua | EXP | - | (0) | - | (9) | 0 | 0 | (35) | |
| Redhotpoker Alfa B.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Redhotpoker Beheer B.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Redhotpoker Beta B.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Redhotpoker C.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Redhotpoker Delta B.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Redhotpoker Epsilon B.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Redhotpoker Gamma B.V. | Nederland | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Statoil Energy Netherlands B.V. | Nederland | Finance | - | 62 | - | 65 | (12) | (12) | 45 | |
| Statoil Energy Ventures Fund B.V. | Nederland | NES | - | 0 | (4) | (8) | 1 | 1 | (10) | |
| Statoil Holding Netherlands B.V. | Nederland | DPI | 8 | 2 | 146 | 78 | (7) | (7) | (984) | |
| Statoil New Zealand B.V. | New Zealand | EXP | - | (0) | - | (18) | 0 | 0 | (67) | |
| Statoil Epsilon Netherlands B.V. | Russland | EXP | - | 0 | - | (0) | (0) | - | (24) | |
| Statoil South Africa B.V. | Sør-Afrika | EXP | - | 0 | - | (16) | 0 | 0 | (41) | |
| Statoil Suriname B.V. | Surinam | EXP | - | 0 | - | (19) | 0 | 0 | (33) | |
| Statoil Suriname B59 B.V. | Surinam | EXP | - | 0 | - | (0) | (0) | (0) | (1) | |
| Statoil Suriname B60 B.V. | Surinam | EXP | - | 0 | - | (3) | (0) | - | (3) | |
| Statoil Banarli Turkey B.V. | Tyrkia | EXP | - | 0 | - | (19) | 0 | 0 | (22) | |
| Statoil Abu Dhabi B.V. | FAE | DPI | 3 | (0) | 0 | (4) | 0 | 0 | (21) | |
| Statoil Uruguay B.V. | Uruguay | EXP | - | 0 | - | (11) | 0 | 0 | (73) | |
| Statoil Sincor Netherlands B.V. | Venezuela | DPI | - | 0 | - | 9 | 5 | 5 | (304) | |
| Total | | | 30 | 64 | 142 | (54) | (13) | (13) | (3.143) | |
| Nigeria | | | | | | | | | | |
| Spinnaker Exploration 256 LTD | Nigeria | DPUSA | - | - | - | - | - | - | (13) | |
| Spinnaker Nigeria 242 LTD | Nigeria | DPUSA | - | - | - | - | - | - | (16) | |
| Statoil Nigeria Deep Water Limited | Nigeria | DPI | - | 0 | - | (0) | - | - | (35) | |
| Statoil Nigeria LTD | Nigeria | DPI | 12 | 4 | 617 | 347 | (175) | (208) | 301 | |
| Statoil Nigeria Outer Shelf Limited | Nigeria | DPI | - | (0) | - | (0) | - | - | (148) | |
| Total | | | 12 | 4 | 617 | 347 | (175) | (208) | 89 | |

| Informasjon på konsernnivå (i millioner USD) | Virksomhetsland | Hovedaktivitet | Antall ansatte | Netto rentekostnad | Omsetning | Resultat før skatt | Beregnet inntektskatt ¹⁾ | Betalt inntektskatt | Betalt fortjenestet ²⁾ | Akkumulert fortjenestet ³⁾ |
|---|-----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------|--------------------|-------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Norge | | | | | | | | | | |
| Statoil Angola AS | Angola | DPI | - | 0 | 2 | (5) | 2 | - | (7) | |
| Statoil Angola Block 15 AS | Angola | DPI | - | 3 | 883 | 679 | (67) | (119) | 463 | |
| Statoil Angola Block 15/06 Award AS | Angola | DPI | - | 0 | - | (0) | 0 | - | (139) | |
| Statoil Angola Block 17 AS | Angola | DPI | 15 | 13 | 1.235 | 722 | (161) | (180) | 2.095 | |
| Statoil Angola Block 22 AS | Angola | EXP | - | 0 | - | (2) | 0 | - | (220) | |
| Statoil Angola Block 25 AS | Angola | EXP | - | 0 | - | 0 | 0 | - | (190) | |
| Statoil Angola Block 31 AS | Angola | DPI | - | 3 | 375 | (48) | (14) | (94) | (778) | |
| Statoil Angola Block 38 AS | Angola | EXP | - | 0 | - | 15 | 6 | - | (767) | |
| Statoil Angola Block 39 AS | Angola | EXP | - | 0 | - | (6) | 1 | - | (855) | |
| Statoil Angola Block 40 AS | Angola | EXP | - | 0 | - | (0) | 0 | - | (203) | |
| Statoil Dezassete AS | Angola | DPI | - | 10 | 934 | 571 | (135) | (140) | 1.373 | |
| Statoil Quattro AS | Angola | DPI | - | 1 | 9 | 9 | (25) | (27) | (182) | |
| Statoil Trinta e Quatro AS | Angola | DPI | - | 0 | - | 1 | (0) | - | (142) | |
| Statoil Apsheron AS | Aserbajdsjan | DPI | 11 | 2 | 363 | 94 | (22) | (39) | 908 | |
| Statoil Azerbaijan AS | Aserbajdsjan | MMP | - | 1 | - | 5 | (0) | (1) | (3) | |
| Statoil BTC Caspian AS | Aserbajdsjan | DPI | - | 2 | 29 | 30 | (0) | (4) | 160 | |
| Statoil BTC Finance AS | Aserbajdsjan | DPI | - | 0 | - | 1 | (0) | (0) | 256 | |
| Statoil Shah Deniz AS | Aserbajdsjan | DPI | - | 2 | 0 | 9 | (0) | - | 0 | |
| Statoil Oil & Gas Brazil AS | Brasil | DPI | - | 1 | - | (8) | (2) | - | (358) | |
| Statoil China AS | Kina | DPI | 3 | 0 | - | (3) | 1 | (0) | (48) | |
| Statoil Algeria AS | Algerie | DPI | 27 | (0) | - | (5) | 0 | - | (103) | |
| Statoil Hassi Mouina AS | Algerie | DPI | - | 0 | 0 | (0) | 0 | - | (369) | |
| Statoil North Africa Gas AS | Algerie | DPI | - | 1 | 362 | 73 | (9) | (55) | 657 | |
| Statoil North Africa Oil AS | Algerie | DPI | - | 0 | 258 | 133 | (80) | (66) | 61 | |
| Statoil Egypt AS | Egypt | EXP | - | 0 | - | 0 | (0) | - | (40) | |
| Statoil Egypt El Dabaa Offshore AS | Egypt | EXP | - | 0 | - | 0 | 0 | - | (281) | |
| Statoil Færøyene AS | Færøyene | EXP | - | 0 | 0 | (4) | (0) | - | (118) | |
| Statoil Global New Ventures AS | Ghana | EXP | - | 0 | - | 1 | (0) | - | 0 | |
| Statoil Greenland AS | Grønland | EXP | - | 0 | - | (6) | 0 | - | (69) | |
| Statoil Indonesia Aru AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | (2) | 0 | (0) | (8) | |
| Statoil Indonesia AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | (0) | (0) | - | (83) | |
| Statoil Indonesia Halmahera II AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | 0 | 0 | - | (52) | |
| Statoil Indonesia Karama AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | 1 | 0 | - | (49) | |
| Statoil Indonesia North Canal AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | 0 | 0 | - | 2 | |
| Statoil Indonesia North Makassar Strait AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | (0) | 0 | - | (41) | |
| Statoil Indonesia Obi AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | 0 | 0 | - | (2) | |
| Statoil Indonesia West Papua IV AS | Indonesia | EXP | - | 0 | - | (3) | 0 | - | (14) | |
| Statoil Gas Marketing Europe AS | Irland | MMP | - | (0) | 0 | (0) | (0) | - | 0 | |
| Statoil Iran AS | Iran | DPI | - | 0 | - | 3 | (0) | (0) | (8) | |
| Statoil SP Gas AS | Iran | DPI | - | 0 | 1 | 3 | 6 | (0) | (22) | |
| Statoil Zagros Oil and Gas AS | Iran | EXP | - | 0 | 0 | (0) | 1 | (1) | (61) | |
| Statoil North Caspian AS | Kasakhstan | EXP | 1 | 0 | - | (0) | 0 | - | (42) | |
| Statoil Cyrenaica AS | Libya | EXP | - | 0 | - | (0) | 0 | - | (25) | |
| Statoil Kufra AS | Libya | EXP | - | 0 | - | (0) | 0 | - | (26) | |
| Statoil Libya AS | Libya | DPI | 3 | (0) | - | (1) | (0) | - | (31) | |
| Statoil Mabruk AS | Libya | DPI | - | 0 | - | (3) | 0 | - | (74) | |
| Statoil Murzuq Area 146 AS | Libya | DPI | - | 0 | - | 0 | 0 | - | (41) | |
| Statoil Murzuq AS | Libya | DPI | - | 0 | 43 | 26 | (22) | (27) | 45 | |
| Statoil Mexico AS | Mexico | EXP | 5 | (0) | - | (3) | 1 | - | (33) | |

| Informasjon på konsernnivå (i millioner USD) | Virksomhetsland | Hovedaktivitet | Antall ansatte | Netto rentekostnad | Omsetning | Resultat før skatt | Beregnet inntektskatt ¹⁾ | Betalt inntektskatt | Akkumulert fortjeneste ³⁾ |
|---|-----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------|--------------------|-------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| Statoil Oil & Gas Mozambique AS | Mosambik | EXP | - | 0 | - | (2) | 0 | - | (120) |
| Statoil Nigeria AS | Nigeria | DPI | - | 1 | - | 4 | 1 | - | (73) |
| Hywind AS | Norge | NES | - | 0 | - | (0) | 0 | - | (3) |
| Mongstad Terminal DA | Norge | MMP | - | 0 | 49 | 16 | 0 | - | 14 |
| Octio AS | Norge | TPD | - | 0 | 4 | 0 | (0) | - | (12) |
| Statholding AS | Norge | DPI | - | 4 | - | 29 | (1) | - | 0 |
| Statoil ASA | Norge | Parent | 17.618 | 655 | 40.011 | 1.134 | (229) | (24) | 25.831 |
| Statoil Forsikring as | Norge | Insurance | - | - | - | 239 | 13 | (1) | 2.075 |
| Statoil GTL AS | Norge | TPD | - | 0 | - | 0 | 0 | - | 3 |
| Statoil International Well Response Company AS | Norge | TPD | - | 0 | - | 2 | 0 | - | (8) |
| Statoil Kapitalforvaltning ASA | Norge | DPI | 14 | - | 12 | 8 | (2) | - | 10 |
| Statoil Kazakstan AS | Norge | DPI | - | 0 | - | (2) | 0 | - | 10 |
| Statoil Metanol ANS | Norge | MMP | - | 0 | 86 | 12 | - | - | 24 |
| Statoil Middle East Operations AS | Norge | DPI | - | 0 | - | 0 | (0) | - | (20) |
| Statoil New Energy AS | Norge | NES | - | (0) | - | (0) | 0 | - | (147) |
| Statoil Petroleum AS | Norge | DPN | - | (399) | 20.579 | 11.018 | (8.094) | (5.065) | 22.139 |
| Statoil Refining Norway AS | Norge | MMP | - | 1 | 593 | 200 | (40) | - | 347 |
| Statoil Technology Invest AS | Norge | TPD | - | 0 | 3 | (5) | 1 | - | (47) |
| Statoil Venture AS | Norge | TPD | - | 0 | - | (0) | (0) | - | (76) |
| Svanholmen 8 AS | Norge | Admin | - | 0 | - | 4 | (1) | - | (0) |
| Wind Power AS | Norge | NES | - | 0 | - | (0) | (0) | - | (0) |
| K/S Rafinor A/S | Norge | MMP | - | 0 | - | 2 | - | - | 24 |
| Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA | Norge | MMP | - | - | 27 | 2 | - | - | 10 |
| Rafinor AS | Norge | MMP | - | (0) | 0 | 0 | (0) | - | 0 |
| Gravitude AS | Norge | TPD | - | 0 | (1) | (4) | 1 | - | (1) |
| Statoil LNG Ship Holding AS | Norge | MMP | - | - | - | - | - | - | - |
| Statoil Orinoco AS | Venezuela | DPI | - | 0 | - | 0 | 0 | - | (6) |
| Statoil Global New Ventures 2 AS | Russland | EXP | - | - | - | (12) | (0) | - | (19) |
| Statoil Kharyaga AS | Russland | DPI | - | 0 | - | (1) | 1 | - | (1) |
| Statoil Russia AS | Russland | DPI | 53 | (0) | 9 | (26) | 0 | - | (47) |
| Statoil Russia Services AS | Russland | DPI | - | 0 | 1 | (0) | 0 | - | (1) |
| Statoil Russland AS | Russland | DPI | - | 0 | - | (0) | (0) | - | 1 |
| Statoil Tanzania AS | Tanzania | DPI | 21 | 0 | 0 | (47) | 0 | - | (456) |
| Statoil E&P Americas AS | USA | DPUSA | - | 1 | - | 1 | (0) | - | 19 |
| Statoil Norsk LNG AS | USA | MMP | - | 1 | - | 6 | (0) | (13) | 0 |
| Statoil International Venezuela AS | Venezuela | DPI | - | 0 | 1 | 1 | (1) | (0) | (88) |
| Statoil Latin America AS | Venezuela | DPI | - | 0 | - | 3 | (0) | - | 4 |
| Statoil Sincor AS | Venezuela | DPI | - | 0 | - | 3 | (0) | - | 41 |
| Statoil Venezuela AS | Venezuela | DPI | 22 | 0 | - | (1) | 0 | - | (603) |
| Total | | | 17.793 | 305 | 65.870 | 14.862 | (8.870) | (5.855) | 49.362 |
| Singapore | | | | | | | | | |
| Statoil Myanmar Private Limited | Myanmar | EXP | - | 0 | - | (7) | 0 | - | (21) |
| Statoil Asia Pacific PTE Ltd | Singapore | MMP | 29 | 0 | 0 | 1 | (0) | (0) | (5) |
| Total | | | 29 | 0 | 0 | (5) | (0) | (0) | (26) |
| Sør-Korea | | | | | | | | | |
| Statoil South Korea Co., Ltd | Sør-Korea | TPD | - | - | 2 | 0 | (0) | (0) | 0 |
| Total | | | - | - | 2 | 0 | (0) | (0) | 0 |

| Informasjon på konsernnivå (i millioner USD) | Virksomhetsland | Hovedaktivitet | Antall ansatte | Netto rentekostnad | Omsetning | Resultat før skatt | Beregnet inntektskatt ¹⁾ | Betalt inntektskatt | Betalt fortjenestefordrift | Akkumulert fortjenestefordrift ²⁾ |
|---|-----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------|--------------------|-------------------------------------|---------------------|----------------------------|--|
| Sverige | | | | | | | | | | |
| Statoil Sverige Kharyaga AB | Russland | DPI | - | (1) | 111 | 41 | (15) | (11) | 123 | |
| Statoil OTS AB | Sverige | MMP | - | (5) | 1.290 | 74 | 0 | - | 18 | |
| Total | | | - | (6) | 1.401 | 116 | (15) | (11) | 142 | |
| Sveits | | | | | | | | | | |
| Statoil Orient AG | Sveits | DPI | - | 1 | - | 1 | - | - | (4) | |
| Statoil Holding Switzerland AG | Sveits | DPI | - | - | - | (0) | - | - | 0 | |
| Total | | | - | 1 | - | 1 | - | - | (4) | |
| Storbritannia | | | | | | | | | | |
| Doggerbank Project 1A Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 1B Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 1C Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 2A Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 2B Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 2C Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 4A Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 4B Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 4C Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 5A Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 5B Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 6A Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Doggerbank Project 6B Statoil Limited | Storbritannia | NES | - | - | - | - | - | - | - | |
| Dudgeon Holdings Limited | Storbritannia | NES | - | - | 23 | 23 | - | - | 102 | |
| Statoil (U.K.) Limited | Storbritannia | GSB | 334 | (26) | 62 | (7) | 160 | 11 | 321 | |
| Statoil Gas Trading Limited | Storbritannia | MMP | - | (1) | 0 | 0 | (0) | (0) | (93) | |
| Statoil Global Employment Limited | Storbritannia | Admin | - | 0 | (0) | (0) | - | - | 0 | |
| Statoil Production (UK) Limited | Storbritannia | DPI | 142 | (0) | - | (1) | (0) | (1) | (2) | |
| Statoil UK Properties Limited | Storbritannia | DPI | - | 0 | - | (0) | - | - | (50) | |
| Statoil Wind Limited | Storbritannia | NES | - | 0 | 19 | 19 | (4) | (0) | 15 | |
| Total | | | 476 | (27) | 103 | 33 | 156 | 10 | 293 | |
| USA | | | | | | | | | | |
| Statoil South Riding Point, LLC | Bahamas | MMP | 54 | (0) | 40 | 2 | - | - | (263) | |
| North America Properties LLC | USA | DPUSA | - | 0 | - | (4) | - | - | (6) | |
| Onshore Holdings LLC | USA | DPUSA | - | 0 | - | (0) | - | - | (149) | |
| Spinnaker FR Spar Co, LLC | USA | DPUSA | - | (0) | - | (0) | - | - | (4) | |
| Statoil E&P Americas Investment LLC | USA | DPUSA | - | - | - | - | - | - | (0) | |
| Statoil E&P Americas LP | USA | DPUSA | - | 0 | - | 0 | 0 | - | 16 | |
| Statoil Energy Trading Inc. | USA | MMP | - | 0 | - | 0 | - | - | 1 | |
| Statoil Exploration Company | USA | DPUSA | - | 0 | - | 0 | - | - | (50) | |
| Statoil Gulf of Mexico Inc. | USA | DPUSA | - | 0 | - | 0 | - | - | (11) | |
| Statoil Gulf of Mexico LLC | USA | DPUSA | - | 2 | 1.100 | (1) | - | - | (5.914) | |
| Statoil Gulf of Mexico Response Company LLC | USA | DPUSA | - | (0) | - | (12) | - | - | (30) | |
| Statoil Gulf Properties Inc. | USA | DPUSA | - | (0) | - | 1 | - | - | (225) | |
| Statoil Gulf Services LLC | USA | DPUSA | 858 | (17) | (0) | (11) | 0 | - | (870) | |
| Statoil Marketing & Trading (US) Inc. | USA | MMP | - | (3) | 9.861 | (28) | (1) | - | (352) | |
| Statoil Natural Gas LLC | USA | MMP | - | 3 | 1.556 | 173 | (0) | - | 0 | |

| Informasjon på konsernnivå (i millioner USD) | Virksomhetsland | Hovedaktivitet | Antall ansatte | Netto rentekostnad | Omsetning | Resultat før skatt | Beregnet inntektskatt ¹⁾ | Inntektskatt | Betalt fortsett | Akkumulert fortjeneste ³⁾ |
|---|-----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------|--------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------|--------------------------------------|
| Statoil Oil & Gas LP | USA | DPUSA | - | 2 | 658 | 1.235 | - | - | - | (4.050) |
| Statoil Oil & Gas Services Inc. | USA | DPUSA | - | (0) | - | (0) | - | - | - | (0) |
| Statoil Pipelines LLC | USA | MMP | - | 0 | 278 | (79) | - | - | - | 345 |
| Statoil Projects Inc. | USA | DPUSA | - | 0 | - | 0 | - | - | - | 4 |
| Statoil Shipping, Inc. | USA | MMP | - | 1 | 161 | (9) | - | - | - | 169 |
| Statoil Texas Onshore Properties LLC | USA | DPUSA | - | (2) | 241 | (969) | - | - | - | (2.451) |
| Statoil US Holdings Inc. | USA | DPUSA | 126 | (327) | - | (325) | 1 | (1) | (1) | (2.214) |
| Statoil USA E&P Inc. | USA | DPUSA | - | (1) | 81 | (52) | - | - | - | (1.422) |
| Statoil USA Onshore Properties Inc. | USA | DPUSA | - | (2) | 539 | (29) | - | - | - | (2.615) |
| Statoil USA Properties Inc. | USA | DPUSA | - | 0 | - | 0 | 0 | (0) | 0 | 1.112 |
| Statoil Wind US LLC | USA | NES | - | (1) | - | (7) | - | - | - | (12) |
| Total | | | 1.038 | (345) | 14.516 | (114) | 0 | (1) | (18.992) | |
| Sum før elimineringer | | | | 20.245 | (0) | 87.141 | 15.134 | (8.866) | (6.097) | 22.979 |
| Konsernelimineringer ²⁾ | | | | | | (25.955) | (1.714) | 44 | (0) | 7.770 |
| Sum etter elimineringer | | | | | | 61.187 | 13.420 | (8.822) | (6.097) | 30.748 |

- 1) Skattekostnad som definert i note 9 i konsernregnskapet
- 2) Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende gevinst og tap er eliminert i sin helhet. De relevante beløpene er inkludert i konsolideringseliminasjonslinjen. Omsetning-kolonnen: eliminering av konsernmellomværende inntekter og netting av enkelte konsernmellomværende kostnader. Resultat før skatt kolonnen: eliminering av konserninterne dividendfordeling og aksjeavskrivning samt valutagevinst på konserninterne lån. I Inntektskatt kolonnen vises skatteeffekter av visse elimineringer. Akkumulert fortjeneste kolonnen: eliminering her hovedsakelig viser valutaomregningseffekter i konsolideringsprosessen. Omregning av resultat og balanser til USD er betydelig påvirket av investeringen i datterselskap, som har NOK - funksjonell valuta. Datterselskapet inkluderer i sin tur resultat og balanser i sine investeringer i utenlandske datterselskaper, som har USD-funksjonell valuta
- 3) Akkumulert fortjeneste presentert i rapporten kan variere fra tallene i datterselskaps årsregnskap som er rapportert til det norske selskapsregisteret (Brønnøysundregistrene). Avvikene gjelder omregning av utenlandske valuta, klassifisering av konsernbidrag og forskjeller i regnskapsprinsipper.

Uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet til Statoil ASA vedrørende rapporten Betaling til myndigheter

Vi har blitt engasjert av ledelsen i Statoil ASA for å rapportere på Statoil ASA's rapport Betaling til myndigheter for året med avslutning 31. desember 2017 ("Rapporten"), i form av en uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet som basert på de handlingene vi har utført og bevisene vi har innhentet, ikke har avdekket noen forhold som tilsier at Rapporten, i det alt vesentlige, ikke er rettmessig presentert.

Statoil ASA's 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.

Styret og ledelsen er videre ansvarlig for å sikre at ledelsen og ansatte som er involvert i utarbeidelsen av Rapporten får rett opplæring, systemene blir riktig oppdatert og at enhver endring i rapporteringen omfatter alle vesentlige selskapssenheter.

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 avgjøre en uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet. Vi har foretatt våre kontroller og avgjort vår uttalelse i samsvar med internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000: Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenkle revisorkontroll av historisk finansiell informasjon. Standarden krever 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), utgitt av International Ethics Standards Board for Accountants, som er basert på grunnleggende prinsipper om integritet, objektivitet, profesjonell kompetanse og rimelig aktsomhet, konfidensialitet og profesjonell adferd.

Handlingene vi utførte er basert på vår forståelse av Rapporten som er utarbeidet av Statoil ASA og andre forhold i forbindelse med engasjementet, og vår vurdering av hvilke områder hvor det er mest sannsynlig at vesentlige feil vil kunne oppstå. Ved opparbeidelsen av vår forståelse av Rapporten og andre forhold rundt engasjementet har vi tatt hensyn til prosessen for utarbeidelsen av Rapporten for å kunne designe attestasjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for det formål å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av Statoil ASAs prosess eller den interne kontrollen rundt utarbeidelsen og presentasjonen av Rapporten.

Vårt arbeid inkluderte videre: vurdering av prinsippene benyttet i Rapporten, vurdering av kriteriene brukt av Statoil ASA i utarbeidelsen av Rapporten basert på engasjementets forhold, samt evaluering av metodene og handlingene utført for å utarbeide Rapporten. Handlingene som er utført inkluderer forespørsler, inspeksjon av dokumentasjon, analytiske handlinger, evaluering av rimeligheten av målemetoder og rapporteringsprinsipper og å avstemme Rapporten mot underliggende dokumentasjon.

Handlingene utført i et engasjement for å avgjøre en attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet avviker i art og tidspunkt, og har et mindre omfang, enn et engasjement for å avgjøre en attestasjonsuttalelse med betryggende sikkerhet. Følgelig er graden av sikkerhet som oppnås på et attestasjonsoppdrag som skal gi moderat sikkerhet betydelig lavere enn sikkerheten som ville ha vært oppnådd hvis det var blitt utført et attestasjonsoppdrag som skal gi betryggende sikkerhet.

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

Vår konklusjon er utarbeidet på grunnlag av, og er underlagt de, forholdene 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 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.

Stavanger, 14. mars 2018
KPMG AS

Ståle Christensen
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 2017.

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.

Stavanger, 14. mars 2018

I STYRET FOR STATOIL ASA



JON ERIK REINHARDSEN
LEDER



ROY FRANKLIN
NESTLEDER



BJØRN TORE GODAL



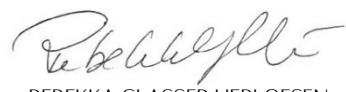
PER MARTIN LABRATEN



JEROEN VAN DER VEER



MARIA JOHANNA OUDEMAN



REBEKKA GLASSER HERLOFSEN



INGRID ELISABETH DI VALERIO



STIG LÆGREID



WENCHE AGERUP



ELDAR SÆTRE
KONSERNSJEF

Styrets og ledelsens erklæring

Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans har i dag behandlet og godkjent årsrapporten for 2017, som inkluderer styrets årsberetning, årsregnskapet for Statoil-konsernet og årsregnskapet for morselskapet Statoil ASA, per 31. desember 2017.

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 2017 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 2017, 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

Stavanger, 14. mars 2018

I STYRET FOR STATOIL ASA



JON ERIK REINHARDSEN
LEDER



ROY FRANKLIN
NESTLEDER



BJØRN TORE GODAL



PER MARTIN LABRÅTEN



JEROEN VAN DER VEER



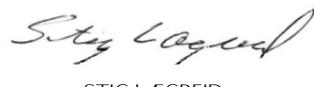
MARIA JOHANNA OUDEMAN



REBEKKA GLASSER HERLOFSEN



INGRID ELISABETH DI VALERIO



STIG LÆGREID



WENCHE AGERUP



HANS JAKOB HEGGE
KONSERNDIREKTØR



ELDAR SÆTRE
KONSERNSJEF

Innstilling fra bedriftsforsamlingen

Vedtak:

I møte 22. mars 2018 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet og årsberetningen for 2017 for Statoil ASA og Statoilkonsernet, samt styrets forslag til disponering av overskuddet.

Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap, årsberetning og disponering av overskuddet.

Oslo, 22. mars 2018



Tone Cathrine Lunde Bakker
Bedriftsforsamlingens leder

Bedriftsforsamlingen

| | | | | |
|---------------------|------------------|---------------------------|-------------------|--------------------|
| Sun Lehmann | Greger Mannsverk | Ingvald Strømmen | Siri Kalvig | Lars Olav Grøvik |
| Nils Bastiansen | Steinar Olsen | Rune Bjerke | Terje Venold | Steinar Kåre Dale |
| Jarle Roth | Kathrine Næss | Birgitte Ringstad Vartdal | Kjersti Kleven | Dag Unnar Mongstad |
| Anne K.S. Horneland | Terje Enes | Hilde Møllerstad | Per Helge Ødegård | Dag-Rune Dale |

Tone Cathrine Lunde Bakker

5.6 BEGREP OG FORKORTELSER

Interne forkortelser

- ADS - American Depository Share
- ADR - American Depository Receipt
- ACG - Azeri-Chirag-Gunashli
- 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 - Bakú-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 (borrestrengtest)
- D&W - Drilling and Well
- EØS - Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
- EFTA - Det europeiske frihandels forbund
- 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 Principles (god forretningsskikk)
- GBP - Britisk pund
- GBS - Gravity-based structure
- BNP - Brutto nasjonalprodukt
- GHG - Drivhusgass
- GSB - Global Strategy & Business Development (Global strategi & 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)
- IOGP - The International Association of Oil & Gas Producers (Den internasjonale organisasjonen av olje- og gassprodusenter)
- IOR - Improved oil recovery (økt oljeutvinning)
- LNG - Liquefied natural gas (kondensert naturgass)
- LPG - Liquefied petroleum gas (kondensert petroleumsgass)
- MMP - Markedsføring, midtstrøms & prosessering
- OED - Olje- og energidepartementet
- MW - Megawatt
- NKS - Norsk kontinentalsokkel
- NES - New Energy Solutions (nye energiløsninger)
- NIOC - National Iranian Oil Company
- NOK - Norske kroner

- NOx - 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 - FN's 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 - Reserveverstatningsrate
- 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 & boring
- TRIF - Personskadefrekvensen per million arbeidstimer
- TSP - Leverandør av tekniske tjenester
- UCKS - Britisk kontinentalsokkel
- USD - Amerikanske dollar
- WTG - Vindturbin-generatorer

Forkortelser av måleenheter, osv.

- bbl - fat
- mbbl - tusen fat
- mmbbl - million fat
- boe - fat oljeekvivalenter
- fat oe - fat oljeekvivalenter
- foe - fat oljeekvivalenter
- mboe - tusen fat oljeekvivalenter
- mmboe - million fat oljeekvivalenter
- mmcfc - 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 oljeekvivalent
- 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 kubikkfot tilsvarer 0,0283 standard kubikkmeter
- 1 standard kubikkfot 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

- Evalueeringsbrønn: 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 utvunnet fra forholdsvis nytt biologisk materiale som skiller seg fra fossile brensler, som utvinnes fra gammelt biologisk materiale
- Foe/fat oe (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, ictepane, 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 fratrekk av blant annet produksjonsavgift og vertslandets 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 boremål
- 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 petroleumslogg): 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 tørrendestillasjon 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 (salsgass), 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 annerledes 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
- Sikre 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 riggekvivalenter 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 tömming 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 uttalelsener, 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; fremtidige verdensøkonomiske trender og markedsforhold; fremtidig investering i nye energilosninger; forretningsstrategi; vekststrategi; vårt navnebytte; salgs-, handels- og markedsstrategier; forsknings- og utviklingstiltak og strategi; markedsutsikter og fremtidige økonomiske anslag og forutsetninger; konkurransesposisjon; anslått regularitet og ytelsesnivåer; forventninger knyttet til produksjonsnivåer, investeringer, leting og utvikling i forbindelse med våre siste transaksjoner og prosjekter i Brasil, på norsk sokkel, Russland, Tyrkia, Storbritannia og USA; funn på norsk sokkel og internasjonalt; vår «joint venture» med Rosneft; forventninger relatert til våre raffinerier og terminaler; vår eierandel i Gassled; gjennomføring og resultater av oppkjøp, salg og andre kontraktsmessige ordninger og leveringsforpliktelser; 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 annen vedlikeholdsaktivitet; planer for opphør og avvikling; olje- og gassproduksjonsprognoser og -rapportering; gassvolumer; vekst, forventninger og utvikling av produksjon, prosjekter, rørledninger eller ressurser; estimater knyttet til produksjons- og utviklingsnivå og datoer; operasjonelle forventninger, beregninger, tidsplaner og kostnader; lete- og utviklingsaktiviteter, -planer og -forventninger; prognosenter og forventninger til opp- og nedstrømsaktiviteter; forventninger knyttet til lisenser; forventninger knytte til leieforpliktelser; olje, gass, alternative drivstoff og energipriser og volatilitet; tilbud og etterspørsel av olje, gass, alternative drivstoff og energi; fornybar energiproduksjon, prosjekter, vårt karbonavtrykk og utslipp av karbondioksid; industriutsikter og karbonfangst og -lagring; prosesser relatert til menneskerettighetslover; organisasjonsstruktur og politikk; planlagte tiltak mot klimaendringer; teknologisk innovasjon, gjennomføring, posisjon og forventninger; fremtidig energieffektivitet; anslitte driftskostnader eller besparelser; vår evne til å skape eller forbedre verdi; fremtidige finansieringskilder; forventninger knyttet til styrets sammensetning, lønn og bruk av resultatmodifikator; 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 risikoeksposering; vårt likviditetsnivå og ledelse; estimerte eller fremtidige forpliktelser, utgifter eller ansvar; forventet effekt av valuta- og rentesvingninger; forventninger knyttet til kontraktsmessige eller økonomiske

motparter; investeringsestimater 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, tilbakekjøp av aksjer og utbytte er fremtidsrettede uttalelsene. 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; utilstrekkelig forsikring; mangel på nødvendig infrastruktur for transport når et felt befinner seg på et avsidesliggende sted, og andre transportproblemer; handlingene til konkurrenter; handlingene til feltpartnere; handlingene til den norske stat som hovedaksjonær, mislighold hos motpart; naturkatastrofer, ugunstige værforhold, klimaendringer og andre endringer i forretningsforhold; unnlatelse 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 datoene 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: 23. mars 2018

STATOIL ASA
POSTBOKS 8500
4035 STAVANGER
NORGE
TELEFON: 51 99 00 00

www.statOil.com