

2018

Årsrapport



Vårt formål

Omgjøre naturressurser til energi for mennesker og framskritt for samfunnet

Vår visjon

Forme energiframtiden

Vår strategi

Sikker drift, høy verdiskaping, lave karbonutslipp

Våre verdier

Åpen

Modig

Samarbeid

Omtensksom

Høydepunkter i 2018

Januar



Tildelt 31 nye letelisenser på norsk sokkel

Mai



Statoil ble Equinor

Februar



Kunngjorde kostnadsreduksjoner på Johan Sverdrup fase 1 på totalt 35 milliarder NOK

Juni

Gikk inn i solenergi prosjekt i Argentina

Installerte Batwind, verdens første batteri for havvind, på Hywind Scotland



Styrket posisjonen i pre-salt-områder i Brasil

Oktober

Produksjonsstart på Oseberg Vestflanken 2

November

Kjøpte andel på 9,7 % i Scatec Solar, Norge

Mars

Kjøpte andel i to havvindprosjekter i Polen

Overtok som operatør av Martin Linge-feltet og Garantiana-funnet

Juli

Kunngjorde ekspansjon i energihandel ved kjøp av Danske Commodities

August

Gikk inn i et norsk forskningssamarbeid for kunstig intelligens

Presenterte planer for å fornye norsk sokkel fram mot 2030 og videre

Johan Castberg

Byggestart på Kværners verft på Stord

Solenergianlegget Apodi i Brasil i drift



April

Kjøpte dypvannsfunnet North Platte i amerikansk del av Mexicogolfen

September

Arkona havvindpark i Tyskland leverte første strøm til nett

Mai

Kunngjorde global, lønnet foreldrepermisjon



Kunngjorde kjøp av operatørandel på 40 % i Rosebank-prosjektet på britisk sokkel

Desember

Produksjonsstart på Aasta Hansteen



Innholdsfortegnelse

Høydepunkter i 2018	2
Om rapporten	4

Introduksjon 5

Melding fra styreleder	6
Konsernsjefens forord	8
Kort om Equinor	10
Viktigste prestasjonsindikatorer	11

Strategisk rapport 13

2.1 Strategi og markedsoversikt	15
2.2 Vår virksomhet	20
2.3 Leting & Produksjon Norge	26
2.4 Leting & Produksjon Internasjonalt	33
2.5 Markedsføring, Midtstrøm & Prosessering	40
2.6 Annen virksomhet	43
2.7 Konsernforhold	47
2.8 Resultater fra drift	54
2.9 Gjennomgang av resultatene	67
2.10 Likviditet og kapitalressurser	75
2.11 Risikoanalyse	79
2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft	88
2.13 Våre medarbeidere	93

Eierstyring og selskapsledelse 97

3.1 Implementering og rapportering	100
3.2 Virksomhet	102
3.3 Egenkapital og utbytte	102
3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående	103
3.5 Fri omsettelighet	103
3.6 Generalforsamling	104
3.7 Valgkomiteen	105
3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen	106
3.9 Styrets arbeid	118
3.10 Risikostyring og internkontroll	120
3.11 Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen	122
3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen	124
3.13 Informasjon og kommunikasjon	132
3.14 Overtakelse	132
3.15 Ekstern revisor	133

Regnskap og noter 137

4.1 Konsernregnskap Equinor Tilleggsopplysninger for	139
4.2 produksjonsvirksomheten	209
4.3 for olje og gass Selskapsregnskap Equinor ASA	222

Tilleggsinformasjon 253

5.1 Aksjonærinformasjon	255
5.2 Non-GAAP måltall	262
5.3 Rettsaker	267
5.4 Rapport om betalinger til myndigheter	267
5.5 Erklæringer	284
5.6 Begrep og forkortelser	287
5.7 Utsagn om fremtiden	290

Om rapporten

Dette dokumentet utgjør Equinor ASAs årsrapport i henhold til norske opplysningskrav i relevante lover, forskrifter og standarder for regnskapsåret 2018. Årsrapporten sendes og registreres ved Regnskapsregisteret i Brønnøysund.

Denne rapporten inneholder

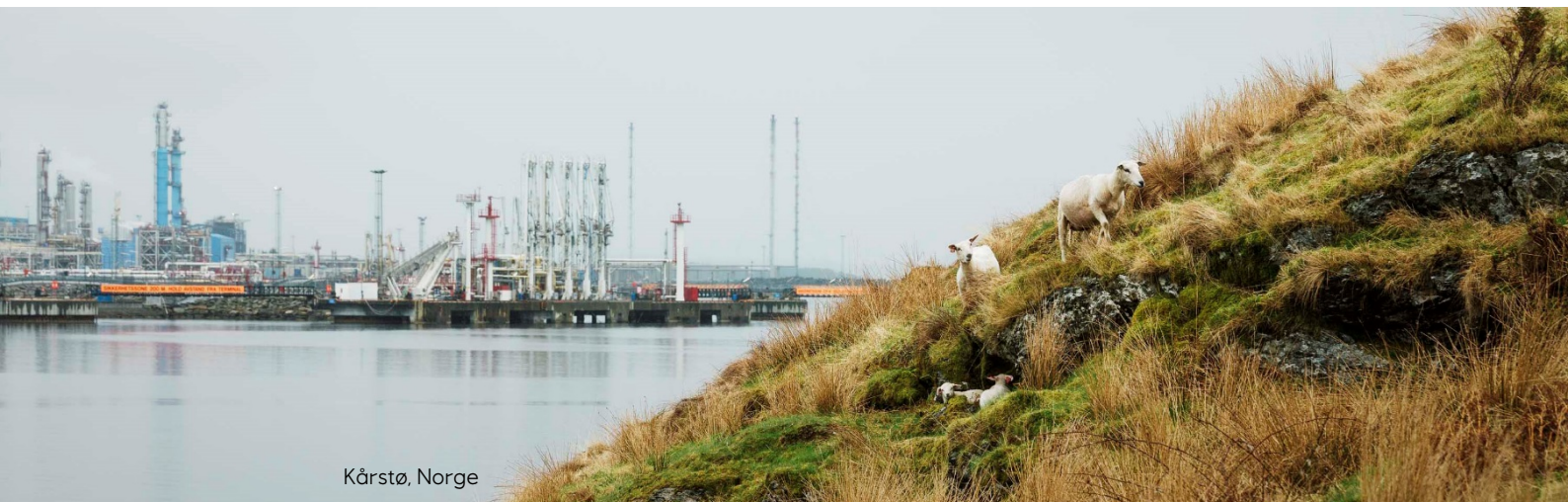
- Styrets årsberetning (sidene 3-135 og 253-285)
- Konsernregnskapet for Equinor (side 139-208)
- Selskapsregnskapet for Equinor ASA (side 222-251) i henhold til Lov om årsregnskap
- Styrets erklæring om eierstyring og selskapsledelse i samsvar med Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse utgitt av NUES (side 97-135)
- Erklæring om lederlønn for Equinors konsernledelse (side 124-132)
- Rapport om betalinger til myndigheter i samsvar med norske lover og forskrifter (side 267-283 og side 285)

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 2018, og som er vedtatt av EU.

Dette dokumentet bør leses i sammenheng med Utsagn om fremtiden på side 290.

Equinors årsrapport kan lastes ned fra Equinors nettsted på www.equinor.com/reports.

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



Kårstø, Norge



Introduksjon



Melding fra styreleder	6
Konsernsjefens forord	8
Kort om Equinor	10
Viktigste prestasjonsindikatorer	11



“ Den største omleggingen av energisystemene i moderne tid er i gang, og vi vil være en pådriver for denne utviklingen.”

Jon Erik Reinhardsen

Melding fra styreleder

Til våre investorer,

15. mars 2018 foreslo Statoils styre å endre navn til Equinor. Endringen ble godkjent av generalforsamlingen 15. mai, og fra 16. mai er selskapets navn Equinor. Begrunnelsen for det nye navnet var klar: Verden er i endring, og det samme er selskapet. Den største omleggingen av energisystemene i moderne tid er i gang, og vi vil være en pådriver for denne utviklingen. Navnet Equinor gjenspeiler selskapets strategi og utvikling mot å bli et bredt energiselskap.

Gode sikkerhetsresultater er fundamentet for vår virksomhet. Frekvensen for alvorlige hendelser er forbedret i 2018 sammenlignet med 2017. Equinor må være kjennetegnet av verdensledende sikkerhetsstandard. Styret samarbeider derfor tett med administrasjonen for å opprettholde høyt fokus på sikkerhet i hele selskapet og sikre et kontinuerlig ledelsesfokus på dette området. Gode sikkerhetsresultater må leveres på hver dag.

Operasjonelt og finansielt var 2018 et godt år for Equinor. I 2018 leverte vi en fri kontantstrøm¹ på 3,1 milliarder USD. Equinor fortsetter å levere positiv fri kontantstrøm ved en oljepris på under 50 USD per fat. Samtidig har vi styrket balansen ved å redusere gjeldsgraden¹.

Equinor fokuserer videre på å opprettholde et konkurransedyktig aksjeutbytte. For fjerde kvartal 2018 foreslo vi for generalforsamlingen at det vedtas et kvartalsutbytte på 0,26 USD per aksje, en økning på 13 %. Dette bygger på de gode forbedringene vi har oppnådd de siste årene. Den foreslåtte økningen av utbyttet er i tråd med vår utbyttepolitikk om å øke det årlige kontantutbyttet i takt med langsiktig underliggende inntjening.

Equinor har økt produksjonen og levert en rekordhøy reserveerstatningsrate i 2018. Forholdet mellom reserver og produksjon (R/P) er nå nesten ni år. Justert for årets produksjon tilførte selskapet nye ressurser. Equinor er godt posisjonert for framtidig vekst i ressursene. Selskapet kjøpte og fikk tildelt attraktive letelisenser i Norge, Storbritannia, Canada, Brasil og Mexicogolfen i fjor. Vi forventer å bruke om lag 1,7 milliarder USD på leteaktivitet i 2019.

Equinor utvikler en distinkt og konkurransedyktig portefølje. Selskapet vil utnytte sin industrielle styrke innenfor operasjonell kompetanse, en utvinningsgrad i verdensklasse, ledende prosjektleveranser, tilgang til attraktive markeder og en ledende posisjon innen digitalisering, for å utvikle langsiktige verdier på norsk sokkel, utvikle nye vekstmuligheter internasjonalt, og øke verdiskapingen innen markedsførings- og midtstrømsvirksomheten.

Å forberede Equinor på en lavkarbonframtid er en integrert del av strategien. Konkrete tiltak er gjennomført for å redusere klimagassutslipp i selskapets virksomhet, og ytterligere steg tas for å bygge opp en enda mer karboneffektiv portefølje.

Equinor fortsetter å bygge opp en betydelig posisjon innen nye energiløsninger. Selskapet modner nå fram ytterligere muligheter innen havvind i Nordsjøen, Østersjøen og utenfor østkysten av USA. Deltakelse i solenergiprojekter i Brasil og Argentina, samt kjøp av 10 % eierandel i Scatec Solar ASA, var blant milepælene i 2018. Videre gir kjøpet av Danske Commodities (et av Europas største selskaper innen energihandel) nye muligheter og gjør at vi kan ta del i en større verdikjede for kraft fra fornybare kilder.

Oljemarkedet har gradvis rebalansert seg, og prisnivået er styrket. Det har imidlertid vært betydelige markedssvingninger, og vi må være forberedt på ytterligere volatilitet i årene som kommer. Geopolitisk utvikling, OPECs politikk, amerikansk skiferolje og prisinnvirkningen av kortsiktig tradingvirksomhet er alle viktige faktorer som kan påvirke markedet. For styret er det avgjørende at Equinor er et robust selskap med tilpasningsevne, godt rustet for ulike scenarier. Styret mener selskapet er godt forberedt på å håndtere framtidige markedsforhold og har kompetansen, kapasiteten og lederskapet som kreves for å skape nye forretningsmuligheter og langsiktige verdier for våre aksjonærer.

Jeg vil takke alle ansatte 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



“ Vi har styrket konkurransekraften, forbedret prosjektporteføljen og har en klar strategi for ytterligere utvikling av selskapet. Vi har posisjonert oss for langsiktig verdiskapning for aksjonærene og for å være konkurransedyktig i en lavkarbonframtid.”

Eldar Sætre

Konsernsjefens forord

Til våre aksjonærer,

Fjoråret går inn i historiebøkene som året da vi ble Equinor etter nesten 50 år som Statoil. Navneskiftet gjenspeiler den globale energiomleggingen og utviklingen vår som et bredt energiselskap. På engelsk er Equi starten på ord som lik, likeverd, og likevekt. "Nor" signaliserer et selskap som er stolt av sitt norske opphav. Equinor er et kraftfullt uttrykk for hvem vi er, hvor vi kommer fra, og hva vi ønsker å være de neste 50 årene og videre.

Sikkerheten til våre ansatte og integriteten i våre operasjoner er vår viktigste prioritet. Vi har fortsatt å forbedre sikkerhetsresultatene, og i fjor var frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) 0,5, ned fra 0,6 i 2017. Vi skal imidlertid arbeide for å bli enda bedre. Derfor har vi satt i gang en rekke sikkerhetstiltak på alle nivåer i selskapet, med "Safety beyond 2020"-prosjektet som viktigste konserntiltak.

Vi leverte solide resultater i 2018, med et justert driftsresultat² på 18 milliarder USD før skatt og 6,7 milliarder USD etter skatt. Driftsresultatet var på 20,1 milliarder USD, og årsresultatet var 7,5 milliarder USD. Vi reduserte også gjeldsgraden fra 29 % til 22,2 %. I fjor sa vi at med en gjennomsnittlig oljepris på 70 USD (reell), skulle vi øke avkastningen på gjennomsnittlig sysselsatt kapital til om lag 10 % i 2018 og 12 % i 2020. Vi leverte 12 % allerede i 2018. Med en gjennomsnittlig Brent oljepris på 71 USD per fat, genererte vi en organisk fri kontantstrøm på 6,3 milliarder USD². Vår frie netto kontantstrøm i 2018 var 3,1 milliarder USD. Organiske investeringer var på 9,9 milliarder USD², under de opprinnelige prognosene på 11 milliarder USD. I fjor betalte vi 9 milliarder USD i skatt.

I nedgangsperioden forbedret vi prosjektporteføljen betraktelig. Vi godkjente syv nye prosjekter i 2018 som ventes å levere betydelige volumer til Equinor med en gjennomsnittlig balansepris på 14 USD. Produksjonen var den høyeste noen gang, med 2,111 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2018. Vi leverte også vår høyeste reserveerstatningsrate noensinne på 213 % og en organisk reserveerstatningsrate på 189 %, justert for salg og kjøp av eiendeler, hovedsakelig som følge av godkjenning av nye prosjekter og oppgradering i eksisterende felt. Mellom 2019 og 2025 venter vi en gjennomsnittlig årlig produksjonsvekst på om lag 3 %. Porteføljen av prosjekter som ventes å komme i produksjon innen 2025, har en balansepris på om lag 30 USD fatet, noe som indikerer en fortsatt sterk kontantgenerering og høy avkastning.

I 2018 tok vi også steg for å bli enda mer konkurransedyktig i en lavkarbonverden. Equinor-opererte prosjekter som ble godkjent i fjor, har gjennomsnittlige CO₂-utslipp på under en kg per fat (100 %-basis). Dette er mer enn 90 % lavere enn det globale gjennomsnittet. Equinor er allerede et ledende selskap når det gjelder CO₂-effektiv produksjon av olje og gass, med gjennomsnittlige utslipp på om lag 9 kg per fat. I en sammenligning som organisasjonen CDP nylig utførte, ble Equinor rangert på topp blant energiselskapene for våre forberedelser til en lavkarbonframtid. Vi ser på dette som et stadig viktigere konkurransefortrinn.

Equinor utvikler seg som et bredt energiselskap, og vi bygger gradvis opp en lønnsom portefølje innen fornybar energi. Fornybarprosjektene vi har investert i, har en kapasitet på om lag 1,3 gigawatt. Fornybar energi har åpnet nye muligheter for verdiskapning for selskapet, samtidig som den har diversifisert porteføljen og gjort den mer robust, både strategisk og finansielt.

Klimaskiftet er i gang, energimarkedene endres, og vi vet at det er behov for en omfattende omlegging av verdens energisystemer. Disse faktaene er integrert i strategiene våre.

Equinor har i dag en sterk posisjon. Vi har styrket konkurransekraften, forbedret prosjektporteføljen og har en klar strategi for videre utvikling av selskapet. Vi har posisjonert oss for langsiktig verdiskapning for aksjonærene, og for å være konkurransedyktig i en lavkarbonframtid. Resultatene bekrefter at vi er i rute med våre ambisjoner om økt avkastning, produksjonsvekst og en høy kontantstrøm i årene som kommer.

Eldar Sætre
Konsernsjef
Equinor ASA

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

Kort om Equinor

Sikker drift

SIF **0,5**
 Frekvens for alvorlige hendelser
 (per million arbeidstimer)



Høy verdiskaping

Reserve-
 erstatningsrate **213** prosent

Kontantstrøm
 fra driften **19,7** mrd USD

Økt
 kontantutbytte¹⁾ **13** prosent

Driftsresultat **20,1** mrd USD

ROACE²⁾ **12** prosent

Netto
 gjeldsgrad²⁾ **22,2** prosent

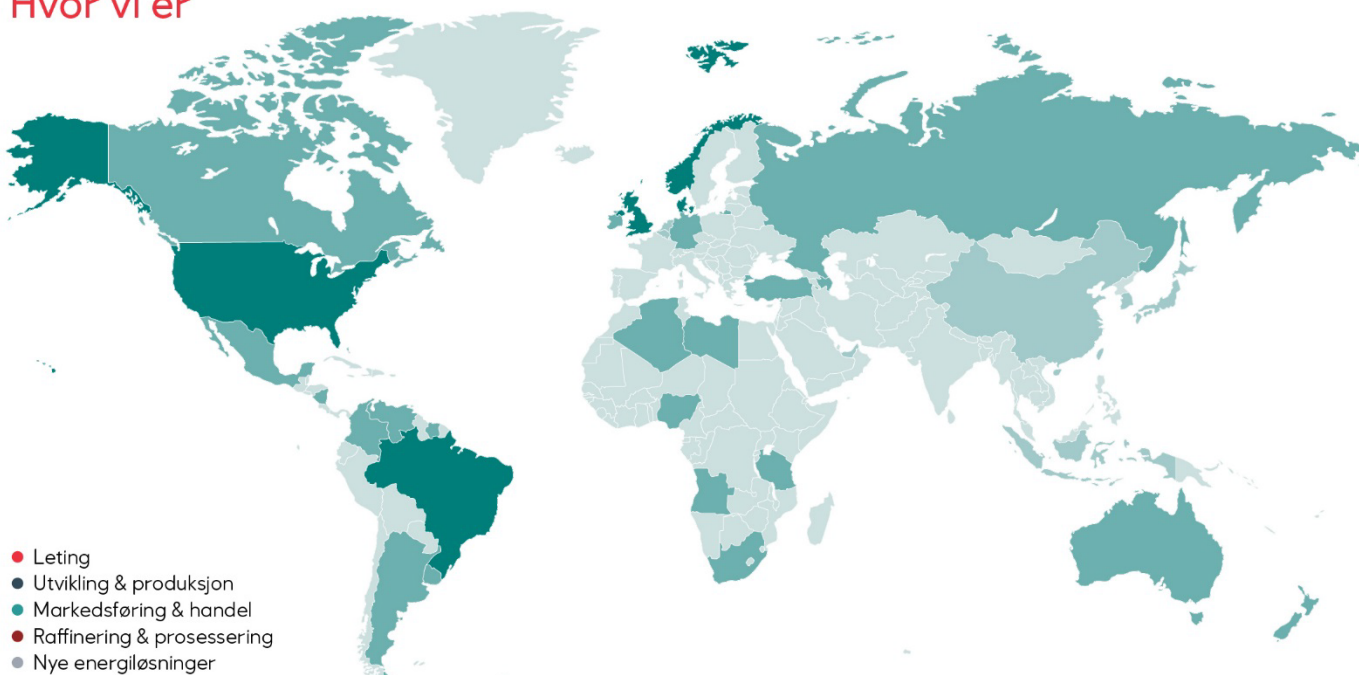
Lave karbonutslipp

CO₂-intensitet
 oppstrøms³⁾ **9** kg per foe

Metan-
 intensitet^{3) 4)} **0,03** prosent

Fornybar
 kraft-
 produksjon³⁾ **1,25** terawatt-timer

Hvor vi er



Operatør

Brasil ●●●
 Danmark ●●●
 Norge ●●●●●
 Storbritannia ●●●●●
 USA ●●●●●

Til stede 5)

Algerie ●●
 Angola ●●
 Argentina ●●●
 Australia ●●
 Aserbajdsjan ●●●
 Bahamas ●●
 Canada ●●●
 Colombia ●●
 Tyskland ●●
 Irland ●●
 Libya ●●
 Mexico ●●
 New Zealand ●●
 Nicaragua ●●
 Nigeria ●●
 Polen ●●

Representasjonskontor

Russland ●●
 Singapore ●●
 Sør-Afrika ●●
 Surinam ●●
 Tanzania ●●
 Tyrkia ●●
 Uruguay ●●
 Venezuela ●●
 Belgia
 Kina
 Indonesia
 Japan
 Nederland
 Sør-Korea
 De forente arabiske emirater

1) Forutsetter godkjenning fra generalforsamlingen.
 2) Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall.
 3) Equinor andel.
 4) Omfatter Equinors samlede utslipp fra egenopererte anlegg dividert på gass-volumer fra egenopererte felt (oppstrøms og midtstrøms).
 5) Land hvor Equinor, som operatør eller partner, har pågående og potensielle prosjekter, eiendeler og midt- og nedstrømsvirksomhet innen leting og produksjon og Nye energiløsninger.

Viktigste prestasjonsindikatorer



1) Forutsetter godkjenning fra generalforsamlingen.

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

3) Equinor andel.



Strategisk rapport



2.1	Strategi og markedsoversikt	15
2.2	Vår virksomhet	20
2.3	Leting & Produksjon Norge	26
2.4	Leting & Produksjon Internasjonalt	33
2.5	Markedsføring, Midtstrøm & Prosessing	40
2.6	Annen virksomhet	43
2.7	Konsernforhold	47
2.8	Resultater fra drift	54
2.9	Gjennomgang av resultatene	67
2.10	Likviditet og kapitalressurser	75
2.11	Risikoanalyse	79
2.12	Sikkerhet, sikring og bærekraft	88
2.13	Våre medarbeidere	93

2.1 Strategi og markedsoversikt



Gina Krog, norsk sokkel

Equinors forretningsmiljø

Markedsoversikt

Mens veksten i verdensøkonomien i 2017 stort sett lå over den historiske trenden, ble fjoråret mer beskjedent som følge av friksjoner i global handel og varierende resultater i nye markeder. Estimert økonomisk vekst for 2018 ble anslått til 3,6 % av OECD³.

USA oppnådde en betydelig vekstrate over historisk gjennomsnitt i 2018 på 2,9 % som følge av virkningene av skattereduksjoner og økt bruk av finans- og pengepolitiske virkemidler. Veksten i eurosonen var svak gjennom 2018, med en forventet vekstrate på beskjedne 1,8 %, med den tyske økonomien nær resesjon og nedgang i italiensk økonomi i fjerde kvartal 2018.

På grunn av forlenget usikkerhet rundt Brexit, realiserte Storbritannia en vekstrate (omregnet til årsbasis) på 0,8 % i fjerde kvartal 2018. BNP-anslaget for året 2018 er imidlertid nedjustert til 1,4 %.

BNP-veksten i Kina avtok fra 6,8 % i 2017 til 6,6 % som følge av redusert innenlandsk forbruk og usikkerhet knyttet til handelsspørsmål. I tråd med den globale utviklingen avtok den økonomiske veksten i Japan fra 2017 til en forventet årlig BNP-vekst på kun 0,7 % for 2018 som følge av økte energikostnader og redusert eksport.

India, derimot, forventes å levere en BNP-vekst på 7,2 % for 2018 som følge av strukturelle reformer som ble gjennomført i 2017.

³ Alle BNP tall er basert på informasjon fra OECD.

Etter presidentvalget i 2018 og jevn økonomisk vekst siden nedgangen i 2015-2016, viste Brasil positive tegn gjennom 2018. Russland, derimot, hadde en mindre gunstig utvikling på grunn av en blanding av finans- og pengepolitiske beslutninger.

Framover ser det ut til at den globale økonomiske veksten har tapt momentum som følge av utbredt usikkerhet. Handelsspenninger mellom USA og Kina, samt pengepolitikk fra viktige sentralbanker og utviklingen av fremvoksende økonomier vil ha innvirkning på verdensøkonomiens utvikling i 2019.

Oljepriser og raffineringmarginer

2018 var kjennetegnet av høy volatilitet i både råoljepriser og raffineringmarginer. Gjennomsnittsprisen for datert Brent-olje i 2018 var 71,1 USD per fat, 31 % høyere enn 54,2 USD per fat i 2017.

I begynnelsen av 2018 var oljeprisen over 66 USD per fat, den sterkeste starten av et kalenderår siden 2014. Som følge av beslutninger av land i og utenfor Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) om å videreføre kutt i oljeproduksjonen i 2018, ble lagernivåene betydelig redusert, og målet for gjennomsnittlig 5-års-benchmark ble nådd før sommeren. Til tross for raskt stigende amerikansk produksjon som følge av økt oljeprisnivå, førte ytterligere ikke-planlagt reduksjon i forsyningen fra Venezuela, Mexico og Angola til et strammere marked i første kvartal, med priser som steg jevnt til mai.

På grunn av stramme markedsforhold og forventet reduksjon av Irans forsyningsnivå som følge av amerikanske sanksjoner besluttet land i og utenfor OPEC i juni å kollektivt trappe opp produksjonen for å motvirke mulige tap og opprettholde prisene

på et markedsstabiliserende nivå. Prisene holdt seg relativt stabile på rundt 74 USD per fat gjennom hele sommeren, men allerede i september startet en ny vedvarende oljeprisoppgang på grunn av frykt for at leveransene kanskje ikke var tilstrekkelige til å motvirke nedgang i forsyningen fra Iran når sanksjonene skulle iverksettes i november. Brent nådde en topp på 86,1 USD per fat i oktober.

I november begynte markedssentimentet å skifte fra frykt for underforsyning og lav ledig kapasitet til muligheten for reduksjon i etterspørselen som følge av handelsspenningene mellom USA og Kina og høy oljepris. Dette, sammen med en uventet moderering av sanksjonene mot Iran og rekordhøy amerikansk produksjon, bidro til alvorlige bekymringer for overforsyning. Med en mulig overforsyning besluttet land i og utenfor OPEC på møtet i Wien i desember å gjeninnføre en avtale om produksjonskutt med virkning fra januar 2019. Innen utgangen av året hadde prisene falt med mer enn 40 % siden toppen i oktober, og var 50,2 dollar per fat 28. desember 2018. Det nye året startet på samme måte som 2018 – men med betydelig lavere lagernivåer.

Raffineringsmarginer

Europeiske raffineringsmarginer var svakere i 2018 enn i 2017, og volatile gjennom hele året. Etterspørselen i Europa var sterk, med en normal sesongmessig topp om sommeren. Dieselletterspørselen var den sterkeste noensinne, og bensinletterspørselen var den høyeste siden 2012. I USA var etterspørselen høyest gjennom sommermånedene, med den sterkeste raffineringsmarginen i august. Samlet sett var gjennomsnittlig bensinpris 2,72 USD per gallon i 2018, 13 % høyere enn i 2017. Mellom mai og november ble prisene påvirket negativt av lav vannstand i Rhinen som begrenset skipstrafikken inn og ut av prissentralen i Rotterdam havn. Dette begrenset også forsyningen av nafta til innenlandske petrokjemiske anlegg. Fra september kollapset marginene for bensin og nafta. Engrosprisene for bensin i USA falt med om lag 20 %. Eksportmulighetene til USA ble redusert på grunn av høye lagerbeholdninger der. Importbehovene i Asia ble redusert på grunn av høyere lokal forsyning og svak etterspørsel grunnet bekymringer for virkningene av handelskonflikten mellom USA og Kina. Marginene for diesel og fyringsolje steg imidlertid. Gjennom det meste av året ble marginene støttet av et svakt fysisk oljemarked sammenlignet med papirmarkedet på International Currency Exchange (ICE).

Gassprisene

Gasspriser – Europa

Prisene på National Balancing Point (NBP) falt i begynnelsen av 2018 i forhold til månedsgjennomsnittet på 7,8 USD per mmbtu i desember 2017. Dette skyldtes unormalt varmt vær med mye vind, og at kjernekraftverkene igjen nådde full kapasitet. I løpet av en svært kald periode i mars, økte nstedag-prisen på NBP kraftig til 15 USD per mmbtu, før den igjen sank til samme nivå som før den kalde perioden, rundt 7 USD per mmbtu. I andre og tredje kvartal var forholdet mellom tilbud og etterspørsel stramt, og det var jevn vekst i europeiske gasspriser. Gjennomsnittsprisen på NBP i september var 9,6 USD per mmbtu. Dette skyldtes en generell stigning i prisene på andre relevante elementer i energimiksen (olje, CO₂, kull og asiatiske LNG-priser), etterspørsel etter gass for lagerfylling, sterk etterspørsel fra Asia som trakk LNG ut av Europa, høyt

vedlikeholds nivå og en ekstraordinært varm sommer i Nordvest-Europa. Fjerde kvartal fortsatte med varmere vær enn normalt, noe som førte til en reduksjon i etterspørselen etter gass. Det var også flere spotlaster med LNG som kom til Europa i stedet for Asia, ettersom fraktratene var høye. I tillegg var lagernivåene komfortable, noe som også la et press nedover på prisene. Gjennomsnittsprisen i 2018 var 8,0 USD per mmbtu, sammenlignet med 5,8 USD per mmbtu i 2017.

Gasspriser – Nord-Amerika

Prisen på Henry Hub var relativt stabil gjennom hele 2018, og var 3,15 USD per mmbtu i gjennomsnitt for året, 6 % høyere enn i 2017. Produksjonen av tørrgass var rekordhøy i 2018, men lagernivået lå 17 % under femårsgjennomsnittet ved utgangen av året, ettersom sterk etterspørsel og manglende prisinsentiv la en demper på lageroppbyggingen i injeksjonssesongen. Risikoen for vintervær fortsatte å påvirke prisene og i november var prisen hele 7 USD per mmbtu, et nivå vi ikke har sett siden vinteren 2014.

Globale priser på flytende naturgass (LNG)

I desember 2017 var gjennomsnittsprisen på LNG 10,6 USD per mmbtu i Asia, mens gjennomsnittsprisen for 2017 som helhet var 7,1 USD per mmbtu. LNG-markedet var stramt i begynnelsen av 2018, med relativt høye priser grunnet sterk asiatisk etterspørsel. Etter dette falt månedsprisene gjennom hele første kvartal fram til april. Med varmt sommervær som økte etterspørselen etter gass til nedkjøling, og planlagt vedlikehold, økte prisene til 10,4 USD per mmbtu i løpet av sommeren. I september var det fortsatt høy etterspørsel etter LNG med en gjennomsnittspris på 11,5 USD per mmbtu, før oppstart av nye LNG-forsyninger, fall i råoljeprisen og en relativt mild start på vinteren i Asia igjen førte til prisnedgang i markedet. Mot slutten av året lå de asiatiske LNG-prisene under 9 USD per mmbtu, noe som er godt under gjennomsnittsprisen på 9,7 USD per mmbtu i 2018.

Equinors konsernstrategi

Equinor er et internasjonalt energiselskap som er dedikert til høy verdiskapning i en lavkarbonfremtid inspirert av visjonen om å forme energiframtiden.

// Equinor fortsetter å følge sin strategi for sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp gjennom å utvikle og maksimere verdier fra sin unike posisjon på norsk sokkel, den internasjonale olje- og gassvirksomheten, prosessering og handel og selskapets voksende fornybarvirksomhet.

Det forventes fortsatt volatilitet i energimarkedene knyttet til geopolitiske endringer, utfordringer med å erstatte olje- og gassreserver, konjunktursvingninger, strukturelle kostnadsendringer og økt driv for overgangen til et lavkarbonsamfunn. Selskapet forventer prissvingninger både oppover og nedover. Equinors strategiske respons er å skape verdi ved å bygge opp en mer robust og mangfoldig portefølje med mange muligheter, og medarbeidere som gis ansvar. For å oppnå dette, skal Equinor fortsette å konsentrere sin strategirealisering og utvikling rundt følgende områder:

- **Norsk sokkel** – transformere norsk sokkel for å skape bærekraftig verdi og lave karbonutslipp i flere tiår
- **Internasjonal olje og gass** - videreutvikle kjerneområder og modne fram nye vekstmuligheter
- **Nye energiløsninger** – skape en betydelig ny industriell posisjon
- **Midtstrøm og markedsføring** – sikre tilgang til attraktive markeder og skape økt verdi gjennom konjunktursvingninger

Equinors unike posisjon på norsk sokkel har satt selskapet i stand til å utvikle nye teknologier og skalere dem industrielt. Equinor

har i dag en rekke fortrinn som bidrar til verdiskapning (verdidrivere):

- **Operasjonell kompetanse**
- **Utvinningsgrad i verdensklasse**
- **Ledende prosjektleveranser**
- **Tilgang til attraktive markeder**
- **Ledende posisjon innen digitalisering**

Sammen styrker disse verdidriverne selskapets konkurransekraft. Internasjonalt tar Equinor i økende grad rollen som operatør, noe som gjør at selskapet kan utnytte sine industrielle fortrinn på tvers av selskapet



Melkøya i Hammerfest, Norge.

Equinor former aktivt sin framtidige portefølje basert på følgende strategiske prinsipper:

- **Kapasitet til positiv kontantstrøm** – 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 svare på nedgang i markedet og unngå å måtte gjennomføre tiltak som reduserer verdien, samt ha evne til å kunne gjøre prioriteringer
- **Skape verdier gjennom konjunktursvingninger** – sørge for mulighet og kapasitet til å opptre motsyklisk for å skape verdi gjennom konjunktursvingninger
- **Lavt karbonavtrykk som konkurransefortrinn** – opprettholde konkurransefortrinnet som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, og samtidig bygge opp en lavkarbonvirksomhet for å utnytte nye muligheter i energiomstillingen

Equinor har identifisert fire hovedområder som vil sette selskapet i stand til å realisere strategien:

- **Sikker drift:** Sikkerhet og sikring er Equinors høyeste prioritet. I 2018 iverksatte Equinor tiltak for å styrke

sikkerheten innen alle områder, inkludert kontinuerlig samarbeid med partnere og leverandører.

Konsernomfattende aktiviteter fokuserer på sikkerhet (Jeg er sikkerhet og Sikkerhet utover 2020), sikring (Veikart mot 2020 for sikring), og IT-sikring (Ny IT-strategi). I 2018 hadde Equinor sin laveste frekvens for alvorlige hendelser noensinne.

- **Teknologi og innovasjon:** Equinors teknologistrategi angir selskapets langsiktige retning for teknologiutvikling og -implementering. I 2018 fortsatte Equinor å levere på sitt digitale veikart. En viktig aktivitet er å bygge en skybasert dataplattform for å gjøre data tilgjengelig til enhver tid, over alt. Å sikre selskapet mot cybertrusler er fortsatt et satsingsområde for selskapet. I 2018 ble integrerte operasjonssentre åpnet i Austin og Bergen, samt et geo-operasjonssenter (Geo Operations Centre -GOC) i Bergen, og automatisert borekontroll (Advanced Drilling Control – ADC) brukes i økende grad for å redusere borekostnadene.
- **Gi ansvar til våre medarbeidere:** Equinor fremmer en kultur for samarbeid, innovasjon og sikkerhet basert på selskapets verdier. Equinor fortsetter å utvikle og rekruttere medarbeidere for å levere på sin ambisjon om å bygge opp en framtidrettet portefølje.

- **God dialog med omverdenen:** Equinor engasjerer seg i dialog med omverdenen for å styrke industriell legitimitet, sin samfunnskontrakt, tillit og strategisk støtte hos nøkkelinteressenter. Dette engasjementet omfatter intern og ekstern samhandling, partnerskap, og annet samarbeid med leverandører, partnere, myndigheter, interesseorganisasjoner og lokalsamfunn der Equinor har virksomhet.

Equinor opprettholder konkurransefortrinnet som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, samtidig som selskapet bygger opp en lavkarbonvirksomhet for å utnytte nye muligheter som oppstår i energiomstillingen. Selskapet mener at et lavere karbonavtrykk vil gjøre det mer konkurransedyktig i fremtiden, og klimarelaterte prinsipper er derfor en del av Equinor sin konsernstrategi og prestasjons- og risikostyring. Ytterligere informasjon om dette finnes i seksjon 2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft.

Norsk sokkel – transformere norsk sokkel for å skape bærekraftig verdi og lave karbonutslipp i flere tiår

Equinor har hatt leteaktivitet, utviklet og produsert olje og gass på norsk sokkel i over 40 år. I 2018 utgjør dette om lag 60 % av Equinors egenproduksjon med 1,288 millioner fat per dag. Equinor har som mål å styrke og forlenge sin posisjon ved å sikre tilgang til og modne fram nye muligheter til verdiskapende produksjon. Samtidig arbeider Equinor aktivt med å forbedre effektiviteten, regulariteten, karbonutslippene og levetiden til felt som allerede er i produksjon. Det forventes sterk volumvekst mot historisk høye produksjonsnivåer i 2025, noe som vil utgjøre en betydelig verdiskapning.

Equinor mener at norsk sokkel har et betydelig gjenværende potensial og bekrefter sin strategiske satsing på norsk sokkel gjennom nye utviklingsprosjekter, nye måter å arbeide på og optimalisering av eiendelene, i tillegg til fortsatt leteaktivitet, inkludert testing av nye letemodeller. Den omfattende prosjektporteføljen inneholder store feltutbygginger, levetidsforlenging, undervannsutbygginger, og CO₂-reducerende tiltak. De neste årene kommer flere store Equinor-prosjekter i produksjon, blant annet Johan Sverdrup, Martin Linge og Johan Castberg.

Mer informasjon om anlegg i produksjon og prosjekter under utvikling finnes i seksjon 2.3 E&P Norway – Leting og produksjon Norge.

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

Equinor har styrket sin internasjonale portefølje i mer enn 25 år. Internasjonal olje- og gassproduksjon utgjorde om lag 40 % av Equinors egenproduksjon med 823 tusen fat per dag i 2018, et rekordår for produksjon. I 2018 fikk Equinor tilgang til nye, attraktive letelisenser i Brasil, Canada, Storbritannia og Mexicogolfen for å styrke leteporteføljen ytterligere.

Etter hvert som Equinor videreutvikler sine internasjonale kjerneområder i Brasil og USA, vil selskapet også modne fram framtidige vekstmuligheter på tvers av en bred portefølje. Andelen av produksjonen fra egenopererte felt ventes å dobles de neste årene. Dermed kan Equinor tilføre enda mer verdi som operatør. Equinor drar veksler på mer enn 40 års erfaring fra norsk sokkel i den fremtidige utbyggingen av Bay du Nord og Rosebank. Andre store eiendeler i Equinors prosjektportefølje

omfatter blant annet Mariner, Vito, Peregrino fase 2, Carcará, BM-C-33, North Komsomolskoye, North Platte og blokk 17-satellitter i Angola.

I tillegg til å utnytte vekstmuligheter, satser Equinor på å fortsatt oppnå kostnadsforbedringer i hele sin internasjonale portefølje, redusere karbonutslipp og iverksette digitale løsninger for å maksimere verdiskapningen.

I USA fortsetter Equinor sin satsing på å forbedre og opprettholde lønnsomheten i eksisterende portefølje, redusere porteføljens balansepris til under 50 USD per fat og bidra med betydelig positiv kontantstrøm. I Brasil opprettholder og bygger Equinor opp en portefølje av eiendeler av høy verdi i alle utviklingsfaser, blant annet en sterk leteportefølje.

Mer informasjon om anlegg i produksjon og prosjekter under utvikling internasjonalt finnes i seksjon 2.4 E&P International – Leting og produksjon internasjonalt.

Nye energiløsninger – skape en betydelig ny industriell posisjon

Equinor fortsetter å utforske nye forretningsmuligheter innen havvind, solkraft, hydrogen og karbonfangst og -lagring (CCS). Equinor bygger opp en portefølje innen ny energi og venter at 15-20 % av selskapets investeringer vil rettes mot nye energiløsninger innen 2030.

Utbyggingen av havvindparken Arkona (der E.ON er operatør) går framover, og anlegget ventes å komme i full produksjon i 2019. Equinor har også kjøpt tre havvindprosjekter i tidlig fase i Polen i 2018: MFW Baltyk I, II og III. I USA fortsetter Equinor å modne fram sin vindparklisens utenfor New York (the New York Wind Energy Area), og skal gi tilbud på kontrakt for kraftleveranse både til New York og New Jersey. I 2018 kjøpte Equinor én av tre havvindlisenser som ble tilbudt utenfor Massachusetts og en minoritetsandel i Scatec Solar ASA.

Equinor er operatør for tre havvindparker i Storbritannia: Sheringham Shoal, Dudgeon og Hywind Scotland. Solenergianlegget Apodi i Brasil (der Scatec Solar er operatør) kom i kommersiell produksjon i november 2018. I 2018 fortsatte Equinor Energy Ventures sine investeringer i teknologier med høyt potensial som støtter opp under selskapets strategi om å vokse innen nye energiløsninger.

Mer informasjon om eiendeler innen nye energiløsninger som er i produksjon og prosjekter under utvikling finnes i seksjon 2.6 Andre.

Midtstrøm og markedsføring – Sikre tilgang til attraktive markeder og skape økt verdi gjennom konjunktursvingninger

Hovedmålet for forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm og prosesserings (MMP) midtstrøms- og nedstrømsvirksomhet er å prosessere og transportere selskapets olje- og gassproduksjon (inkludert Den norske stats petroleum volumer) på en konkurransedyktig måte til attraktive markeder, og sikre maksimal verdiskapning. Hovedfokuset i 2018 har vært:

- Sikker og effektiv drift
- Sikre at Equinors egenproduksjon og volumer fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) kommer effektivt til attraktive markeder

- Bygge og opprettholde robusthet gjennom verdiskapning fra asset-backed trading, posisjonering i verdikjeder og motsykliske tiltak
- Redusere karbonutslipp og -intensitet
- Fokuserer på regionale verdikjeder for rørledningsgass og forfølge selektive trading-posisjoner for LNG

I 2018 annonserte Equinor oppkjøp av Danske Commodities, og slutførte transaksjonen i begynnelsen av 2019. Dette styrker selskapets muligheter til å skape verdi gjennom eksisterende og fremtidig egenproduksjon av fornybar energi, og støtter opp under Equinors målsetting om å vokse innen nye energiløsninger. Equinor har fortsatt å ta posisjoner for å styrke sin verdiskapning fra markedsføring og trading og fokusere på å fornye sin portefølje av innleide skip.

Mer informasjon om midt- og nedstrømsvirksomhet finnes i seksjon 2.5 MMP – Markedsføring, midtstrøm og prosessering.

Framtidsutsikter

Equinors planer tar hensyn til den nåværende forretnings situasjonen, samtidig som selskapet fortsetter å investere i høykvalitetsprosjekter. Equinor fortsetter å styrke innsatsen og forplikter seg til å levere på strategien sin.

- Organiske investeringer⁴ for 2019 anslås til om lag 11 milliarder USD
- Equinor har til hensikt å fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler, og anslår at samlet aktivitetsnivå for letevirksomheten vil ligge på om lag 1,7 milliarder USD i 2019, eksklusive signaturbonuser
- Equinors ambisjon er at produksjonsenhetskostnaden fortsatt skal ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper
- Det ventes at produksjonsveksten⁵ i perioden 2019–2025 vil komme fra nye prosjekter, og gi en vekstrate (compound annual growth rate) på om lag 3 %
- Produksjonen i 2019 forventes å ligge på om lag 2018-nivå
- Planlagt vedlikeholdsaktivitet forventes å redusere kvartalsvis produksjon med rundt 15 tusen foe per dag i første kvartal 2019. Til sammen er det ventet at vedlikehold vil redusere egenproduksjonen med om lag 40 tusen foe per dag i året 2019.

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, gassavtak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i drift, driftsregularitet, aktivitetsnivået i landbasert virksomhet i USA, samt usikkerhet rundt slutføring av kunngjorte transaksjoner, utgjør de viktigste risikoelementene knyttet til prognosen. Ytterligere informasjon finnes i seksjon 5.7 Utsagn om fremtiden.

⁴ Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall

⁵ Produksjonsveiledningen gjenspeiler våre estimater av sikre reserver beregnet i henhold til det amerikanske tilsynet Securities and Exchange Commission (SEC) sine retningslinjer og ytterligere produksjon fra andre reserver som ikke er tatt med i estimatene av sikre reserver. Vekstraten er basert på historiske produksjonstall, hensyntatt porteføljustørrelser.

2.2 Vår virksomhet

Historie

// Equinor har vokst i takt med framveksten av norsk olje- og gassindustri fra slutten av 1960-tallet. I dag utvikler Equinor seg til å bli et bredt energiselskap med en betydelig og voksende fornybarvirksomhet.»

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

To år senere ble Statfjord-feltet funnet i Nordsjøen. I 1979 startet produksjonen fra feltet, og i 1981 var Equinor det første norske selskapet som fikk operatøransvaret for et felt, nemlig Gullfaks-feltet i Nordsjøen.

I løpet av 1980- og 90-årene vokste Equinor kraftig gjennom utviklingen av norsk sokkel (Statfjord, Gullfaks, Oseberg, Troll og andre felt). Equinor ble også en viktig aktør i det europeiske gassmarkedet ved å inngå store salgskontrakter for utvikling og drift av gasstransportsystemer og terminaler. I samme tid var Equinor 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 Equinor notert ved børsene i Oslo og New York, og ble et allmennaksjeselskap under navnet Statoil ASA, nå Equinor ASA, der en majoritet på 67 % av aksjene er eid av den norske stat. Equinors evne til å realisere potensialet på norsk sokkel fullt ut og vokse internasjonalt ble styrket gjennom fusjonen med Hydros olje- og gassdivisjon 1. oktober 2007.

Equinors virksomhet har vokst som følge av betydelige investeringer på norsk sokkel og internasjonalt. Equinor har levert verdens lengste flerfaserørledninger på gassfeltene Ormen Lange og Snøhvit, og den omfattende Ormen Lange-utbyggingen ble fullført i 2007. Equinor har også utvidet virksomheten til å omfatte blant annet Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Brasil, Nigeria, Storbritannia og den amerikanske delen av Mexicogulven. Den landbaserte virksomheten i USA utgjør det største bidraget til den internasjonale produksjonen, og med Peregrino-feltet er vi den største internasjonale operatøren i Brasil.

Tilgangen til råolje i form av egenvolumer og myndighets- og tredjepartsvolumer gjør også Equinor til en stor selger av råolje. Equinor er også den nest største leverandøren av naturgass til

det europeiske markedet. Prosessering, raffinering, havvind og karbonfangst og -lagring inngår også i virksomheten.

De siste årene har Equinor brukt sin ekspertise til å utforme og drive virksomheten i ulike miljøer for å styrke oppstrømsvirksomheten utenfor vårt tradisjonelle område, som er offshoreproduksjon. Dette omfatter utvikling av skiferolje- og skifergassprosjekter.

Som en del av Equinors strategi investerer selskapet nå aktivt i nye energiformer som havvind og solenergi for å utvide energiproduksjonen, øke forsyningssikkerheten og bekjempe klimaendringer.

I 2018 endret Statoil ASA navn til Equinor ASA, etter at navneendringen ble godkjent på generalforsamlingen 15. mai 2018. Det nye navnet støtter selskapets strategi og utvikling som et bredt energiselskap i tillegg til å gjenspeile Equinors utvikling og identitet som et selskap for kommende generasjoner.

// «Equinor er blant verdens største offshore-operatører, den nest største eksportøren av gass til Europa, og en voksende fornybar-aktør. Equinor er verdensledende på karbonfangst og -lagring, samt karboneffektivitet i olje- og gassproduksjonen. Samtidig som vi ønsker å møte den økende etterspørselen etter energi, anerkjenner vi behovet for minimal påvirkning på miljøet.»

Equinor har virksomhet i mer enn 30 land og har 20.525 ansatte over hele verden.

Equinors hovedkontor har adresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge, og telefonnummeret er +47 51 99 00 00.

Equinors konkurranseposisjon

De viktigste konkurransefaktorene i olje- og gassindustrien er tilbud og etterspørsel etter olje og gass, lete- og produksjonskostnader, globale produksjonsnivåer, alternative drivstoffer, og miljø- og myndighetsreguleringer. Når Equinor erverver eiendeler og lisenser for leting, utvikling og produksjon, og innen raffinering, markedsføring og handel med råolje, gass og avledede produkter, konkurrerer Equinor med andre integrerte olje- og gasselskaper.

Equinor fortsetter å søke nye forretningsmuligheter innenfor havvind, solenergi, hydrogen og karbonfangst og -lagring. Reduserte kostnader og forbedret teknologi har raskt endret landskapet. Equinor konkurrerer med andre selskaper på fornybarområdet.

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

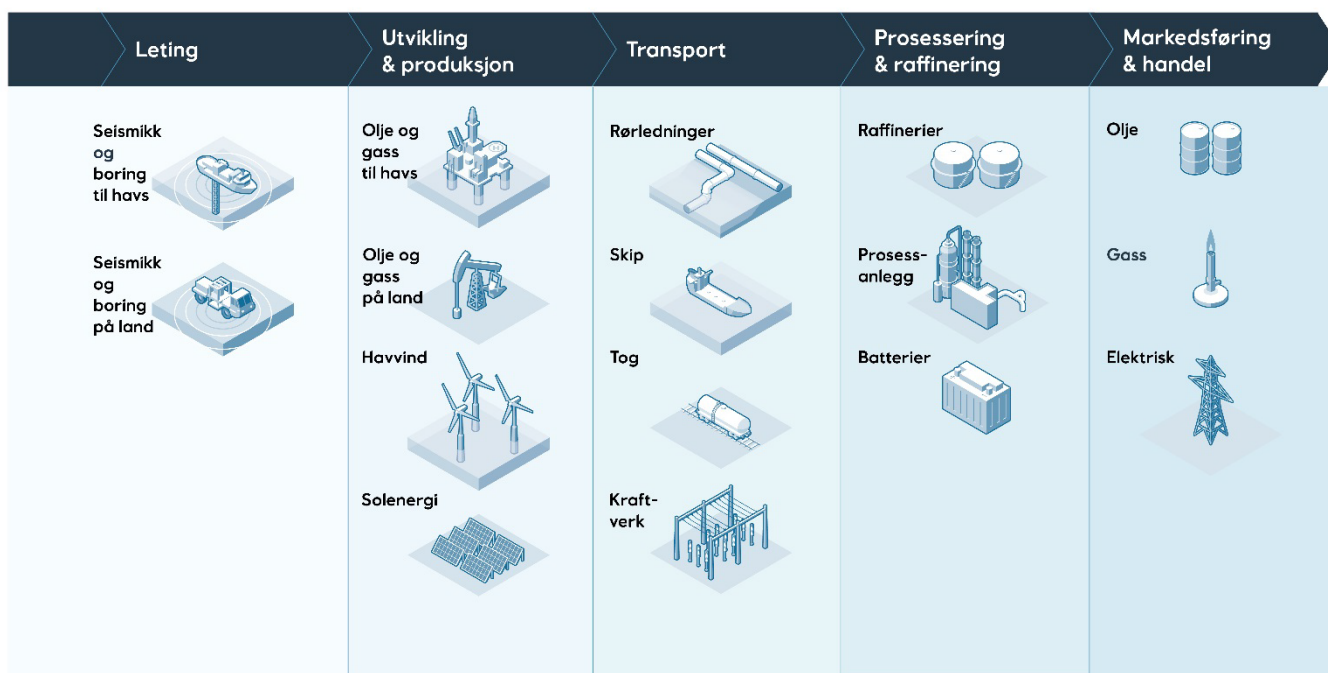
Informasjonen om Equinors konkurranseposisjon i strategisk rapport er basert på en rekke kilder, bl.a. investeringsanalytiker-rapporter, uavhengige markedsundersøkelser, og interne vurderinger av markedsandelen vår basert på offentlig

tilgjengelig informasjon om markedsaktørers finansielle resultater og prestasjoner.

Konsernstruktur

Equinor er et bredt internasjonalt energiselskap, med en verdikjede som omfatter alle faser fra leting etter hydrokarboner gjennom utvikling, produksjon til foredling, markedsføring og handel, samtidig som fornybarvirksomheten utvides. Equinor består av åtte forretningsområder, staber og støttefunksjoner.

Verdikjeden vår



Equinors virksomhet styres gjennom åtte forretningsområder: Utvikling & produksjon Norge (UPN), Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI), Utvikling & produksjon Brasil (DPB), Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP), Nye energiløsninger (NES), Teknologi, prosjekter & boring (TPD), Leting (EXP) og Global strategi & forretningsutvikling (GSB). Med virkning fra tredje kvartal 2018 er DPB et nytt forretningsområde og det tidligere Utvikling og produksjon USA (DPUSA) er en del av DPI.

Den 28. april 2018 kunngjorde Equinor endringer i forretningsområdestrukturen for å styrke selskapets evne til å levere i henhold til strategien for sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp, mens selskapet utvikler seg til å bli et bredt energiselskap. Det ble opprettet et eget forretningsområde for Brasil, som representerer et nytt kjerneområde med lovende olje- og gassbassenger på sokkelen med et betydelig ressursgrunnlag. Equinors virksomhet i USA ble integrert i DPI, ettersom virksomheten i USA har modnet de siste årene. Equinor satser på landbaserte ukonvensjonelle forretningsmuligheter over hele verden, og ser synergieffekter ved å ha de landbaserte aktivitetene i USA organisert i DPI.

Utvikling & produksjon Norge (UPN)

UPN styrer Equinors oppstrømsvirksomhet på norsk sokkel og leter etter og utvinner råolje, naturgass og NGL i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. UPN skal sørge for sikker og effektiv drift og endre norsk sokkel for å levere bærekraftige verdier i mange tiår framover. UPN former framtiden på norsk sokkel med en digital omlegging og løsninger for å oppnå et lavere karbonavtrykk og høye utvinningsrater.

Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI)

DPI styrer Equinors oppstrømsvirksomhet i alle land utenom Norge og Brasil. DPI har virksomhet på seks kontinenter og dekker leting etter og utvinning av råolje, naturgass og NGL på land og til havs, i tillegg til innføring av strenge sikkerhetsstandarder, teknologiske nyskapinger og miljøbevissthet. DPI har som mål å bygge opp en konkurransedyktig internasjonal portefølje – sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp.

Utvikling & produksjon Brasil (DPB)

DPB styrer utviklingen og produksjonen av olje- og gassressurser i Brasil, som er definert som et kjerneområde for langsiktig vekst. Equinor har en mangfoldig portefølje med

virksomhet i alle faser av utviklingen fra leting til produksjon. De fleste lisensene i Brasil er i dypvannsområder og noen av dem ligger på mer enn 2.900-meters havdyp. Equinor har hatt produksjon i Brasil siden 2011, i Campos-bassenget på Peregrino-feltet. DPB har som mål å utvikle en konkurransedyktig portefølje som skaper verdi ved økt kapasitet og økt utvinning fra modne felt, samtidig som vi reduserer utslippene og har sikkerhet som førsteprioritet.

Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP)

MMP arbeider for å maksimere verdiskapningen i Equinors globale midtstrøms- og markedsføringsvirksomhet. MMP er ansvarlig for den globale markedsføringen og handelen av råolje, petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet, samt markedsføring av den norske stats naturgass og råolje fra norsk sokkel. MMP er også ansvarlig for landanlegg, transport og utvikling av verdikjedene for å sikre leveranse fra Equinors oppstrømsproduksjon til markedet samt maksimal verdiskapning.

Teknologi, prosjekter & boring (TPD)

TPD har ansvaret for feltutvikling, brønnleveranser, teknologiutvikling og anskaffelser i Equinor. TPD leverer trygg, sikker og effektiv feltutvikling, inkludert brønnkonstruksjon, basert på prosjektgjennomføring og teknologi i verdensklasse. TPD benytter innovative teknologier, digitale løsninger og karboneffektive konsepter for å forme en konkurransedyktig portefølje som er en pådriver i omleggingen av energinæringen. Vi skaper bærekraftige verdier sammen med våre leverandører gjennom en forenklet, standardisert og formålstilpasset tilnærming.

Leting (EXP)

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

Nye energiløsninger (NES)

NES gjenspeiler Equinors langsiktige mål 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 løsninger innen fornybar energi og lavkarbonenergi. NES tar sikte på å gjøre dette ved å kombinere Equinors olje- og gasskompetanse, prosjektleveringskapasitet og evne til å integrere teknologiske løsninger.

Global strategi og forretningsutvikling (GSB)

GSB utarbeider konsernets strategi og styrer forretningsutviklingen samt fusjons- og oppkjøpsaktiviteter for Equinor. Ambisjonen til forretningsområdet GSB er å sikre nær forbindelse mellom konsernstrategi, forretningsutvikling og fusjons- og oppkjøpsaktiviteter for å aktivt fremme videreutviklingen av Equinor som selskap.

Segmentrapportering

Forretningsområdene DPI og DPB er slått sammen til rapporteringssegmentet Leting & produksjon internasjonalt (E&P International). Sammenslåingen er foretatt på grunnlag av likheter innen økonomiske karakteristika, som eiendelens langsiktighet og kapitalintensivitet samt eksponering for svingende priser på olje- og gass, produkter, tjenester og produksjonsprosesser samt kundesammensetning, distribusjonsmetoder og rammebetingelser. Rapporteringssegmentene Leting & produksjon Norge (E&P Norway) 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. Endringene i strukturen på forretningsområdene hadde ingen innvirkning på rapporteringssegmentene.

Det meste av kostnadene i forretningsområdene GBS, TPD og EXP allokteres til rapporteringssegmentene E&P International, E&P Norway og MMP. Kostnader knyttet til forretningsområdet EXP allokteres i sin helhet til de relevante rapporteringssegmentene for leting og produksjon. Kostnader knyttet til forretningsområdene TPD og GSB samt Konsernstaber og -tjenester allokteres delvis til de relevante rapporteringssegmentene for leting og produksjon samt MMP.

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

Equinor eliminerer internsalg ved fastsetting av de samlede resultatene for rapporteringssegmentene. Internsalg omfatter transaksjoner som er registrert i forbindelse med vår olje- og gassproduksjon i rapporteringssegmentene E&P Norway og E&P International, og i forbindelse med salg, transport eller raffinering av olje- og gassproduksjonen i rapporteringssegmentet MMP. Visse typer transportkostnader rapporteres både i segmentene MMP og E&P International.

Segmentet E&P Norway produserer olje og gass som selges internt til MMP-segmentet. En stor del av oljen som produseres av segmentet E&P International selges også gjennom MMP-segmentet. Resterende olje og gass fra segmentet E&P International selges direkte i markedet. For konserninterne transaksjoner har Equinor etablert en markedsbasert metode for prissetting i samsvar med kravene i gjeldende lover og forskrifter.

I 2018 var gjennomsnittlig internpris for naturgass 5,65 USD per mmbtu. Gjennomsnittlig internpris var 4,33 USD per mmbtu i 2017 og 3,42 USD i 2016. For olje solgt fra segmentet E&P Norway til MMP-segmentet er internprisen gjeldende markedsbasert pris minus en kostnadsdekningssats.

Følgende tabell viser finansiell informasjon for de fire rapporteringssegmentene, inkludert konserninterne eliminerings for hvert av årene i treårsperioden fram til 31. desember 2018.

For ytterligere informasjon, se note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet.

Presentasjon

I de følgende seksjonene av denne rapporten følger beskrivelsen av driften og den finansielle gjennomgangen presentasjonen av rapporteringssegmentene.

Etter krav fra det amerikanske tilsynet Securities and Exchange Commission (SEC) foretar Equinor sin rapportering om olje -og gassreserver og visse tilleggsopplysninger om olje og gass etter geografiske områder. Equinors geografiske områder er definert per land og kontinent og består av Norge, Eurasia utenom Norge, Afrika, USA og Amerika utenom USA.

Segmentresultater

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Leting & produksjon Norge			
Sum inntekter	22.475	17.692	13.077
Resultat før finansposter og skattekostnad	14.406	10.485	4.451
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	30.762	30.278	27.816
Leting & produksjon internasjonalt			
Sum inntekter	12.399	9.256	6.657
Resultat før finansposter og skattekostnad	3.802	1.341	(4.352)
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	38.672	36.453	36.181
Markedsføring, midtstrøm & prosessering			
Sum inntekter	75.794	59.071	44.979
Resultat før finansposter og skattekostnad	1.906	2.243	623
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	5.148	5.137	4.450
Annen virksomhet (Andre)			
Sum inntekter	280	87	39
Resultat før finansposter og skattekostnad	(79)	(239)	(423)
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	353	390	352
Eliminerings²⁾			
Sum inntekter	(31.355)	(24.919)	(18.880)
Resultat før finansposter og skattekostnad	103	(59)	(219)
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	-	-	-
Equinor konsern			
Sum inntekter	79.593	61.187	45.873
Resultat før finansposter og skattekostnad	20.137	13.771	80
Segmentets øvrige anleggsmidler ¹⁾	74.934	72.258	68.799

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

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

Den følgende tabellen viser totale salgsinntekter og andre inntekter fordelt per land:

2018 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD)	Olje	Gass	Flytende naturgass	Raffinerte produkter	Annet	Totalt salg
Norge	30.221	12.441	5.969	8.299	1.483	58.412
USA	9.113	1.575	1.198	1.790	444	14.120
Danmark	0	0	0	2.533	22	2.556
Storbritannia	653	0	0	0	124	777
Other	962	543	0	502	1.430	3.436
Sum inntekter og andre inntekter ¹⁾	40.948	14.559	7.167	13.124	3.503	79.301

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 og andre inntekter ¹⁾	29.519	11.420	5.647	11.423	2.990	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 og andre inntekter ¹⁾	24.307	9.202	4.036	8.142	305	45.993

1) Eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer

Forskning og utvikling

Equinor 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 fremtiden. Vi vektlegger løsninger som medfører lave kostnader, lave karbonutslipp og gjenbruk av standardiserte teknologier.

Vi forsker, utvikler og benytter innovative teknologier kontinuerlig for å skape muligheter og styrke verdien av Equinors eksisterende og fremtidige eiendeler. Equinors teknologiutvikling har som mål å redusere kostnader knyttet til feltutvikling, boring og drift, samt å redusere utslipp av CO₂ og andre drivhusgasser. 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 Equinor Technology Invests venture-virksomhet
- Invitasjon til åpne innovasjonskonkurranser som en del av Equinor Innovate

Ytterligere informasjon finnes i note 7 Andre kostnader til konsernregnskapet

Nøkkel tall

(i millioner USD med mindre annet er opplyst)	For regnskapsåret				
	2018	2017	2016	2015	2014
Finansiell informasjon					
Sum inntekter	79.593	61.187	45.873	59.642	99.264
Driftskostnader	(9.528)	(8.763)	(9.025)	(10.512)	(11.657)
Resultat før finansposter og skattekostnad	20.137	13.771	80	1.366	17.878
Årets resultat	7.538	4.598	(2.902)	(5.169)	3.887
Langsiktig finansiell gjeld	23.264	24.183	27.999	29.965	27.593
Netto rentebærende gjeld før justeringer	11.130	15.437	18.372	13.852	12.004
Sum eiendeler	112.508	111.100	104.530	109.742	132.702
Sum egenkapital	42.990	39.885	35.099	40.307	51.282
Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer ¹⁾	20,6%	27,9%	34,4%	25,6%	19,0%
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert ¹⁾	22,2%	29,0%	35,6%	26,8%	20,0%
ROACE ²⁾	12,0%	8,2%	(0,4%)	4,1%	8,7%
Operasjonell informasjon					
Egenproduksjon olje og gass (tusen foe/dag)	2.111	2.080	1.978	1.971	1.927
Sikre olje- og gassreserver (millioner foe)	6.175	5.367	5.013	5.060	5.359
Reserveerstatningsrate (årlig)	2,13	1,50	0,93	0,55	0,62
Reserveerstatningsrate (gjennomsnittlig over tre år)	1,53	1,00	0,70	0,81	0,97
Produksjonskostnader egenproduksjonsvolumer (USD/foe)	5,2	4,8	5,0	5,9	7,6
Gjennomsnittlig Brent oljepris (USD/fat)	71,1	54,2	43,7	52,4	98,9
Aksjeinformasjon³⁾					
Utvannet resultat per aksje (i USD)	2,27	1,40	(0,91)	(1,63)	1,21
Aksjekurs på OSE (Norge) 31. desember (i NOK)	183,75	175,20	158,40	123,70	131,20
Aksjekurs på NYSE (USA) 31. desember (i USD)	21,17	21,42	18,24	13,96	17,61
Utbetalt utbytte per aksje (i USD) ⁴⁾	0,91	0,88	0,88	0,90	1,73
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner)	3.326	3.268	3.195	3.179	3.180

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

2) Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall for avkastning for gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (ROACE).

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

4) Utbytte for tredje og fjerde kvartal 2017 og første og andre kvartal 2018 ble utbetalt i 2018. Utbetalt utbytte i 2014 inkluderer årlig relatert til 2013 og to kvartalsutbytter fra 2014 grunnet grunnet forandring fra årlig til kvartalsvise utbytter. 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 sluttkurser for NOK fra Norges Bank ved årsskiftet.

2.3

Leting & Produksjon Norge (E&P Norway)

Oversikt

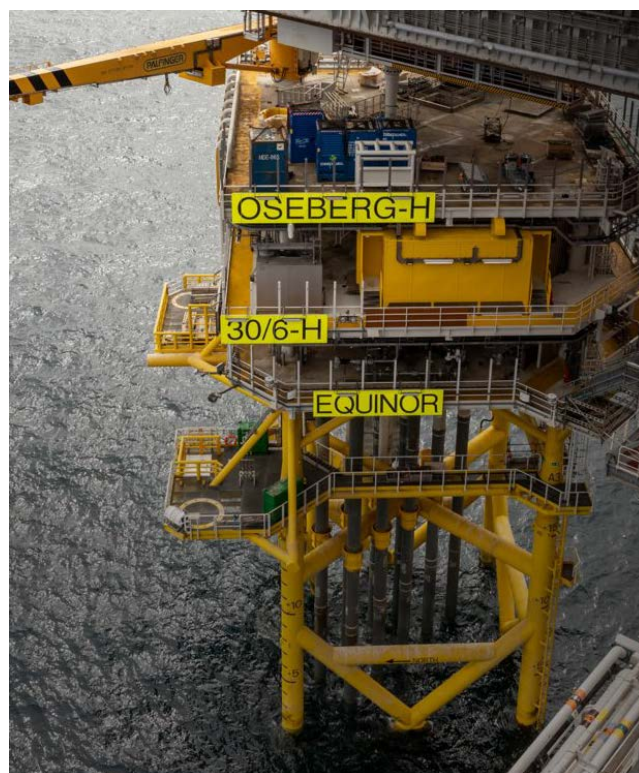
Segmentet Leting & produksjon Norge dekker leting, feltutvikling og drift på norsk sokkel, som omfatter Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. E&P Norway skal sørge for sikker og effektiv drift, samt maksimal utnyttelse av verdipotensialet på norsk sokkel.

For 2018 rapporterer Equinor produksjon på norsk sokkel fra 40 Equinor-opererte felt, 10 partner-opererte felt og egenkapitalkonsolidert produksjon fra Lundin Petroleum AB.

Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2018 og tidlig i 2019:

- Equinor ble 16. januar 2018 tildelt **31** lisenser (17 som operatør) på norsk sokkel i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2017** for modne områder.
- Equinor kjøpte Totals eierandeler i olje- og gassfeltet **Martin Linge**, med virkning fra 1. januar, og overtok operatøransvaret 19. mars.
- Undervannsutbyggingen av gass-/kondensatfunnet **Askeladd**, som ligger nær Snøhvit-feltet i Barentshavet, ble godkjent 7. mars.
- To nybygde, oppjusterbare kategori J-rigger ble satt i drift: **Askepott** begynte å bore den første brønnen på det nye feltet Oseberg Vestflanken 2 den 25. februar. Den andre riggen, **Askeladden**, kom i drift på Gullfaks-feltet 26. mars. De nye riggene gjør boreoperasjonene sikrere og mer effektive.
- I den **24. konsesjonsrunden for nye områder** ble Equinor 18. juni tildelt syv lisenser (fem som operatør) i Norskehavet og Barentshavet.
- Olje- og energidepartementet godkjente plan for utbygging og drift av oljefeltet **Johan Castberg** i Barentshavet 28. juni.
- Olje- og energidepartementet godkjente 5. juli plan for utbygging og drift av **Snorre Expansion**, som ventes å bidra til økt oljeutvinning fra Snorre-feltet og forlenge feltets levetid utover 2040.
- **Visund Nord økt oljeutvinning** startet produksjonen 2. september. Den rekordraske utbyggingen tok 21 måneder fra konseptvalg til produksjonsstart og vil gi flere oljefat fra Visund, 6 % mer enn opprinnelig anslått.
- Den nye gassbehandlingsmodulen Z på **Troll B** ble satt i drift 22. september. Det ventes at den vil øke produksjonen på Troll B med 4,7 millioner fat olje.
- Kraftforbindelsen som skal forsyne **Johan Sverdrup**-feltet med elektrisk kraft fra Kårstø gjennom en 80 kV undersjøisk kabel, ble offisielt åpnet 9. oktober.

// Den første oljen fra **Oseberg Vestflanken 2** ble produsert 14. oktober. Den nye Oseberg H-plattformen er **Norges første ubemannede plattform** og vil bli fjernstyrt fra Oseberg feltcenter



- Equinor kunngjorde 15. oktober at selskapet selger sin eierandel i to gass-/kondensatfunn i Ekofisk-området på norsk sokkel. En egenoperert andel i -feltet ble solgt til Aker BP for USD 250 millioner, og en partner-operert andel i **Tommeliten** til PGNiG for USD 220 millioner. Transaksjonene ble sluttført 28. desember.
- Equinor styrker posisjonen i Norskehavet og avtalte i en byttehandel med Faroe Petroleum 5. desember flere transaksjoner uten kontantvederlag med virkning fra 1. januar 2019. Transaksjonene øker Equinors andel i det hydrokarbonrike **Njord**-området og reduserer andelen i felt utenfor selskapets kjerneområder.

- Olje- og energidepartementet godkjente 7. desember plan for utbygging og drift av **Troll fase 3**, som ventes å øke gassutvinningen fra Troll-feltet og forlenge feltets levetid utover 2050.
- Kraftforbindelsen som skal forsyne **Martin Linge**-feltet med elektrisk kraft fra Kollsnes, ble strømsatt 12. desember. Den 163 kilometer lange 100 kV sjøkabelen er verdens lengste undersjøiske høyspentkabel for vekselstrøm.
- 14. desember fremmet Regjeringen et forslag til Stortinget med anbefaling om å godkjenne plan for utbygging og drift av andre fase av olje- og gassfeltet **Johan Sverdrup**, som er Norges største industriprosjekt. Planen ble overlevert Olje -og energidepartementet 27. august.
- Plan for utbygging og drift av **Shetland/Lista fase 2** ble overlevert Olje- og energidepartementet 15. januar 2019. Vanninjeksjon og nye horisontale brønner ventes å øke produksjonen på **Gullfaks** med 17 millioner fat olje.
- Equinor ble 15. januar 2019 tildelt **29** lisenser (13 som operatør) på norsk sokkel i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2018** for modne områder.
- To nye, landbaserte **digitale operasjonsstøttesentre** ble offisielt åpnet på Sandsli 7. januar 2019. Disse sentrene skal øke verdiskapingen, bedre sikkerheten og redusere utslippene fra Equinors installasjoner på norsk sokkel. Innen få år skal alle Equinor-opererte felt på norsk sokkel få støtte fra landbaserte operasjonsentre.
- Equinor og partnerne gjorde ni kommersielle funn på norsk sokkel i 2018.

// Den første gassen fra Aasta Hansteen-feltet i Norskehavet ble produsert 16. desember. Utbyggingen på 1.300 meters dyp er den dypeste noensinne på norsk sokkel. Gassen sendes i rør fra tre bunnrammer til den flytende plattformen, og videre gjennom rørledningen Polarled til Nyhamna prosessanlegg. Derfra eksporteres den gjennom rørledningen Langeled til Storbritannia. Undervannsutbyggingen av det tilgrensende Snefrid Nord-funnet er i gang og vil bli knyttet opp mot Aasta Hansteen-plattformen



Demonstrasjon av den digitale tvillingen av Valemon-plattformen som fjernstyres fra Bergen, Norge

Store produserende felt og felt under utbygging hvor Equinor og Equinors lisenspartnere er operatør



Felt i produksjon på norsk sokkel

Tabellen nedenfor viser gjennomsnittlig, bokført produksjon per dag fram til 31. desember for årene 2018, 2017 og 2016 for E&P Norway. Produksjonen gikk ned i 2018 på grunn av naturlig nedgang og høyere tap i forbindelse med planlagte vedlikeholdsstanser.

Gjennomsnittlig daglig bokført

Produksjonsområde	2018			For regnskapsåret 2017			2016		
	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag
Equinor-opererte felt	470	99	1.090	505	100	1.136	511	86	1.049
Partneropererte felt	79	16	181	70	17	179	70	17	177
Egenkapitalkonsolidert produksjon	16	-	16	19	-	19	8	-	8
Totalt	565	115	1.288	594	118	1.334	589	103	1.235

Tabellene nedenfor viser den bokførte produksjonen på norsk sokkel per felt der Equinor deltok i løpet av året som ble avsluttet 31. desember 2018.

Equinor-opererte felt, gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2018 tusen toe/dag
Troll Fase 1 (Gass)	Nordsjøen	30,58	1996	2030	207
Gullfaks	Nordsjøen	51,00	1986	2036	99
Åsgard	Norskehavet	34,57	1999	2030 ⁷⁾	85
Oseberg	Nordsjøen	49,30	1988	2031	76
Visund	Nordsjøen	53,20	1999	2034	76
Snøhvit	Barentshavet	36,79	2007	2035	50
Tyrihans	Norskehavet	58,84	2009	2029	49
Kvitebjørn	Nordsjøen	39,55	2004	2031	47
Grane	Nordsjøen	36,61	2003	2030	44
Sleipner Vest	Nordsjøen	58,35	1996	2028	38
Troll Fase 2 (Olje)	Nordsjøen	30,58	1995	2030	34
Snorre	Nordsjøen	33,28	1992	2040 ¹⁾	31
Statfjord Unit	Nordsjøen	44,34	1979	2026	31
Gina Krog	Nordsjøen	58,70	2017	2032	30
Gudrun	Nordsjøen	36,00	2014	2028	27
Valemon	Nordsjøen	53,78	2015	2031	23
Mikkel	Norskehavet	43,97	2003	2024	22
Fram	Nordsjøen	45,00	2003	2024	18
Kristin	Norskehavet	55,30	2005	2027-2033 ²⁾	17
Alve	Norskehavet	53,00	2009	2029 ³⁾	14
Vigdis area	Nordsjøen	41,50	1997	2040 ¹⁾	11
Heidrun	Norskehavet	13,04	1995	2024-2025	9
Morvin	Norskehavet	64,00	2010	2027	9
Urd	Norskehavet	63,95	2005	2026	7
Tordis area	Nordsjøen	41,50	1994	2040 ¹⁾	7
Sleipner Øst	Nordsjøen	59,60	1993	2028	7
Norne	Norskehavet	60,00	1997	2036 ⁷⁾	5
Gungne	Nordsjøen	62,00	1996	2028	4
Byrding	Nordsjøen	70,00	2017	2024-2035	3
Sigyn	Nordsjøen	60,00	2002	2022 ¹⁾	2
Veslefrikk	Nordsjøen	18,00	1989	2020-2031	2
Statfjord Nord	Nordsjøen	21,88	1995	2026	2
Tune	Nordsjøen	50,00	2002	2020-2032	1
Statfjord Øst	Nordsjøen	31,69	1994	2026-2040	1
Heimdal	Nordsjøen	29,44	1985	2021	1
Sygna	Nordsjøen	30,71	2000	2026-2040	1
Aasta Hansteen	Norskehavet	51,00	2018	2041 ⁴⁾	0
Fram H Nord	Nordsjøen	49,20	2014	2024-2035 ⁴⁾	0
Sindre	Nordsjøen	52,34	2017	2023-2034 ⁴⁾	0
Gimle	Nordsjøen	65,13	2006	2023-2034 ⁴⁾	0
Totalt for Equinor-opererte felt					1.090

Partneropererte felt, gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Operatør	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2018 tusen toe/dag
Ormen Lange	Norskehavet	25,35	A/S Norske Shell	2007	2040-2041	72
Skarv	Norskehavet	36,17	Aker BP ASA	2013	2029-2033	37
Ivar Aasen	Nordsjøen	41,47	Aker BP ASA	2016	2029-2036	27
Goliat	Barentshavet	35,00	Vår Energi AS ⁵⁾	2016	2042 ⁵⁾	22
Ekofisk area	Nordsjøen	7,60	ConocoPhillips Skandinavia AS	1971	2028	13
Marulk	Norskehavet	33,00	Vår Energi AS ⁵⁾	2012	2025 ³⁾	6
Vilje	Nordsjøen	0,00	Aker BP ASA	2008	2021 ³⁾	2
Ringhorne Øst	Nordsjøen	0,00	Vår Energi AS ⁵⁾	2006	2030 ³⁾	1
Enoch	Nordsjøen	11,78	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	2007	2024 ⁴⁾	0
Flyndre	Nordsjøen	0,00	Maersk Oil UK Ltd.	2017	2028 ³⁾⁴⁾	0
Totalt for partneropererte felt						181
Egenkapitalkonsolidert produksjon						
Lundin Petroleum AB		20,10	Lundin Petroleum AB			16
Totalt E&P Norway inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon						1.288

- 1) Utvinningstillatelsen ble forlenget i 2018.
- 2) Feltet har utvinningstillatelser med forskjellige utløpsdatoer.
- 3) Bytte av eierandeler ble avtalt med Faroe i 2018, med virkning fra 1. januar 2019. Transaksjonene forutsetter myndighetsgodkjenning. Tabellen viser Equinors nye eierandeler, med virkning fra 1. januar 2019, i feltene Vilje, Ringhorne Øst, Marulk og Alve.
- 4) Feltene produserer mindre enn 1 mboe/dag.
- 5) Tidligere Eni Norge AS.
- 6) Tidligere Point Resources as.
- 7) Utvinningstillatelsen ble forlenget tidlig i 2019.

Største felt i produksjon på norsk sokkel

Equinor-opererte felt

Troll (Equinor 30,58 %) er det største gassfeltet på norsk sokkel og et stort oljefelt. Feltet er knyttet opp mot plattformene Troll A, B og C. Troll-gassen blir hovedsakelig produsert på Troll A og oljen hovedsakelig på Troll B og C. Fram, Fram H Nord og Byrding er tilknyttet Troll C. Den tredje fasen i utbyggingen av Troll-feltet er påbegynt.

Gullfaks (Equinor 51 %) ble bygd ut med tre plattformer. Siden produksjonen startet på Gullfaks i 1986, er det bygd ut flere satellittfelt med undervannsbrønner som blir fjernstyrt fra Gullfaks A- og C-plattformene. Gullfaks Shetland/Lista er under utbygging og omfatter boring av syv nye horisontale brønner.

Åsgard-feltet (Equinor 34,57 %) omfatter Åsgard A produksjons- og lagerskip for olje, Åsgard B halvt nedsenkbare 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 Equinor verdens første anlegg for gasskompresjon

på havbunnen på Åsgard-feltet. Trestakk-utbyggingen vil knyttes opp mot Åsgard A.

Oseberg-området (Equinor 49,30 %) omfatter Oseberg feltcenter og produksjonsplattformene Oseberg C, Oseberg Øst og Oseberg Sør. Olje og gass fra satellittfeltene blir transportert til Oseberg feltcenter for prosessering og transport. Produksjonen fra den nye ubemannede plattformen Oseberg H startet i midten av oktober.

Partner-opererte felt

Ormen Lange (Equinor 25,35 %, Shell er operatør) er et gassfelt på dypt vann i Norskehavet. Brønnstrømmen går til et landanlegg på Nyhamna for prosessering og eksport. Gassco ble operatør av Nyhamna 1. oktober 2017, med Shell som teknisk tjenesteyter.

Skarv (Equinor 36,17 %, Aker BP ASA er operatør) er et olje- og gassfelt i Norskehavet. Feltet er bygd ut med et produksjons- og lagerskip og fem bunnrammer med flere brønnsliiser i hver ramme.

Ivar Aasen (Equinor 41,47 %, Aker BP ASA er operatør) er et olje- og gassfelt i Nordsjøen. Feltet er bygd ut med en plattform med stålunderstell, boligkvarter og prosessanlegg. Feltet er knyttet opp mot Edvard Grieg-feltet, som tar imot delvis prosessert olje og gass fra Ivar Aasen for videre prosessering og eksport.

Goliat (Equinor 35 %, Vår Energi AS, tidligere Eni Norge AS, er operatør) er det første oljefeltet som er utbygd i Barentshavet. Utbyggingen omfatter undervannsbrønner som er knyttet opp mot en sirkulær, flytende installasjon med produksjons- og lagersystemer. Oljen blir lastet over til skytteltankskip.

Ekofisk-området (Equinor 7,60 %, ConocoPhillips Skandinavia AS er operatør) består av feltene Ekofisk, Tor, Eldfisk og Embla.

Marulk (Equinor 33 %, Vår Energi AS, tidligere Eni Norge AS, er operatør) er et gass- og kondensatfelt som er koblet til Norne-skipet.

Leting på norsk sokkel

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

Equinor ble i 2018 tildelt syv lisenser (fem som operatør) i den **24. konsesjonsrunden** for nye områder, 29 utvinningstillatelser (13 som operatør) i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2018 (TFO)** for modne områder, og fullførte flere oppkjøpstransaksjoner med andre selskaper.

Som en del av industrisamarbeidet **Barents Sea exploration collaboration**, har Equinor og partnerne gjennom 2018 fortsatt å bore brønner i Barentshavet og planlegger å fortsette boringen i 2019.

I 2018 fullførte Equinor og partnerne 18 letebrønner, og gjorde ni kommersielle funn og tre ikke-kommersielle funn i Norge.

Letebrønner boret¹⁾

	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Nordsjøen			
Equinor-operert	5	7	9
Partneroperert	2	0	2
Norskehavet			
Equinor-operert	4	4	2
Partneroperert	4	0	0
Barentshavet			
Equinor-operert	2	5	0
Partneroperert	1	1	1
Totalt (brutto)	18	17	14

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

Felt under utbygging på norsk sokkel

Equinors største utbyggingsprosjekter på norsk sokkel per 31. desember 2018:

Johan Sverdrup (Equinor 40,03 %, pluss en effektiv andel på 4,54 % gjennom aksjeposten i Lundin, operatør) er et olje- og gassfunn i Nordsjøen. **Første fase** av utbyggingen skal bestå av 18 produksjonsbrønner, 16 vanninjeksjonsbrønner, en observasjonsbrønn og et feltsenter med fire plattformer: en boligplattform, en brønnhodeplattform med fast boreanlegg, en prosessplattform og en stigerørplattform. Råoljen skal sendes til Mongstad gjennom en egen 283 kilometer lang rørledning, og gassen skal sendes til gassprosessanlegget på Kårstø gjennom en 156 kilometer lang rørledning koblet til Statpipe-rørledningen på havbunnen. Leggingen av det 36 tommers oljerøret og 18 tommers gassrøret ble fullført høsten 2018. Kraftforbindelsen som forsyner feltet med kraft fra land, ble offisielt åpnet 9. oktober 2018. Ved utgangen av 2018 var det boret åtte produksjonsbrønner og tolv vanninjeksjonsbrønner. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2019.

Plan for utbygging og drift av **annen fase av Johan Sverdrup-feltet** ble overlevert Olje- og energidepartementet 27. august. Utbyggingen omfatter en ny prosessplattform som skal kobles til feltsenteret, fem bunnrammer og 28 brønner. Om lag en fjerdedel av oljen fra hele Johan Sverdrup-feltet vil bli produsert i annen fase. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2022.

Johan Castberg (Equinor 50 %, operatør) er en utbygging av de tre oljefunnene Skrugard, Havis og Drivis, som ligger i Barentshavet rundt 240 kilometer nordvest for Hammerfest. Utbyggingen omfatter et produksjonsskip og en undervansutbygging med 30 brønner, ti bunnrammer og to satellittstrukturer. Plan for utbygging og drift av feltet ble godkjent av norske myndigheter 28. juni 2018. Fabrikasjonen av dekket på Johan Castberg produksjons- og lagerskip startet på Kværners verft på Stord i november 2018. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2022.

Martin Linge (Equinor 70 %, operatør fra 19. mars 2018) er et olje- og gassfelt nær den britiske sektoren av Nordsjøen. Reservoaret er komplekst med gass under høyt trykk og høye temperaturer. Med virkning fra 1. januar 2018 kjøpte Equinor Totals eierandel og overtok operatøransvaret for feltet. Utbyggingen omfatter en plattform med stålunderstell, prosess- og eksportanlegg samt kraftforsyning fra Kollsnes. De to prosessmodulene, boligkvarteret og fakkemodulen ble installert på feltet i juli 2018. Kraftforbindelsen som forsyner feltet med kraft fra land, ble strømsatt 12. desember 2018. Oljeproduksjonen ventes å starte i 2020.

Snorre expansion (Equinor 33,28 %, operatør) ventes å øke oljeutvinningen fra Snorre-feltet og forlenge feltets levetid utover 2040. Olje- og energidepartementet godkjente plan for utbygging og drift 5. juli 2018. Konseptet består av seks bunnrammer, med fire brønnsisser på hver ramme. Hver brønnsisse kan brukes til enten produksjon eller injeksjon. Det skal bores 24 brønner, hvorav tolv er produksjonsbrønner og tolv injeksjonsbrønner. Oljeproduksjonen ventes å starte i 2021.

Njord future (Equinor 20 %, operatør) er en utbygging som skal gi sikker, pålitelig og effektiv utnyttelse av oljefunnene Njord og Hyme fram mot 2040. Utbyggingen omfatter en oppgradering

av den flytende Njord A-plattformen, en optimal løsning for oljeeksport og boring av ti nye brønner. Som en del av oppgraderingen vil plattformen bli klargjort for å knytte opp de to nærliggende feltene **Bauge** og **Fenja**. Plan for utbygging og drift ble godkjent 20. juni 2017. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2020.

Ærfugl (Equinor 36,17 %, Aker BP er operatør) er en utbygging av gass- og kondensatfeltene Ærfugl og Snadd Ytre i Norskehavet, nær Skarv-feltet, som ligger om lag 200 km vest for Sandnessjøen. Feltet blir bygd ut i to faser og omfatter seks nye produksjonsbrønner, som skal kobles til **Skarv** produksjons- og lagerskip for prosessering og lagring av gassen. Olje- og energidepartementet godkjente plan for utbygging og drift 6. april 2018. Operatøren planlegger å starte gassproduksjonen fra feltet sent i 2020.

Troll fase 3 (Equinor 30,58 %, operatør) skal øke gassutvinningen fra Troll-feltet og forlenge feltets levetid utover 2050. Plan for utbygging og drift ble godkjent av Olje- og energidepartementet 7. desember 2018. Undervannsutbyggingen omfatter to bunnrammer, åtte produksjonsbrønner, en 36 tommer eksportørledning og en ny prosessmodul på Troll A-plattformen. Gassproduksjonen ventes å starte i 2021.

Askeladd (Equinor 36,79 %, operatør) er neste trinn i utbyggingen av Snøhvit-feltet i Barentshavet. Utbyggingen omfatter to bunnrammer, en 42 kilometer lang rørledning som knyttes opp mot **Snøhvit**, og boring av tre gassproduksjonsbrønner. Prosjektet ble godkjent i mars 2018. Gassproduksjonen ventes å starte sent i 2020.

Trestakk (Equinor 59,1 %, operatør) er et oljefunn med assosiert gass på Haltenbanken i Norskehavet. Feltutbyggingen omfatter en bunnramme og en satellitt med tre produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner, som skal knyttes opp mot Åsgard A-plattformen. Plan for utbygging og drift ble godkjent av norske myndigheter i mars 2017. I løpet av sommeren 2018 ble produksjonssystemene og rørledningene installert på havbunnen. Den første brønnen i Trestakk-utbyggingen ble boret i november 2018. Oljeproduksjonen ventes å starte i 2019.

Utgard (Equinor 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 undervannsløsning, og med ett bore mål på hver side av delelinjen mellom Storbritannia og Norge. Gass og kondensat skal sendes i en ny 21 km lang 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. Den første brønnen i Utgard-utbyggingen ble boret i september 2018. Gassproduksjonen ventes å starte i annet halvår av 2019.

Fjerning av installasjoner fra norsk sokkel

I henhold til Petroleumsloven har norske myndigheter innført strenge prosedyrer for fjerning og disponering av olje- og gassinstallasjoner til havs. Konvensjonen om beskyttelse av det marine miljøet i det nordøstlige Atlanterhavet (OSPAR-konvensjonen) fastsetter tilsvarende prosedyrer.

Volve (Equinor tidligere 59,6 %, operatør) avsluttet produksjonen i september 2016, etter mer enn åtte år i produksjon. Arbeidet med permanent nedstengning av brønner ble fullført i 2016, og fjerningen av undervannsinstallasjonene ble fullført i 2018. Den 14. juni 2018 kunngjorde

// Equinor og partnerne at alle undergrunns- og produksjonsdata fra Volve blir gjort offentlig tilgjengelig, for å fremme forskning, studier, utvikling og innovasjon. Dette er det mest omfattende dataslippet på norsk sokkel noensinne.

Huldra (Equinor 70 %, operatør) avsluttet produksjonen i september 2014, etter 13 år i produksjon. Arbeidet med permanent nedstengning av brønner ble fullført i 2017, og plattformen vil bli fjernet i 2019.

Ekofisk (Equinor 7,6 %, ConocoPhillips Skandinavia AS er operatør): I den tredje fjerningskampanjen vil noen installasjoner bli fjernet i 2019.

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

2.4

Leting & Produksjon Internasjonalt (E&P International)

Oversikt

Equinor er til stede i flere av de viktigste olje- og gassprovinserne i verden. Rapporteringssegmentet Leting & produksjon internasjonalt (E&P International) dekker utvikling og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel.

DPI er til stede i opp mot 30 land, og hadde produksjon i 12 land i 2018. E&P International stod for 39 % av Equinors samlede egenproduksjon av væsker og gass i 2018, sammenlignet med 36 % i 2017. For informasjon om utviklingen innen sikre reserver, se seksjon 2.8 Resultater for drift under avsnittet Sikre olje- og gass reserver.



Bakken i North Dakota, USA

Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2018 og tidlig i 2019:

- 31. januar sluttførte Equinor kjøpet av en andel på 50 % i Deepwater Durban-lisensen i **Sør Afrika**.
 - 21. mars ble Equinor tildelt fem lisenser i **Mexicogulfen**.
 - 29. mars ble Equinor, i et konsortium sammen med andre partnere, tildelt fire blokker i **Campos-bassenget** utenfor kysten av Brasil i den 15. lisensrunden.
 - 29. mars ble forlengelsen av **In Amenas-lisensen** i Algerie fra 2022 til 2027 gjennom en revidert produksjonsdelingsavtale formelt godkjent av myndighetene.
 - 10. april sluttførte Equinor kjøpet av en partner-operert andel på 40 % i dypvannsfunnet **North Platte** i Mexicogulfen fra Cobalt International Energy, med virkning fra 1. januar 2018. Total er operatør.
 - 23. mai ble Equinor tildelt ni lisenser i den 30. lisensrunden for **britisk sokkel**, åtte som operatør og en som partner.
 - 30. mai undertegnet Equinor og det statseide oljeselskapet i Aserbajdsjan, SOCAR, en risk service-avtale for vurdering og utbygging av oljefeltet **Karabagh** og en produksjonsdelingsavtale for **Ashrafi-/Dan Ulduzu-/Aypara-området**.
 - Den 5. juni ble transaksjonene for salget til ExxonMobil og Galp av Equinors eierandeler i blokk BM-S-8 i Santosbassenget i Brasil, sluttført. Equinor og partnerne inngikk den 4 juli avtale om ytterligere transaksjoner i blokk BM-S-8 som venter på myndighetsgodkjenning. Equinor har en operatørandel på 40 % i de to naboblokkene **BM-S-8** og **Carcará North** når transaksjonen er godkjent.
 - 7. juni leverte Equinor, sammen med andre partnere i et konsortium, vinnerbudet for en andel på 28 % i **Uirapuru-blokken** i Santos-bassenget, og en andel på 25 % i **Dois Irmãos-blokken** i Campos-bassenget i 4. budrunde for produksjonsdelingsavtaler i Brasil. Petrobras er operatør for begge blokkene.
 - 14. juni fullførte Equinor og Petrobras transaksjonen der Equinor kjøpte en partner-operert andel på 25 % i oljefeltet **Roncador** i Campos-bassenget utenfor kysten av Brasil. Petrobras beholder operatøransvaret og en andel på 75 %. Transaksjonen har virkning fra 1. januar 2018.
 - 15. august ble Equinor tildelt 16 lisenser i **Mexicogulfen**.
- // Equinor kjøpte en 40 % eierandel og overtok operatøransvaret for Rosebank, som er et av de største feltene på britisk sokkel som ennå ikke er utbygd. Transaksjonen ble sluttført 10. januar 2019.**
- 7. november ble Equinor tildelt tre nye lisenser i **Jeanne d'Arc-bassenget** utenfor kysten av Newfoundland, to som operatør og en som partner.
 - 23. november fullførte Equinor salget av sin partneropererte andel på 17 % i **Alba-feltet** på britisk sokkel til Verus Petroleum.

Se note 4 Oppkjøp og ned salg til konsernregnskapet for ytterligere informasjon om transaksjonene.

Internasjonal produksjon

Bokført produksjon er Equinors 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 Equinors prosentvise

eierandel i et spesifikt felt, og er høyere enn Equinors bokførte produksjon dersom feltet styres gjennom en produksjonsdelingsavtale.

Equinors egenproduksjon utenfor Norge var på 39 % av selskapets samlede egenproduksjon av olje og gass i 2018. Equinors bokførte produksjon utenfor Norge var på om lag 34 % av Equinors samlede bokførte produksjon i 2018.

Tabellen nedenfor viser den gjennomsnittlige daglige bokførte produksjonen av væske og gass i E&P International fram til 31. desember i 2018, 2017 og 2016.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Produksjonsområde	For regnskapsåret								
	2018			2017			2016		
	Olje og NGL tusen	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag
Amerika	245	25	403	186	19	304	189	18	299
Afrika	168	6	209	197	6	233	203	5	232
Eurasia	21	3	40	26	3	46	32	3	50
Egenkapitalkonsolidert produksjon	0	-	0	5	-	5	10	-	10
Totalt	434	35	652	415	27	588	435	25	592

Tabellen nedenfor gir informasjon om feltene som bidro med produksjon i 2018. Egenproduksjon per felt er inkludert i denne tabellen.

Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Operatør	Opstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon i 2018 mfoe/dag	
Amerika						462	
Appalachian ¹⁾²⁾	USA	Variierend		Variierende ³⁾	2008	HBP ⁶⁾	174
Bakken ¹⁾	USA	Variierend		Variierende ⁴⁾	2011	HBP ⁶⁾	63
Eagle Ford ¹⁾	USA	Variierend		Variierende ⁵⁾	2010	HBP ⁶⁾	43
Peregrino	Brasil	60,00	Equinor	Brasil Energia Ltda.	2011	2034 ⁷⁾	37
Tahiti	USA	25,00		Chevron USA Inc.	2009	HBP ⁶⁾	28
Roncador	Brasil	25,00		Petróleo Brasileiro S.A.	2018	2025	28
St. Malo	USA	21,50		Chevron USA Inc.	2014	HBP ⁶⁾	23
Caesar Tonga	USA	23,55		Anadarko U.S. Offshore LLC	2012	HBP ⁶⁾	16
Julia	USA	50,00		ExxonMobil Corporation	2016	HBP ⁶⁾	13
Jack	USA	25,00		Chevron USA Inc.	2014	HBP ⁶⁾	9
Hibernia/Hibernia Southern Extension ⁸⁾	Canada	Varies	Hibernia Management and Development Corporation Ltd.	1997		HBP ⁶⁾	8
Hebron	Canada	9,01	ExxonMobil	Canada Properties	2017	HBP ⁶⁾	6
Terra Nova	Canada	15,00		Suncor Energy Inc.	2002	HBP ⁶⁾	5
Stampede	USA	25,00		Hess Corporation	2018	HBP ⁶⁾	4
Heidelberg	USA	12,00		Anadarko U.S. Offshore LLC	2016	HBP ⁶⁾	4
Titan	USA	100,00		Equinor USA E&P Inc.	2018	HBP ⁶⁾	2
Big Foot ⁹⁾	USA	27,50		Chevron USA Inc.	2018	HBP ⁶⁾	0

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Operatør	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon i 2018 mfoe/dag
Afrika						287
Block 17	Angola	23,33	Total E&P Angola Block 17	2001	2022-34 ¹⁰⁾	124
In Salah	Algeria	31,85	Sonatrach ¹¹⁾ BP Exploration (El Djazair) Limited Equinor In Salah AS	2004	2027	46
Agbami	Nigeria	20,21	Star Deep Water Petroleum Limited (an affiliate of Chevron in Nigeria)	2008	2024	43
Block 15	Angola	13,33	Esso Exploration Angola Block 15	2004	2026-32 ¹⁰⁾	31
In Amenas	Algeria	45,90	Sonatrach ¹¹⁾ BP Amoco Exploration (In Amenas) Limited Equinor In Amenas AS	2006	2027	21
Block 31	Angola	13,33	BP Exploration Angola	2012	2031	15
Murzuq	Libya	10,00	Akaku Oil Operations	2003	2035	8
Eurasia						73
ACG	Aserbajdsjan	7,27	BP Exploration (Caspian Sea)Limited	1997	2049	42
Corrib	Irland	36,50	Vermilion Exploration and Production Ireland Limited	2015	2031	19
Kharyaga	Russland	30,00	Zarubezhneft-Production Kharyaga LLC	1999	2031	9
Alba ¹²⁾	Storbritannia	17,00	Chevron North Sea Limited	1994	HBP ⁶⁾	2
Totalt E&P International						823
Egenkapitalkonsolidert produksjon						
North Komsomolskoye ¹³⁾	Russland	33,33	LLC SevKomNeftegaz	2018	2112	0
Totalt E&P International inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon						823

- Equinors faktiske eierandel kan variere etter brønner og område.
- Appalachian-bassenget omfatter Marcellus- og Utica-formasjonene.
- Operatørene er Equinor USA Onshore Properties Inc, Chesapeake Operating INC., Southwestern Energy, Alta Resources Development LLC, Chief Oil & Gas LLC med flere.
- Operatørene er Equinor Energy LP, Continental Resources INC, Oasis Petroleum North America LLC, Hess Corporation, EOG Resources INC, Whiting Petroleum Corporation med flere.
- Operatørene er Equinor Texas Onshore Properties LLC og flere andre operatører.
- Held by Production (HBP): Et selskaps rett til å eie og være operatør for en olje- og gasslisens utover opprinnelig periode.
- Lisens BMC-7 utløper i 2034, og lisens BMC-47, som er knyttet til fase to av feltutbyggingen, utløper i 2040
- Equinors eierandel er 5,0% i Hibernia og 9,26% i Hibernia Southern Extension.
- Produksjonen startet i november 2018. Equinors andel av gjennomsnittlig daglig egenproduksjon var kun 0,30 tusen foe/dag i 2018.
- En lisens utløpsdato varierer fra felt til felt.
- Det fulle navnet til Sonatrach er Société Nationale de transport et de commercialisation d'hydrocarbures.
- Den 23. november fullførte Equinor salget av sin andel i Alba til Verus Petroleum.
- Testproduksjonen startet i desember 2018. Equinors andel av gjennomsnittlig daglig egenproduksjon var kun 0,02 tusen foe/dag i 2018.

Amerika

USA – Mexicogulfen

Oljefeltet **Titan** er et Equinor-operert felt som ligger i Mississippi Canyon og som produserer gjennom en flytende spar-plattform. Equinor kjøpte Titan og eksportrørdningene for olje og gass i november 2017, etter at Bennu Oil & Gas gikk konkurs. I 2018 gjenopptok Equinor produksjonen fra tre brønner.

Oljefeltene **Tahiti, Caesar Tonga, Stampede og Heidelberg** er partner-opererte felt som ligger i Green Canyon-området.

Tahiti-feltet produserer gjennom en flytende spar-plattform. I 2018 startet produksjonen fra Tahiti Vertical Expansion, som er den neste fasen i utbyggingen av feltet, gjennom fire produksjonsbrønner og et havbunnsanlegg på grunt vann.

Caesar Tonga-feltet er koblet til den Anadarko-opererte spar-plattformen Constitution. **Stampede-feltet** produserer gjennom en strekkstagplattform med gassløft nede i brønnen. Produksjonen fra Stampede startet i februar 2018, og ventes å øke i 2019. **Heidelberg-feltet** produserer gjennom en flytende spar-plattform.

Oljefeltene **Jack, St. Malo, Julia og Big Foot** er partner-opererte felt som ligger i Walker Ridge-området. **Jack-, St. Malo- og Julia-feltene** er havbunnsutbygginger som er koblet til den Chevron-opererte vertsplattformen Walk Ridge Regional. **Big Foot-feltet** produserer gjennom et ventiltre på en strekkstagplattform med en borerigg. Produksjonen fra Big Foot startet i november 2018. Prosjektet planlegger å bore i alt sju produksjonsbrønner på feltet.

USA – landbasert virksomhet

Siden selskapet startet med skifervirksomhet i USA i 2008, har Equinor fortsatt å styrke og optimalisere porteføljen gjennom kjøp og salg av areal. I september 2018 kjøpte Equinor en andel på 100 % i et areal på 60.000 acre i det produktive Austin Chalk-bassenget i Louisiana.

Landbasert virksomhet i USA er største internasjonale bidragsyter til Equinors produksjon

Equinor har en eierandel i skiferområdet **Marcellus**, som ligger i **Appalachian-området** nordøst i USA. Andelen blir hovedsakelig styrt gjennom et partnersamarbeid med Chesapeake Energy Corporation i Pennsylvania og Southwestern Energy i Vest-Virginia og det sørlige Pennsylvania. Ved utgangen av 2018 eide Equinor et nettoareal i Appalachian på om lag 220.000 acre. I 2012 ble Equinor også operatør i Appalachian-området i Ohio. I de Equinor-opererte områdene i dette bassenget utvikler Equinor to formasjoner: **Marcellus og Utica**. Equinors egenopererte nettoareal i Appalachian er på om lag 27.000 acre.

Equinor har en eierandel i skiferformasjonen **Eagle Ford** som ligger sørvest i Texas gjennom et joint venture med Repsol. Gjennom transaksjoner i 2013 og 2015 overtok Equinor fullt operatøransvar for joint venture-selskapet og økte sin eierandel til 63 %. Ved utgangen av 2018 eide Equinor et nettoareal i Eagle Ford på om lag 71.000 acre.

Equinor har en eierandel i **Bakken-området**, der oljen ligger i tette formasjoner, gjennom overtakelse av Brigham Exploration Company. Ved utgangen av 2018 eide Equinor et nettoareal i skiferformasjonene Bakken og Three Forks på om lag 236.000 acre. Equinor er operatør for mesteparten av sitt areal i Bakken-området med en gjennomsnittlig eierandel på om lag 70 %.

I tillegg til de egenopererte olje- og gassfeltene er Equinor medeier i transportsystemer og anlegg for prosessering av olje og gass på feltene Bakken, Eagle Ford og Appalachian-bassenget i USA. Dette omfatter transportsystemer for råolje og naturgass, systemer for ferskvannsforsyning, oppsamlings- og deponeringsbrønner for saltvann, samt anlegg for behandling og prosessering av olje og gass for å sikre flyten fra Equinors oppstrømsproduksjon.

Brasil

Peregrino-feltet er et Equinor-operert tungoljefelt til havs som ligger i Campos-bassenget. Oljen produseres fra to brønnehodeplattformer med boreanlegg og transporteres til produksjons- og lagerskipet på Peregrino for prosessering og lossing på skytteltankskip.

Med Peregrino-feltet er Equinor den største internasjonale operatøren i Brasil



Peregrino brønnehodeplattform B, Brasil

Produksjonen fra Peregrino startet i 2011. I annen fase av utbyggingen av Peregrino-feltet bygges en tredje brønnehodeplattform som ventes å forlenge feltets levetid betydelig.

Roncador-feltet ligger i Campos-bassenget og har Petrobras som operatør. Feltet har vært i produksjon siden 1999.

Det produseres hydrokarboner fra to halvt nedsenkbare plattformer og to produksjons- og lagerskip. Oljen losses på skytteltankskip og gassen sendes gjennom rørledninger til land.

Canada

Equinor har eierandeler i **Jeanne d'Arc-bassenget** utenfor kysten av provinsen Newfoundland and Labrador i de partneropererte 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.



Marcellus, USA

Afrika

Angola

Dypvannsblokkene 17, 15 og 31 bidro med 30 % av Equinors egenproduksjon av væske utenfor Norge i 2018. 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. I løpet av 2018 ble CLOV fase II, Dalia fase III og Zinia fase II godkjent av lisenspartnerne. CLOV fase II og Dalia fase III avventer godkjenning fra myndighetene. Disse prosjektene vil tilføre reserver og ny produksjon som vil bidra til å redusere nedgangen i produksjonen.

Blokk 15 har produksjon fra fire produksjons- og lagerskip: Kizomba A, Kizomba B, Kizomba C-Mondo og Kizomba C-Saxi Batuque. I 2018 ble nye brønner boret og satt i produksjon.

Blokk 31 har produksjon fra et produksjons- og lagerskip fra PSVM-feltene.

Produksjons- og lagerskipene fungerer som produksjonsknutepunkt og hvert av dem mottar olje fra mer enn ett felt gjennom et stort antall brønner.

Nigeria

Equinor har en eierandel på 20,2 % i dypvannsfeltet **Agbami**, som ligger 110 km utenfor kysten av det sentrale Nigerdeltaet. Feltet er bygget ut med havbunnsbrønner som er koblet til et produksjons- og lagerskip. Agbami-feltet strekker seg over to lisenser: OML 127 og OML 128, der Chevron er operatør under en samordningsavtale. Equinor 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 Oil Mining Lease (OML) 128 om visse vilkår i produksjonsdelingsavtalen for OML 128, se note 24 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 Equinor. De nordlige feltene har vært i drift siden 2004. **Prosjektet for utbygging av de sørlige feltene**, som var ledet av Equinor, startet produksjonen fra to felt i 2016, og fra ytterligere to felt 2017. De sørlige feltene er koblet til anleggene som allerede finnes på de nordlige feltene.

In Amenas-utbyggingen er en gassutbygging på land som inneholder betydelige væskevolumer. Infrastrukturen på In Amenas omfatter et gassbehandlingsanlegg med tre produksjonslinjer. Produksjonsanlegget er koblet til Sonatrach sitt distribusjonssystem. Anleggene drives gjennom felles operatøransvar mellom Sonatrach, BP og Equinor. **In Amenas gasskompresjonsprosjekt**, 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 produksjonslinjene. I 2017 fikk Equinor og resten av partnerne i In Amenas-utbyggingen forlenget lisensen med fem år fra 2022.

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

Eurasia

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

Aserbajdsjan

ACG-lisensen ble forlenget i 2017 til utgangen av 2049 gjennom en revidert produksjonsdelingsavtale. Equinors eierandel ble justert fra 8,56 % til 7,27 % etter en ratifisert forlengelse av lisensen. Prosjektet ACG New Platform omfatter ytterligere en produksjonsplattform i kontraktområdet, og det arbeides med å optimalisere det valgte konseptet.

Internasjonal leting

Equinor har økt sin leteboringsvirksomhet utenfor Norge sammenlignet med 2017, og boret offshore-brønner i Mexicogolfen, Tanzania og Brasil. Det pågår leteboring på land i Argentina, Tyrkia og Russland. Ved stadig å fokusere på tilgang til nye områder, har selskapet styrket sin leteportefølje ytterligere.

Brasil er et av kjerneområdene for Equinors letevirksomhet. I 2018 la Equinor og partnerne inn vinnerbudet for fire blokker i Campos-bassenget i den 15. lisensrunden i Brasil. I den fjerde pre-salt-lisensrunden på brasiliansk sokkel styrket Equinor og partnerne sin posisjon gjennom tildelingen av Dois Irmãos-blokken, som ligger ved siden av blokkene som ble tildelt i den 15. lisensrunden, og Uirapuru-blokken i Carcará-området i Santos-bassenget. Med de nye lisensene styrker Equinor sin ambisjon om langsiktig vekst i Brasil, og øker synergieffektene med dagens prosjekter.

Equinor og det statseide oljeselskapet i **Aserbajdsjan**, SOCAR, undertegnet en Risk Service Agreement (RSA) for vurdering og utbygging av oljefeltet Karabagh, og en produksjonsdelingsavtale for Aypara-området. Avtalene vil styrke vår posisjon i et attraktivt basseng og utvikle vekstmuligheter.

Equinor styrket sin posisjon i **Mexicogulfen** i 2018 etter å ha blitt tildelt 21 lisenser.

I 30. lisensrunde på **britisk sokkel** ble Equinor tildelt ni lisenser, åtte som operatør og en som partner. Disse tildelingene styrker vår posisjon som leteselskap i Storbritannia.

Equinor og partnerne la inn vinnerbudet på tre letelisenser i det attraktive Jeanne d'Arc-bassenget utenfor kysten av Newfoundland i **Canada**. Equinor blir operatør for to av lisensene. Vinnerbudene er i tråd med Equinors strategi om å utvikle vår posisjon i attraktive bassenger.

Equinor og partnerne fullførte seks letebrønner og gjorde ett ikke-kommersielt funn internasjonalt. Guanexuma-brønnen i Brasil er under vurdering.

Letebrønner boret¹⁾

	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Amerika			
Equinor-opererte	1	2	5
Partneropererte	4	4	2
Afrika			
Equinor-opererte	1	0	0
Partneropererte	0	0	0
Andre regioner			
Equinor-opererte	0	4	0
Partneropererte	0	1	2
Totalt (brutto)	6	11	9

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

Felt under utbygging internasjonalt

Amerika

USA – på sokkelen i Mexicogulfen

Vito utbyggingsprosjekt (Equinor 36,89 %, Shell er operatør) ligger i Mississippi Canyon-området. Utbyggingsprosjektet omfatter en lett, halvt nedsenkbar plattform og bunnramme med åtte brønnsliiser. Brønnene vil ha en dybde på om lag 10.000 meter, og gassløft nede i brønnen for å støtte produksjonen. Prosjektet ble godkjent for utbygging i april 2018. Produksjonen ventes å starte i første halvår 2021.

Brasil

Peregrino fase II (Equinor 60 %, operatør) utvikler den sørvestlige delen av oljefeltet Peregrino i Camposbassenget, som ligger 85 km utenfor kysten av staten Rio de Janeiro i Brasil.

Produksjonen fra Peregrino fase 1 startet i 2011, og andre fase av utbyggingen vil forlenge feltets produktive levetid. Lisensperioden løper til 2040. Femten oljeproduksjonsbrønner og sju vanninjeksjonsbrønner skal bores i det nye området fra en tredje brønnhodeplattform, som knyttes opp mot det eksisterende produksjons- og lagerskipet. Byggingen av den tredje brønnhodeplattformen til Peregrino er godt i gang. Produksjonen ventes å starte sent i 2020.

Eurasia

Storbritannia

Mariner (Equinor 65,11 %, operatør) er et tungoljefelt som bygges ut i Nordsjøen, rundt 150 km øst for Shetland i Storbritannia. Feltutbyggingen omfatter en produksjons-, bore- og boligplattform med stålunderstell. Oljen skal eksporteres ved lastning på feltet fra en flytende lagerenhet. Utbyggingen omfatter en mulig framtidig undervannsløsning med tilknytning av Mariner East, som er et lite tungoljefunn. Oppkobling og ferdigstilling pågår nå på feltet. Produksjonen fra Mariner ventes å starte i 2019.

Funn med potensiell utbygging

Amerika

USA - Mexicogulfen

Equinor sluttførte i april 2018 kjøpet av en 40 % eierandel i North Platte-funnet fra Cobalt International Energy med virkning fra 1. januar 2018. North Platte er et paleogent oljefunn i Garden Banks område. Feltet er ferdig utforsket med tre borede brønner og tre sidesteg.

Brasil

Carcará (Equinor 40 %, operatør) olje- og gassfunn strekker seg over **BM-S-8** og **Carcará North** i Santos-bassenget, rundt 200 km utenfor kysten av staten São Paulo i Brasil.

// Det vurderes en faset utbygging av **Carcará**, med den første utbyggingen i den utforskede sørlige delen. Når Carcará North er ferdig utforsket, vil man gå videre til full feltutbygging for å utnytte verdipotensialet.

BM-C-33 (Equinor 35 %, operatør) omfatter olje- og gassfunnene **Pão de Açúcar**, **Gávea** og **Séat** i den sørvestlige delen av Campos-bassenget utenfor kysten av staten Rio de Janeiro i Brazil. Pão vurderes utbygd med et produksjons- og lagerskip, basert på delvis gassinjeksjon og eksport av rikgass. Prosjektet er i tidligfase og modnes fram mot valg av konsept. Den tilgrensende **Dois Irmãos**-blokken skal utforskes av Equinor og lisenspartnerne.

Canada

Bay du Nord (Equinor 65 %, operatør) oljefelt i Flemish pass-bassenget, rundt 500 km nordøst for St. John's i Newfoundland og Labrador i Canada, ble oppdaget av Equinor i 2013. I juli 2018 ble det inngått en rammeavtale med de lokale myndighetene i Newfoundland og Labrador. Det vurderes å knytte opp det tilgrensende **Baccalieu**-funnet. Basert på erfaringen fra Johan Castberg-utbyggingen på norsk sokkel, vurderer Equinor å utvikle Bay du Nord med et produksjons- og lagerskip. Konseptstudiene er i gang, og en beslutning om utbygging ventes tidlig på 2020-tallet.

Afrika

Tanzania

Blokk 2 (Equinor 65 %, operatør): Equinor gjorde flere store gassfunn i blokk 2 i det Indiske hav, utenfor den sørlige delen av Tanzania, i perioden 2012-2015. Alternativer for utvikling av funnene med en LNG-løsning vurderes. Equinor's utforskningslisens for blokk 2 i Tanzania

skulle formelt utløpe i juni 2018, men basert på kommunikasjon med relevante myndigheter i Tanzania, er blokken fortsatt i drift mens prosessen med utstedelse av en ny utforskningslisens for blokken pågår. Se også note 11 Immaterielle eiendeler til konsernregnskapet.

Eurasia

Storbritannia

Rosebank (Equinor 40 %, operatør): Rosebank olje- og gassfelt ligger rundt 130 km nordvest for Shetland og er et av de største feltene på britisk sokkel som ennå ikke er utbygd. I oktober inngikk Equinor en avtale om å kjøpe Chevrons 40 % eierandel og overta operatøransvaret for Rosebank. Transaksjonen ble sluttført i januar 2019. Equinor vil bruke sin erfaring til å forbedre forretningsplanen sammen med lisenspartnerne og er i dialog med myndighetene om en forlengelse av lisensen.

Russland

North Komsomolskoye (Equinor 33,33 %, SevKomNeftegaz er operatør) er et komplekst tungoljefelt i Vest-Sibir i Russland. I 2017 inngikk Equinor og Rosneft en aksjonær- og samarbeidsavtale for North Komsomolskoye-prosjektet. I 2018 kjøpte Equinor Russia AS 33,33 % av aksjene i joint venture-selskapet LLC SevKomNeftegaz, og handelen ble sluttført 21. desember 2018. Joint venture-selskapet begynte prøveproduksjon fra feltet i 2018 for å få en bedre forståelse av reservoaret og legge grunnlaget for en mulig 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 Markedsføring, Midtstrøm & Prosessering (MMP)

Oversikt

Forretningsområdet Markedsføring, Midtstrøm og Prosessering er ansvarlig for markedsføring, handel, prosessering og transport av råolje og kondensat, naturgass, våtgass (NGL) og raffinerte produkter, i tillegg til drift av Equinor-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 Equinors 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 er ansvarlig for markedsføring, handel og transport av om lag 50 % av all norsk væske-eksport, som omfatter Equinors egne volumer, råolje og flytende naturgass fra eierandelene til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og volumer fra tredjepart. MMP er også ansvarlig for markedsføring, handel og transport av Equinors og SDØEs gass, sammen med gass fra tredjepart. Dette utgjør om lag 70 % av all norsk gasseksport. For mer informasjon, se note 2 Vesentlige regnskapsstandarder til konsernregnskapet for Transaksjoner med den norske stat, og Statens deltakelse og SDØEs markedsføring og salg av olje og gass i Gjeldende lover og forskrifter, seksjon 2.7 Konsernforhold.



Melkøya i Hammerfest, Norge

Viktige hendelser i 2018 og tidlig 2019:

- Langtidskontrakt tildelt Knutsen NYK Offshore for to nybygde skytteltankskip for transport av Equinors egenproduksjon fra Roncador-feltet i Brasil
- Salg av 27,3 % eierandel i Norse Petroleum Ltd., eier av Teesside-terminalen i Storbritannia
- Avtale med Global Petro Storage om LPG-terminal og -lager i Port Klang, Malaysia ble signert den 30. oktober.

// Equinor utvider sin energihandelsvirksomhet gjennom oppkjøpet av Danske Commodities med virkning fra 31. januar 2019

Markedsføring og handel av naturgass og flytende naturgass (LNG)

Equinors virksomhet for markedsføring og handel av naturgass utføres fra Norge og fra kontorene 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 Equinor nå de globale gassmarkedene. Gassen selges gjennom bilaterale avtaler, og 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 Equinors langsiktige gassavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler som kan utløses av kjøperen eller selgeren i henhold til kontrakten. I forbindelse med

prisrevisjonene som pågår tar Equinor i sitt årsregnskap høyde for mulige forpliktelser basert på Equinors beste vurdering. For ytterligere informasjon, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

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

USA

Equinor Natural Gas LLC (ENG) er et heleid datterselskap i Stamford, Connecticut, som står for markedsføring og handel med gass til lokale distribusjons-selskaper, industrikunder og kraftprodusenter. ENG markedsfører også egenproduserte volumer fra Mexicogulfen, 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 ENG inngått kontrakter for langsiktig kapasitet ved regassifiseringsanlegget på Cove Point-terminalen i Maryland. Dette gir mulighet for levering av flytende naturgass fra Snøhvit-anlegget i Hammerfest. På grunn av lave gasspriser i USA sammenlignet med de globale prisene på flytende naturgass de siste årene, er alle Equinors 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 utføres fra Norge, Storbritannia, Singapore, USA og Canada. Hovedmarkedet for Equinors råolje er Nordvest-Europa.

MMP markedsfører også egne volumer fra E&P Internationals produserende felt i USA, Brasil, Angola, Nigeria, Algerie, Aserbajdsjan og Storbritannia, i tillegg til volumer fra tredjepart. Verdiane maksimeres gjennom markedsføring, 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

Equinor 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 produsere om lag 280 megawatt strøm og 350 megawatt prosessvarme. Etter at gassavtalen mellom Troll-lisensen og Equinor Refining Norway AS ble avsluttet, har Equinor besluttet å bygge om en del av anlegget til en varmekilde, som planlegges å komme i drift i 2020. Anlegget skal drives med raffinerigass og levere varme og damp til raffineriet. Det er avtalt en ny gassordning med Troll-partnerne for å fortsette driften av kraftvarmeverket til den nye varmekilden kommer i drift.

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

Equinor 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. De fleste produktene selges lokalt.

Equinor har en eierandel i metanolanlegget (82,0 %) på Tjeldbergodden. Anlegget mottar naturgass fra Norskehavet gjennom rørledningen Haltenpipe. I tillegg har Equinor en eierandel i Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA (50,9 %).

Tabellen nedenfor viser driftsstatistikken for anleggene på Mongstad, Kalundborg og Tjeldbergodden. Lavere tall for gjennomstrømming og regularitet i 2018 enn i 2017 skyldes i hovedsak flere ikke planlagte produksjonsstanser for Mongstad, Kalundborg og Tjeldbergodden. I tillegg hadde Kalundborg to planlagte produksjonsstanser og Tjeldbergodden en planlagt produksjonsstans i 2018. Både Mongstad og Tjeldbergodden hadde planlagte produksjonsstanser i 2016.

Raffineri	Gjennomstrømming ¹⁾			Destilleringskapasitet ²⁾			Regularitetsfaktor % ³⁾			Utnyttelsesgrad % ⁴⁾		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Mongstad	11,5	12,0	9,4	9,3	9,3	9,3	95,3	97,5	94,4	93,8	94,7	93,9
Kalundborg	5,3	5,5	5,0	5,4	5,4	5,4	94,1	99,7	98,0	90,3	90,4	91,0
Tjeldbergodden	0,8	0,9	0,8	1,0	1,0	1,0	94,3	99,4	94,8	94,3	99,4	94,8

- 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 destilleringsenhetene.
- 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

Equinor er operatør for Mongstad råoljeterminal (Equinor 65 %). Råolje transporteres til Mongstad gjennom rørledninger fra norsk sokkel og med tankskip fra markedet. Mongstad-terminalen har en lagerkapasitet på 9,4 millioner fat råolje.

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

Equinor 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.

Equinor UK har en eierandel i Aldbrough Gas Storage (Equinor 33,3 %) i Storbritannia, der SSE Hornsea Ltd er operatør.

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

I 2018 solgte Equinor 27,3 % eierandel i Norse Petroleum Ltd (eier av Teesside-terminalen i Storbritannia), og tildelte Global Petro Storage langtidskontrakt for terminal og LPG lager i Malaysia.

Rørledninger

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

Equinor er teknisk driftsansvarlig (TSP) for gassprosessanleggene på Kårstø og Kollsnes, i henhold til avtalen om teknisk driftsansvar mellom Equinor og Gassco AS, inkludert som vedlegg 4(a)(i) til årsrapporten på Form 20-F. Equinor har også teknisk driftsansvar for hoveddelen av det Gassco-opererte gasstransportsystemet.

I tillegg har MMP ansvar for Equinors andeler i følgende rørledninger i det norske olje og gasstransportsystemet: Grane oljerørledning (Equinor 23,5 %), Kvitebjørn oljerørledning (Equinor 39,6 %), Troll oljerørledning I og II (Equinor 30,6 %), Edvard Grieg oljerørledning (Equinor 16,6 %), Utsirahøyden gassrørledning (Equinor 24,9 %), Valemon rikgassrørledning

(Equinor 53,2 %), samt Haltenpipe, Norpipe og Mongstad gassrørledning (Equinor 30,6 %).

Equinor har en eierandel i gassanlegget på Nyhamna (Equinor 30,1 %) i Aukra kommune gjennom det nylig etablerte samarbeidsselskapet for Nyhamna. Gassco er operatør for anlegget.

Rørledningen Polarled (Equinor 37,1 %), med Gassco som operatør, kobler felt i Norskehavet sammen med gassanlegget på Nyhamna. Transport gjennom rørledningen begynte 17. desember 2018 etter oppstart av produksjonen fra Aasta Hansteen 16. desember 2018.

Johan Sverdrup-rørledningene (Equinor 40 %, operatør), som skal eksportere olje og gass fra Johan Sverdrup-feltet, ble ferdigstilt høsten 2018. Råoljen skal eksporteres fra Johan Sverdrup-feltet til terminalen på Mongstad gjennom en egen 283 km lang, 36-tommers rørledning. Gassen skal transporteres til gassprosesseringsanlegget på Kårstø gjennom en 156 km lang, 18-tommers rørledning via en havbunnsforbindelse til Statpipe-rørledningen.



Installasjon av rørledninger fra Johan Sverdrup på Mongstad, Norge

2.6

Annen virksomhet (Andre)

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

Nye energiløsninger (NES)

Forretningsområdet Nye energiløsninger gjenspeiler Equinors ambisjoner om å gradvis supplere olje- og gassporteføljen med lønnsom fornybar energi og andre karbon effektive energiløsninger. Havvind, solkraft og karbonfangst og -lagring har vært viktige strategiske satsingsområder i 2018.

// I 2018 deltok Equinor i havvind- og solkraftprosjekter med en samlet kapasitet på om lag 1,3 gigawatt (GW), der Equinor er operatør for 0,75 GW. Produksjonen av fornybar energi var 1,25 terrawatt-timer i 2018.

Viktige milepæler og porteføljeutvikling i 2018:

- Kjøpte 50 % av tre tidligfase-prosjekter for havvind i Polen: MFW **Baltyk** II og III i mars 2018 og MFW Baltyk i desember 2018.
- Informerte om **Hywind Tampen** 28. august 2018, en flytende havvindpark som vurderes for å levere vindkraft til Snorre- og Gullfaks-installasjonene på norsk sokkel.
- Første leveranse av kraft fra havvindparken **Arkona** i Tyskland 24. september 2018. E.ON er operatør for Arkona, som forventes å komme i full produksjon i begynnelsen av 2019.
- Tildelt havvindlisens i amerikanske myndigheters salg av vindlisenser utenfor kysten av **Massachusetts** i desember 2018. Salget ble sluttført i begynnelsen av 2019.
- Oppstart av kommersiell drift ved solkraftanlegget **Apodi** i Brasil 28. november 2018. Scatec Solar er operatør for Apodi.
- Kjøpte 50 % av solkraftanlegget **Guanizul 2A** i Argentina fra Martifer Renewables i juni 2018. Scatec Solar er operatør for prosjektet.
- Kjøpte minoritetsandel (9,7 %) i **Scatec Solar** ASA i november 2018, og eier nå til sammen 10,1 %.

Havvind

Eiendeler i produksjon

Havvindparken **Sheringham Shoal** (Equinor 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 megawatt (MW). Vindparkens årlige produksjon er på om lag 1,1 terawatt-timer (TWh).

Havvindparken Dudgeon (Equinor 35 %, operatør) ligger Greater Wash-området utenfor den britiske østkysten, ikke langt fra Sheringham Shoal. Havvindparken har vært i drift siden november 2017 og produserer om lag 1,7 TWh per år fra 67 turbiner.



Havvindparken Dudgeon utenfor den britiske østkysten, Norfolk.

Hywind Scotland (Equinor 75 %, operatør) er en flytende vindpark som bruker Hywind-konseptet, som er utviklet og eies av Equinor. Vindparken ligger i Buchan Deep-området, omkring 25 km utenfor Peterhead på østkysten av Skottland, Storbritannia. Equinor fullførte prosjektet i 2017 og har installert fem turbiner på 6 MW hver. Produksjonen er på om lag 0,14 TWh/år. Dette er neste steg i Equinors strategi mot realisering av de første kommersielle flytende vindparker i stor skala.

Havvindparken **Arkona** (Equinor 50 %, E.ON er operatør) ligger i tysk del av Østersjøen, mens drifts- og vedlikeholdsbasen ligger i Port Mukran på øya Rügen i Mecklenburg-Vorpommern. Første kraft fra Arkona ble levert til nettet i september 2018, og alle de 60 turbinene har produsert vindkraft siden november 2018. Vindparken vil ha en kapasitet på 385 MW og planlegges å komme i full drift fra begynnelsen av 2019.

Mulige utbygginger

Dogger Bank-prosjektet (Equinor 50 %, felles operatørskap med SSE) består av tre foreslåtte havvindparker utenfor kysten av Yorkshire, Storbritannia, Creyke Beck A og B og Teeside A, hver med en kapasitet på 1.200 MW. Med Dogger Bank-vindparkene på 3.600 MW og et nærliggende vindparkprosjekt på 1.200 MW, er Dogger Bank-området potensielt det største

havvindprosjektet i verden, med en samlet kapasitet godkjent av britiske myndigheter på 4.800 MW.

Hywind Tampen (Equinor 33,28 % (Snorre) og 51 % (Gullfaks), operatør) er en flytende havvindpark som vurderes for å forsyne Snorre- og Gullfaksinstallasjonene på norsk sokkel med vindkraft. Den foreslåtte utbyggingen omfatter elleve vindturbiner med en kapasitet på 8 MW hver, og er basert på Equinors flytende havvindkonsept **Hywind**. Med en samlet kapasitet på 88 MW skal vindparken kunne dekke over en tredjedel av kraftbehovet til de fem plattformene Snorre A og B samt Gullfaks A, B og C. I måneder med mye vind vil denne andelen være betydelig høyere.

I 2018 inngikk Equinor avtaler med Polenergia om kjøp av 50 % eierandel i tre utviklingsprosjekter for havvind i Polen, **Baltyk I, II og III**. Vindparkområdene ligger i Østersjøen, henholdsvis 80, 27 og 40 kilometer fra land, med 20–40 meters havdyp. De tre prosjektene har en potensiell kapasitet på mer enn 2.500 MW. Slutføring av kjøpet av Baltyk I-prosjektet forutsetter at visse betingelser er oppfylt, blant annet samtykke fra Kontoret for konkurranseregulering og forbrukerbeskyttelse i Polen.

I USA var Equinor vinner av BOEMs 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 opp mot 2.000 MW. Lisensen ligger ca. 20 km rett sør for Long Island. Equinor har gitt bud på kraftkjøpsavtaler både i New York og New Jersey i slutten av 2018/begynnelsen av 2019. New York-prosjektet har fått navnet **Empire Wind** og New Jersey-prosjektet **Boardwalk Wind**.

I desember 2018 ga Equinor vinnerbudet på 135 millioner USD for lisens OCS-A 0520 utenfor kysten av Massachusetts i amerikanske myndigheters salg av vindlisenser. Lisensen ligger 65 km sør for Cape Cod og 110 km øst for Long Island, New York. Lisensen er 521 km² og stor nok til å dekke en eller flere havvindutbygginger med en kapasitet på rundt 2.000 MW. Det nye området styrker Equinors portefølje i nordøstlig del av USA, og styrker mulighetene for å bli et framtidig knutepunkt for havvind.

Solkraft

Solkraftanlegget **Apodi** (Equinor 43,75 %, Scatec Solar er operatør) ligger i Quixeré i staten Ceará i Brasil. Anlegget, som har en installert kapasitet på 162 MW, kom i kommersiell drift i november 2018 og forventes å levere rundt 0,34 TWh solkraft per år.

I juni 2018 kjøpte Equinor 50 % eierandel i solkraftanlegget **Guanizul 2A** i Argentina. Scatec Solar er operatør for anlegget,

som ligger i San Juan-regionen av Argentina. Anlegget forventes å komme i drift innen utgangen av 2019, og vil ha en installert kapasitet på 117 MW.

I november 2018 kjøpte Equinor 11.020.000 aksjer i Scatec Solar ASA, tilsvarende 9,7 % av aksjene og stemmene, og eier nå til sammen 10,1 %. Scatec Solar er en integrert uavhengig solkraftprodusent med en portefølje på 1,5 GW i produksjon og under utvikling.



Solkraftanlegget, Apodi i Brasil.

Karbonfangst og -lagring

Equinor har erfaring med **karbonfangst og -lagring (CCS)** fra olje- og gassvirksomheten til havs siden 1996 og har fortsatt å utvikle kompetanse gjennom forskning ved Teknologisenter Mongstad (TCM), verdens største anlegg for testing og forbedring av CO₂-fangst. Equinor ønsker å benytte sin kompetanse og erfaring i andre CCS-prosjekter, både for å redusere karbonutslipp fra flere kilder og for å undersøke nye muligheter, bl.a. for økt utvinning og karbonnøytrale verdikjeder basert på hydrogen.

Northern Lights (Equinor 33,33 %, operatør): Fangst og lagring av CO₂ kan bidra til å nå klimamålet fra Parisavtalen. Sammen med Shell og Total utvikler Equinor infrastruktur på norsk sokkel for transport og lagring av CO₂ fra forskjellige landbaserte industrier. Løsningen som vurderes, vil først ha en lagringskapasitet på 1,5 millioner tonn CO₂ i året. Prosjektet inngår i norske myndigheters planer for fullskala fangst, transport og lagring av CO₂ i Norge.

Equinor Energy Ventures Fund

Equinor Energy Ventures Fund, et fond for investering i attraktive og ambisiøse vekstselskaper innen fornybar energi og andre karboneffektive løsninger, har vært i funksjon siden februar 2016. Nær halvparten av det opprinnelige venturefondbeløpet på USD 200 millioner er forpliktet. Fondet har nå åtte direkte investeringer innenfor ulike segmenter, og er

eier, med begrenset ansvar, i to finansielle venturekapitalfond på to kontinenter.

Global strategi & forretningsutvikling (GSB)

Forretningsområdet Global strategi & forretningsutvikling er Equinors senter for strategi og forretningsutvikling. GSB er ansvarlig for Equinors globale strategiprosesser og identifiserer uorganiske forretningsutviklingsmuligheter, og gir støtte ved blant annet fusjoner og oppkjøp. Dette oppnås gjennom nært samarbeid på tvers av geografiske lokasjoner og forretningsområder. Equinors strategi spiller en viktig rolle som rettleiding for forretningsutvikling i konsernet.

GSB omfatter også flere konsernfunksjoner, blant annet Equinors bærekraftsfunksjon, som utarbeider selskapets strategiske svar på bærekraftsspørsmål og rapporterer Equinors bærekraftresultater.

Konsernstaber og støttefunksjoner

Konsernstaber og støttefunksjoner består av ikke driftsrelaterte aktiviteter som støtter opp under Equinors virksomhet. Dette omfatter hovedkontor og sentrale funksjoner som leverer forretningsstøtte, blant annet finans og kontroll,

konsernkommunikasjon, sikkerhet, revisjon, juridiske tjenester, og mennesker og organisasjon (personal).

Teknologi, prosjekter og boring (TPD)

Forretningsområdet Teknologi, prosjekter og boring (TPD) er ansvarlig for feltutvikling, brønnleveranser, teknologiutvikling og anskaffelser i Equinor.

Forskning og teknologi er ansvarlig for forskning og teknologiutvikling og -implementering for å møte Equinors forretningsbehov, og for spesialistrådgivning innenfor valgte teknologiområder.

Prosjektutvikling er ansvarlig for planlegging, utvikling og gjennomføring av store feltutbygginger, modifikasjoner og feltavvikling der Equinor er operatør.

Boring og brønn er ansvarlig for å designe brønner og for globale bore- og brønnoperasjoner på land og til havs (bortsett fra på land i USA).

Anskaffelser og leverandørrelasjoner er ansvarlig for globale anskaffelser tilpasset Equinors forretningsmessige behov.



Johan Sverdrup, norsk sokkel

Tabellen på neste side viser større prosjekter der Equinor er operatør, samt prosjekter der Equinors 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 30–35 prosjekter i tidligfase og blir modnet fram mot en investeringsbeslutning.

Ferdigstilte prosjekter

Prosjekter med oppstart og ferdigstillelse i 2018	Equinors eierandel	Operatør	Område	Type
Tahiti vertikal utvidelse	25,00%	Chevron USA Inc	Mexicogolven	Olje
Stampede	25,00%	Hess Corporation	Mexicogolven	Olje
Oseberg Cat J rig Askepott	49,30%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Oppjekkbare borerigger
Gullfaks Cat J rig Askeladden	51,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Oppjekkbare borerigger
Visund Nord forbedret oljeutvinning	53,20%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Forbedret oljeutvinning
Troll B gassmodul Z	30,58%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje
Oseberg Vestflanken 2	49,30%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og gass
Johan Sverdrup eksportørledninger	40,03%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Eksportørledning
- eid gjennom Lundin	4,54%	-	-	-
Big Foot	27,50%	Chevron USA Inc	Mexicogolven	Olje
Volve avvikling	59,60%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Feltavvikling
Apodi solkraftanlegg ¹⁾	43,75%	Scatec Solar Brazil BV (NL)	Ceará, nordøstlige Brasil	Sol
Aasta Hansteen	51,00%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Gass

1) Scatec Solar Brazil Servicos de Engenharia Ltda er teknisk tjenesteyter

Prosjekter under utbygging

Pågående prosjekter med forventet oppstart og ferdigstillelse 2019-2023	Equinors eierandel	Operatør	Område	Type
Mariner	65,11%	Equinor UK Ltd	Nordsjøen	Olje
Johan Sverdrup fase 1	40,03%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og assosiert gas
- eid gjennom Lundin	4,54%	-	-	-
Utgard norsk sektor	38,44%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Gass og kondensat
britisk sektor	38,00%	-	-	-
Trestakk	59,10%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Olje og assosiert gass
Arkona havvindpark ¹⁾	50,00%	Arkona Windpark Entw.-GmbH	Østersjøen, Tyskland	Vind
Gullfaks Shetland / Lista fase 2	51,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje
Guanizul 2A solkraftprosjekt ²⁾	50,00%	Cordillera Solar VIII.S.A	San Juan, Argentina	Sol
Snefrid Nord	51,00%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Gass
Huldra avvikling	19,87%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Feltavvikling
Troll C gassmodul	45,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Økt prosesseringskapasitet
Martin Linge ³⁾	70,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og gass
Njord future	20,00%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Olje
Peregrino fase 2	60,00%	Equinor Brasil Energia Ltd	Camposbassenget, Brasil	Olje
Bauge, tie-in til Njord A	35,00%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Olje og gass
Askeladd, tie-in til Snøhvit	36,79%	Equinor Energy AS	Barentshavet	Gass og kondensat
Ærfugl	36,17%	Aker BP ASA	Norskehavet	Gass og kondensat
Zinia fase 2, blokk 17 satellitt	23,33%	Total E&P Angola Block 17	Kongobassenget, Angola	Olje
CLOV fase 2, blokk 17 satellitt ⁴⁾	23,33%	Total E&P Angola Block 17	Kongobassenget, Angola	Olje
Dalia fase 2, blokk 17 satellitt ⁴⁾	23,33%	Total E&P Angola Block 17	Kongobassenget, Angola	Olje
Snorre expansion	33,28%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje
Troll fase 3	30,58%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Gass og olje
Vito	36,89%	Shell Offshore Inc	Mexicogolven	Olje
Johan Castberg	50,00%	Equinor Energy AS	Barentshavet	Olje
Johan Sverdrup fase 2 ⁵⁾	40,03%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og assosiert gass
- eid gjennom Lundin	4,54%	-	-	-
Ekofisk fjerningskampanje 3	7,60%	Conocophillips Skandinavia AS	Nordsjøen	Feltavvikling

1) E.ON Climate and Renewables Services GmbH er teknisk tjenesteyter

2) Scatec Equinor Solutions AS er teknisk tjenesteyter

3) Total E&P Norge AS var operatør før 19 mars 2018

4) Prosjektet er godkjent av lisenspartnerne, avventer myndighetsgodkjenning

5) Regjeringen har fremmet et forslag til Stortinget med anbefaling om å godkjenne plan for utbygging og drift

2.7 Konsernforhold

Gjeldende lover og forskrifter

Equinor 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 Equinors kjernevirksomhet på bakgrunn av at mesteparten av Equinors produksjon kommer fra norsk sokkel, eierstrukturen i selskapet, og fordi Equinor er registrert og har hovedkontor i Norge.

Equinor driver virksomhet i mer enn 30 land, og er underlagt og forpliktet til å overholde en rekke lover og forskrifter rundt om i verden.

Dette kapittelet gir en generell beskrivelse av det juridiske rammeverket i de ulike jurisdiksjonene Equinor har virksomhet i, og særlig de landene hvor Equinor har sine viktigste aktiviteter. For mer informasjon om de jurisdiksjonene Equinor har virksomhet i, se seksjon 2.2 Vår virksomhet og 2.11 Risiko. Se også kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse for Equinors hjemmehørighet og juridiske form, inkludert gjeldende vedtekter, informasjon om notering på Oslo Børs og New York Stock Exchange (NYSE) og eierstyring og selskapsledelse.

Juridisk rammeverk for oppstrøms olje og gass

Equinor er per i dag gjenstand for to hovedtyper av regimer som gjelder for petroleumsvirksomhet over hele verden:

- Regimer for inntektsbeskatning av selskaper og/eller
- Produksjonsdelingsavtaler (PSA).

En generell beskrivelse av disse regimene er gitt under, i tillegg til en mer detaljert beskrivelse av gjeldende lovgivning i noen av kjerneområdene for Equinors aktiviteter.

Equinor er også gjenstand for en lang rekke lover og forskrifter knyttet til HMS som gjelder selskapets produkter og virksomhet. Lover og forskrifter kan gjelde spesielt per jurisdiksjon, men internasjonale forskrifter, konvensjoner og traktater, i tillegg til direktiver og forskrifter i EU er relevante.

Regimer for inntektsbeskatning

I et regime for inntektsskatt blir selskaper vanligvis tildelt lisenser, også kjent som konsesjonsregimer, fra myndighetene, for å utvinne petroleum, i likhet med det norske systemet (se under). Ofte blir lisensene tildelt prekvalifiserte selskaper etter budrunder. Kriteriene for evaluering av bud i disse regimene kan være nivået på tilbud signaturbonus (budbeløp), minsteprogram for leting, og/eller lokalt innhold. De(n) budgiveren(e) som velges vil motta retten til å lete, utvikle og produsere petroleum innenfor et nærmere angitt geografiske område i en begrenset tidsperiode i bytte for det forpliktende budet. Vilklårene for lisensene er vanligvis ikke gjenstand for

forhandling. Skatteregimet kan gi staten rett til produksjonsrettigheter (royalties), overskuddsskatt eller særskilt petroleumsskatt.

PSA-regimer

Produksjonsdelingsavtaler blir normalt tildelt kontraktspartene etter budrunder som kunngjøres av myndighetene. De viktigste parametrene er et minsteprogram for leting og signaturbonuser.

I henhold til en PSA, vil vertslandets myndigheter beholde retten til de aktuelle hydrokarbonene. Kontraktøren mottar en andel av produksjonen for tjenester utført. Normalt er det kontraktørene som bærer letekostnadene og risikoen i forkant av et lønnsomt funn, og de har deretter rett til å få disse kostnadene dekket i produksjonsfasen. Den gjenværende andelen av produksjonen, også kalt "profit share" blir deretter delt mellom staten og kontraktøren. Kontraktøren er også vanligvis gjenstand for inntektsskatt på sin andel av den gjenværende produksjonen. De skattemessige vilklårene i en PSA er i stor grad mulig å forhandle, og er unike for hver enkelt PSA.

Norge

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

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

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

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

- Statens eierskap i Equinor 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 Equinor 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 Equinor om aksjeutvidelse, vil dette hindre Equinor i å reise ny kapital på denne måten, noe som kan ha en vesentlig innvirkning på Equinors evne til å forfølge forretningsmuligheter. For nærmere informasjon om statens eierskap, se seksjon 2.11 Risikoanalyse, kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse, og Største aksjonærer i seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon.

- Staten utøver viktig reguleringsmyndighet over Equinor og andre selskaper og foretak på norsk sokkel. Som del av virksomheten må Equinor, eller selskapets partnere, ofte søke staten om tillatelser og ulike andre former for godkjenning. Selv om flertallet av Equinors aksjer er eid av den norske stat, får Equinor ikke fortrinnsrett vedørende lisenser som tildeles av eller under regulatoriske regler under oppsyn av den norske stat.

De viktigste lovene som regulerer Equinors 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 fastsetter 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. Equinor er avhengig av at staten godkjenner selskapets lete- og utbyggingsprosjekter på norsk sokkel og søknader om produksjonsrater for de enkelte felt.

Utvinningstillatelser er den viktigste typen tillatelse som gis etter 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 fra feltet som omfattes av tillatelsen. Utvinningstillatelser tildeles grupper av selskaper som danner et interessentskap (joint venture) etter departementets skjønn. Deltakerne i interessentskapet er solidarisk ansvarlig overfor staten for forpliktelser som oppstår på grunnlag av petroleumsvirksomhet som drives i henhold til tillatelsen. Olje- og energidepartementet fastsetter formen på samarbeidsavtaler og regnskapsavtaler.

Det styrende organ i interessentskapet er styringskomiteen. For tillatelser tildelt etter 1996 der Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) har en eierandel, kan staten gjennom

Petoro AS nedlegge veto mot vedtak fattet av interessentskapets styringskomite som etter statens oppfatning ikke er i overensstemmelse med forpliktelsene i tillatelsen hva angår statens utnyttelsespolitikk eller økonomiske interesser. Denne vetoretten 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 skattebehandling. 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. Vilråene for operatørens engasjement er fastsatt i samarbeidsavtalen. Skifte av operatør skal godkjennes av departementet. Når særlige grunner tilsier det, kan departementet foreta skifte av operatør.

Dersom viktige offentlige interesser står på spill, kan staten beordre Equinor 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 Equinors virksomhet og andeler i Equinors utvinningstillatelser på norsk sokkel, se seksjon 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge.

Salg og transport av gass fra norsk sokkel

Equinor selger gass fra norsk sokkel på vegne av seg selv og staten. Gassen transporteres gjennom Gassled-rørledningen til kunder i Storbritannia og andre land i Europa. Mesteparten av Equinors og statens gass som produseres på norsk sokkel, blir solgt på gasskontrakter til kunder i Den europeiske union (EU).

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 og prosessering, avsnitt Rørledninger.

Statens deltakelse

Statens politikk som aksjonær i Equinor 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 Equinor 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

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

På en ekstraordinær generalforsamling i 2001 vedtok staten som eneeier en instruks til Equinor som fastsetter spesifikke vilkår for markedsføring og salg av statens olje og gass: Avsetningsinstruksen.

Equinor 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 Equinors og statens olje og gass samt sikre en rettferdig fordeling av den totale verdiskapningen mellom den norske stat og Equinor.

Den norske stat kan når som helst bruke sin stilling som majoritetsaksjonær i Equinor til å trekke seg ut eller endre Avsetningsinstruksen.

USA

Petroleumsaktiviteter i USA er gjenstand for et omfattende regelverk fra flere føderale myndighetsorganer, i tillegg til statmelover og statlig og lokal lovgivning. Myndighetene i USA regulerer utviklingen av hydrokarboner i føderale områder, i Mexicogolfen og andre havområder. Ulike føderale organer står for direkte regulering av deler av bransjen, mens andre generelle reguleringer knyttet til miljø, sikkerhet og fysisk kontroll gjelder for alle deler av bransjen. I tillegg til regelverket som er pålagt av de føderale myndighetene i USA, vil alle aktiviteter på indianske områder (områder med delvis suverenitet for urbefolkningen) reguleres av myndigheter og organer i disse områdene. Noe som er svært viktig for Equinors interesser på landbaserte områder, er at hver enkelt stat har egne regler for alle aspekter ved utvikling av hydrokarboner innenfor sine statlige grenser. Videre er det en trend at også lokale myndigheter vedtar egne regelverk knyttet til hydrokarboner. I USA blir eierinteresser i hydrokarboner sett på som privat eiendomsrett. I områder som eies av USA betyr dette at regjeringen eier mineralene i egenskap av å være grunneier. De føderale myndighetene, og hver stamme og stat fastsetter vilkårene for sine egne leieavtaler, blant annet varigheten på leieavtalen, produksjonsavgift (royalty), og andre vilkår. En

meget betydelig andel av landbaserte mineraler (det overveiende flertall i alle de statene hvor Equinor har landbaserte eierinteresser), inkludert hydrokarboner, tilhører privatpersoner.

For å kunne lete etter eller utvikle hydrokarboner, må et selskap inngå en leieavtale med myndighetsorganer for føderalt, statlig eller stammetilhørende landområder, og for private landområder med de enkeltpersonene som eier mineralene selskapet ønsker å utvikle. For hver leieavtale beholder utleier en royalty-interesse i (den eventuelle) produksjonen fra det leide området. Leietaker eier en arbeidsinteresse og har rett til å lete etter og produsere olje og gass. Leietaker pådrar seg alle kostnader og forpliktelser, men vil kun dele den andelen av inntektene som gjenstår etter at alle kostnader og utgifter er dekket, og produksjonsavgiften utleier har rett til er trukket fra.

Slike leieavtaler har vanligvis en første periode på et gitt antall år (fra ett til ti år) og en betinget andre periode som er knyttet til eiendommens produksjonsperiode. Dersom olje og gass blir produsert i lønnsomme mengder ved utgangen av den første periode, eller operatøren oppfyller andre forpliktelser som angitt i avtalen, vil leieavtalen typisk fortsette utover den første perioden (Held by Production "HBP"). Leieavtalene involverer ofte betaling av både signaturbonus basert på størrelsen på utleid areal, og produksjonsavgift basert på produksjonen.

Hver enkelt stat har sine egne organer som regulerer alle aktiviteter knyttet til utvikling, leting og produksjon av olje og gass. Disse myndighetsorganene utsteder boretilatelser og kontrollerer transport via rørledning innenfor statens grenser. For Equinors landbaserte aktiviteter er følgende organer spesielt viktige: 1) Railroad Commission of Texas, 2) Pennsylvania Department of Environmental Protection's Office of Oil and Gas Management, 3) Ohio Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas, 4) West Virginia Department of Environmental Protection, og 5) North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division. I tillegg er det noen statlige funksjoner som håndterer transport via rørledning mellom statene, og hver stat har også sin egen avdeling som regulerer alle problemstillinger knyttet til helse og miljø som oppstår i olje- og gassvirksomhet.

Skatteregimet i USA gir statene rett til inntektsskatt og produksjonsavgift der statene står som utleier. Føderal skattelovgivning har videre en rekke spesialregler og fradrag knyttet til inntektsskatt som pålegges i forbindelse med leting etter og produksjon av olje og gass.

Brasil

I Brasil blir lisensene hovedsakelig tildelt i samsvar med et konsesjonsregime eller et produksjonsdelingsregime (sistnevnte særlig for områder i pre-salt polygon eller strategiske områder) av føderale myndigheter. Alle statseide og private oljeselskaper kan delta i budrundene, gitt at de følger budreglene og oppfyller kvalifikasjonskriteriene. Anbudsprotokollen som utstedes for hver budrunde inneholder et utkast til konsesjonsavtalen eller produksjonsdelingsavtalen som vinnerne må forholde seg til, uten å kunne forhandle om noen av vilkårene. Det vil si at alle avtalene som signeres i en budrunde inneholder de samme generelle vilkårene, og bare er forskjellige med hensyn til de aktuelle enhetene som etter omstendighetene legges ut på anbud. Det er ingen begrensninger på utenlandsk deltakelse, gitt

at den utenlandske investoren stifter et selskap under brasiliansk lov for signering av avtalen, og følger de kravene som er etablert av National Agency of Oil, Natural Gas and Biofuels (ANP).

De nåværende kriteriene for evaluering av bud i konsesjonsregimet er: (a) signaturbonus, og (b) minsteprogram for leting, men i de siste budrundene har deltakerne også måttet tilby en viss prosentandel lokalt innhold som en fast forpliktelse. Selskapene kan by individuelt eller i konsortier, men må alltid oppfylle kvalifikasjonskriteriene for operatører og partnere.

Konsesjonsavtalene signeres av ANP på vegne av den føderale regjeringen. Generelt blir det gitt konsesjon for en samlet periode på 30 år, der letefasen typisk varer i to til åtte år, som vanligvis deles inn i ulike perioder med konkrete krav, mens produksjonsfasen kan vare 27 år etter at feltet er erklært drivverdig. Konsesjonsinnehavere har rett til å be om forlengelse av disse fasene, som må godkjennes av ANP.

Når det gjelder budrunder som involverer produksjonsdelingsregime, gir loven det halvstatlige brasilianske selskapet Petroleo Brasileiro S.A. - Petrobras – fortrinnsrett til å være operatør på pre-salt-feltene med et minimum på 30 % eierandel. Dersom denne retten utøves, kan Petrobras fortsatt delta i budrunden og legge inn bud på de resterende 70 % på lik linje med andre selskaper. På samme måte som i konsesjonsregimet kan selskapene by enkeltvis eller sammen med andre selskaper. Vinnerne er også forpliktet til å danne et konsortium med Pre-Sal Petroleo S.A. (PPSA), et statlig brasiliansk selskap, som vil stå ansvarlig for å håndtere produksjonsdelingsavtalen og selge produksjonen som tilfaller staten. PPSA skal også ha rollen som styreleder i driftsutvalget med 50 % av stemmene i tillegg til vetoerter og avgjørende stemme i noen tilfeller.

Nåværende kriterier for evaluering av bud under produksjonsdelingsregimet er prosentandel av såkalt «profit oil». Vinneren blir det selskapet som tilbyr høyeste prosentandel til staten i samsvar med tekniske og økonomiske parametre som er etablert for hver blokk i anbudsdokumentene i en aktuell budrunde.

Produksjonsdelingskontraktene undertegnes av Ministry of Mines and Energy på vegne av føderale myndigheter. Generelt gjelder kontraktene for en samlet periode på 35 år, noe som i øyeblikket ikke kan forlenges i henhold til gjeldende lov. Det er også her to faser – letefasen og produksjonsfasen. Letefasen kan forlenges gitt at den samlede kontraktsperioden ikke overstiger 35 år.

For å kunne utføre leting etter og utvinning av olje- og gassreserver, må selskapene skaffe seg en miljølisens, som innvilges av det statlige miljødirektoratet IBAMA (Federal Environmental Protection Agency), som, sammen med ANP, er ansvarlig for regelverket knyttet til sikkerhet og miljø i oppstrømsvirksomheten.

Inntekter og kapitalgevinster som erverves av juridiske enheter i Brasil er gjenstand for selskapsskatt og trygdeavgift på overskudd. Gevinster som realiseres av utlendinger ved salg eller avhendelse av eiendeler i Brasil er gjenstand for kildeskatt.

Trygdeavgiften og bidraget til Social Integration Program er føderale avgifter som skattes av månedlige bruttoinntekter.

HMS-lovgivning som er relevant for oppstrøms olje- og gassaktiviteter i Norge

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

Equinors olje- og gassvirksomhet i Norge skal foregå på en forsvarlig måte og ivareta hensynet til sikkerhet for personell, miljø og de økonomiske verdier innretninger og fartøyer representerer. Petroleumsloven krever spesifikt at petroleumsvirksomheten skal foregå slik at et høyt sikkerhetsnivå kan opprettholdes og utvikles i takt med den teknologiske utvikling. Equinor er også pålagt å opprettholde en effektiv beredskap til enhver tid med sikte på å møte fare- og ulykkesituasjoner i Equinors petroleumsvirksomhet. I en krisesituasjon kan Arbeidsdepartementet/Nærings- og fiskeridepartementet/Kystverket bestemme at andre parter skal stille de nødvendige ressurser til rådighet for rettighetshavers regning, eller iverksette tiltak for å skaffe de nødvendige ressurser på annen måte.

Erstatningsansvar for forurensingsskade

Petroleumsloven legger et stort erstatningsansvar for forurensingsskade på alle rettighetshavere, og en rettighetshaver er ansvarlig for forurensing uten hensyn til skyld.

Et krav mot rettighetshavere for kompensasjon knyttet til forurensingsskade skal først rettes mot operatøren, som i henhold til vilkårene i fellesavtalen, vil fordele kravet forholdsmessig på de andre partnerne i samsvar med deres eierandel i lisensen.

Som rettighetshaver på norsk sokkel er Equinor gjenstand for strengt erstatningsansvar i henhold til petroleumsloven når det gjelder tap eller skade som følge av forurensing forårsaket av utstrømming eller utslipp av petroleum fra en innretning som dekkes av en av Equinors lisenser. Dette betyr at enhver innenfor riket eller kontinentalsokkelens yttergrenser som lider tap eller skade som følge av forurensing forårsaket av virksomhet i et av Equinors lisensområder på norsk sokkel kan kreve kompensasjon fra Equinor uten å måtte påvise at skaden skyldes feil fra Equinors side.

Utslippstillatelser

Utstrømming og utslipp fra petroleumsvirksomhet i Norge reguleres av flere lover, blant annet petroleumsloven, lov om avgift på utslipp av CO₂, særavgiftsloven, klimakvoteloven og forurensingsloven. Utslipp av olje og kjemikalier i forbindelse med leting, utvikling og produksjon av olje og naturgass reguleres av forurensingsloven. I henhold til bestemmelsene i denne loven må operatøren søke om utslippstillatelse fra relevante myndigheter på vegne av lisensgruppen for å kunne slippe ut forurensende stoffer til vann. Videre fastslår petroleumsloven at brenning av gass ved fakling, utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner, ikke er tillatt uten tillatelse fra Olje- og energidepartementet. Alle operatører på norsk sokkel har plikt og ansvar for å etablere tilstrekkelige prosedyrer for overvåking og rapportering av utslipp til sjø. Miljødirektoratet, Oljedirektoratet og Norsk olje og gass har etablert en felles database for rapportering av utslipp til luft og sjø fra petroleumsvirksomheten, «Environmental Web» (EW). Alle

operatører på norsk sokkel rapporterer utslippsdata direkte i databasen.

Lovgivning knyttet til utslipp – reduksjon av karbonutslipp

Equinors virksomhet i Norge er gjenstand for utslippsavgifter og utslippskvoter som gis til Equinors største europeiske virksomheter i henhold til kvotehandelssystemet i EU. Den avtalte styrkingen av EUs kvotehandelssystem kan føre til en betydelig reduksjon i samlede utslipp fra relevante energi- og industriinstallasjoner, som omfatter Equinors installasjoner på norsk sokkel. Prisen på utslippskvotene ventes også å øke betydelig fram mot 2030. Klimaloven, som kun gjelder for regjeringens oppfølging av Stortingets klimarelaterte beslutninger og forventninger kan også påvirke bransjens regelverk.

EU-direktivet 2009/31/EU om lagring av CO₂ er implementert i forurensingsloven og petroleumsløven. Fangst og lagring av CO₂ på Equinor-feltene Sleipner og Snøhvit styres av disse lovene.

HMS-lovgivning som er relevant for oppstrøms olje- og gassaktiviteter i USA

Equinors oppstrømsaktiviteter i USA er underlagt et omfattende lovverk på flere nivåer, både føderalt, statlig og lokalt. Equinor er gjenstand for disse lovene som en del av sine landbaserte aktiviteter i USA (herunder Equinors eiendeler i Texas, North Dakota, Montana, Ohio, og West Virginia), og gjennom virksomheten i Mexicogolfen.

På nasjonalt nivå er The National Environmental Policy Act en overordnet lov som pålegger føderale organer å vurdere miljøeffekten av sine handlinger.

Flere viktige føderale lover i USA dekker de potensielle miljømessige effektene forbundet med utvinning av hydrokarboner. Disse inkluderer Clean Air Act, som omhandler luftkvalitet og utslipp til luft, Clean Water Act, som omhandler vannkvalitet og utslipp til vann, Safe Drinking Water Act, som fastsetter standarder for drikkevann fra kran og regler for injeksjoner under bakken, Resource Conservation and Recovery Act, som omhandler håndtering av farlig og fast avfall, Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act, som omhandler gjenopprettelse av deponiområder og rapportering av utslipp, og Oil Pollution Act, som omhandler forebygging og beredskap ved akutte oljeutslipp.

Andre lover i USA er mer ressurs-spesifikke. Endangered Species Act beskytter utryddelsestruede arter og kritiske habitater. Noen lover beskytter bestemte arter, blant annet Migratory Bird Treaty Act, Bald and Golden Eagle Protection Act og Marine Mammal Protection Act. Andre lover styrer planlegging av naturressurser og utvikling på føderale landområder og på den ytre kontinentalsokkelen, blant annet Mineral Leasing Act, the Outer Continental Shelf Lands Act, Federal Land Policy and Management Act, Mining Law 1872, National Forest Management Act, National Park Service Organic Act, Wild and Scenic Rivers Act, the National Wildlife Refuge System Administration Act, the Rivers and Harbors Act, og Coastal Zone Management Act.

De føderale myndighetene regulerer leting og produksjon til havs på den ytre kontinentalsokkelen (Outer Continental Shelf,

OCS), som strekker seg fra grensen for statlige farvann (enten 3 eller 9 nautiske mil fra kysten, avhengig av stat) og fram til grensen for nasjonal jurisdiksjon, 200 nautiske mil fra land. The Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) styrer lisensprogrammer på OCS, gjennomfører ressursvurderinger, og gir lisenser til seismiske undersøkelser. The Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) regulerer all boring og produksjon på OCS. The Office of Natural Resources Revenue (ONRR) samler inn og utbetaler leie og produksjonsavgift fra føderale og urinnvåner-områder på land og til havs. BOEM, BSEE og ONRR ble etablert i forbindelse med omorganiseringen av Minerals Management Service i 2010 og 2012.

BSEEs regelverk for boring og produksjon har vært gjenstand for omfattende revisjoner etter hendelsen med utblåsningen og oljeutslippet på Deepwater Horizon i 2010. Regelverket omfatter krav til bedre brønndesign, bedre utblåsningsssikring, testing og vedlikehold, og et økt antall faglærte inspektører. Dagens administrasjon jobber med å gjennomgå og revidere disse kravene, og Equinor jobber med relevante myndigheter og interessegrupper i bransjen for å sikre at Equinors virksomhet utføres i samsvar med gjeldende lover og regler og eventuelle endringer i disse.

Andre føderale lover dekker spesielle produkter og avfallstyper, og fokuserer på menneskelig helse og sikkerhet: Toxic Substances Control Act omhandler nye og eksisterende kjemikalier og produkter som inneholder slike kjemikalier, Hazardous Materials Transportation Act omhandler transport av farlige stoffer, Occupational Safety and Health Act omhandler risiko på arbeidsplassen, Emergency Planning and Community Right-to-Know Act omhandler beredskapsplanlegging og varsel om farlige og giftige kjemikalier.

De føderale og statlige myndighetene deler på myndigheten til å administrere enkelte føderale miljøprogrammer (f.eks. Clean Air Act og Clean Water Act). Statene har også ofte en egen, ofte strengere, miljølovgivning. Fylker, byer og andre lokale myndigheter kan ofte også ha egne krav i tillegg til dette.

Både på føderalt og statlig nivå er både det juridiske og lovmessige rammeverket, og konkrete bestemmelser som påvirker Equinors aktiviteter, gjenstand for endringer i administrative organer i tråd med utskifting av politiske partier og administrasjoner på føderalt og statlig nivå. Equinor overvåker hele tiden utviklingen når det gjelder endringer i lover og regler på alle nivåer, og engasjerer seg i forhold til sine interessegrupper gjennom bransjeorganisasjoner og med direkte kommentarer til lovmessige forslag, for å overholde gjeldende lovgivning.

HMS-lovgivning som er relevant for oppstrøms olje- og gassaktiviteter i Brasil

Equinors olje- og gassvirksomhet i Brasil må også foregå på en forsvarlig måte og ivareta hensynet til sikkerhet for personell og miljø. Den brasilianske petroleumsløven (Law No. 9.478/97) beskriver myndighetenes politiske mål for rasjonell bruk av landets energiresurser, blant disse beskyttelse av miljøet. I tillegg til petroleumsløven er Equinor også gjenstand for mange andre lover og forskrifter utstedt av ulike myndigheter. Disse inkluderer, men er ikke begrenset til ANP, Federal Environmental Agency (IBAMA), Federal Environmental Council (CONAMA) og

det brasilianske sjøforsvaret. Alle disse organene har myndighet til å ilegge bøter ved brudd på de respektive reglene. Konesjons- og produksjonsdelingskontrakter pålegger også operatøren og medlemmene av konsortiet forpliktelser som de står solidarisk ansvarlige for. De må, for egen regning og risiko, påta seg ansvar for og respondere på alle tap og skader som direkte eller indirekte er forårsaket av virksomheten og deres aktiviteter, uavhengig av skyld, til ANP, føderale myndigheter og tredjeparter.

Utvinning og produksjon av olje og gass er avhengig av miljøliser som definerer vilkårene for implementering av prosjektet og tiltak for å dempe og kontrollere miljøpåvirkningen. Equinor er gjenstand for bøter dersom selskapet unnlater å etterleve disse vilkårene.

I Brasil er Equinor også pålagt å ha et beredskapssystem i henhold til ANP Ordinance 44/2009, for å håndtere krisesituasjoner i selskapets petroleumsvirksomhet, i tillegg til særskilt oljevernberedskap på hvert felt, for å minimalisere miljøeffekten av en eventuell uventet miljøsituasjon som kan føre til utslipp av olje eller kjemikalier til sjø.

Utslippstillatelser

Utslipp fra brasilianske petroleumsvirksomheter reguleres gjennom flere lover, blant annet CONAMA Resolution 393/2007 for produsert vann, CONAMA Resolution No. 357/2005 for avløpsvann (kloakk osv.) and IBAMA technical Instruction No. 01/2018 for boreavfall. Utslipp av kjemikalier i forbindelse med leting, utvikling og produksjon av olje og naturgass vurderes som en del av tillatelsesprosessen, i henhold til CONAMA Ordinance No. 422/2011. I samsvar med bestemmelsene i disse forskriftene, skal operatøren søke om utslippstillatelse fra relevante myndigheter på vegne av lisensgruppen for å kunne slippe forurensende stoffer ut i vannet.

Lovgivning knyttet til utslipp – reduksjon av karbonutslipp

Equinors virksomhet i Brasil er ikke gjenstand for utslippsavgift (CO₂-grense) ennå, men det er sendt et forslag til statlige myndigheter fra Brazilian Business Council for Sustainable Development (CEBDS) om en avgift på 10 UDS per tonn CO₂-ekvivalenter. Videre regulerer CONAMA No. 436/11 grenser for utslipp til luft (f.eks. NO_x) fra alle faste kilder som har et samlet kraftforbruk over 100MW.

ANP Ordinance No. 249/00 tillater brenning av gass via fakling av sikkerhetsmessige årsaker for å sikre normal drift, men er

begrenset til 3 % av månedlig produksjon av assosiert gass. Eventuelle volumer utover dette må forhåndsgodkjennes.

Den brasilianske regjeringen undertegnet Paris-avtalen i 2016. Landets ambisjon er å redusere sine klimagassutslipp med 37 % innen 2025 og med 43 % innen 2030, sammenlignet med nivået i 2005. [På grunn av behovet for økonomisk vekst og en forventet vekst i etterspørselen etter energi, vil utslippsreduksjonene knyttes til bedre kontroll over bruk av skog og land (Forest and And Use). For å løse utfordringen om en økende energietterspørsel, har regjeringen indikert at de vil akseptere en økning i samlede utslipp på kort sikt fra industri- og kraftgenereringssektoren, selv om effektiviteten i kraftgenereringen og bruk ganske sikkert også vil være en viktig del av puslespillet.

Beskatning av Equinor

Equinor 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 23 % i 2018 til 22 % i 2019. I tillegg kommer en særskilt petroleumsskatt på overskudd fra petroleumsutvinning og rørledningstransport på norsk sokkel. Den særskilte petroleumsskatten er økt fra 55 % i 2018 til 56 % i 2019. Den særskilte petroleumsskatten beregnes på relevant inntekt i tillegg til den vanlige selskapsskatten, noe som gir en marginalsatt på 78 % på inntekt underlagt den særskilte petroleumsskatten. For nærmere informasjon se note 9 Skatter til konsernregnskapet.

Equinors internasjonale petroleumsvirksomhet skattlegges i henhold til lokal lovgivning. Den skattemessige regulering av Equinors oppstrømsvirksomhet er generelt basert på inntektsskattesystemer og/eller produksjonsdelingsavtaler (PSA). Equinor forventer at virkningen av den amerikanske skattereformen vedtatt i 2017 vil være gunstig for Equinor 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 Equinors utsatte skatt i balansen, siden Equinor ikke har bokført netto utsatt skattefordel eller gjeld knyttet til den amerikanske virksomheten per 31. desember 2018. 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 Equinor konsernet per 31. desember 2018.

Vesentlige datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap

Navn	i%	Land	Navn	i%	Land
Equinor Angola Block 15 AS	100	Norge	Equinor International Netherlands BV	100	0
Equinor Angola Block 17 AS	100	Norge	Equinor Murzuq AS	100	0
Equinor Angola Block 31 AS	100	Norge	EquinorI Natural Gas LLC	100	0
Equinor Apsheron AS	100	Norge	Equinor New Energy (Group)	100	0
Equinor Brasil Energia Ltda.	100	Brasil	Equinor Nigeria Energy Company Ltd.	100	0
Equinor BTC (Group)	100	Norge	Equinor Norsk LNG AS	100	0
Equinor Canada Ltd (Group)	100	Kanada	Equinor OTS AB	100	0
Equinor Danmark (Group)	100	Danmark	Equinor Refining Norway AS	100	0
Equinor Deutschland GmbH (Group)	100	Tyskland	Equinor Sincor Netherlands BV	100	0
Equinor Dezassete AS	100	Norge	Equinor Tanzania AS	100	0
Equinor Energy AS	100	Norge	Equinor UK Ltd (Group)	100	0
Equinor Energy Brazil AS	100	Norge	Equinor US Holding Inc. (Group)	100	0
Equinor Energy do Brasil Ltda.	100	Brasil	Statholding AS (Group)	100	0
Equinor Energy Netherlands BV	100	Nederland	Statoil Kharyaga AS	100	0
Equinor Energy Nigeria AS	100	Norge	Statoil Sverige Kharyaga AB	100	0
Equinor Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	South Atlantic Holding BV	60	0
Equinor Holding Netherlands BV	100	Nederland	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH ¹⁾	50	0
Equinor In Amenas AS	100	Norge	Roncador BV ²⁾	25	0
Equinor In Salah AS	100	Norge	Lundin Petroleum AB ¹⁾	20	0
Equinor Insurance AS	100	Norge			

1) Egenkapitalkonsoliderte enheter.

2) Roncador BV regskapsføres som en felleskontrollert virksomhet og er proporsjonalt konsolidert

Fast eiendom

Equinor har eierinteresser i fast eiendom i mange land rundt om i verden. Imidlertid er ingen enkeltstående eiendom av vesentlig betydning. Equinors hovedkontor ligger i Forusbeen 50, 4035 Stavanger og har ca. 135.000 kvadratmeter kontorlokaler. I oktober 2012 flyttet Equinor 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 Tilleggsplysninger 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 og prosessering.

For mer informasjon, se note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet.

Transaksjoner med nærstående parter

Se note 25 Nærstående parter til konsernregnskapet for informasjon. Se også seksjon 3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående.

Forsikring

Equinor 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 6.175 millioner fat oljeekvivalenter (foe) ved utgangen av 2018, sammenlignet med 5.367 millioner foe ved utgangen av 2017.

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 petroleumsressurser. Endringer i sikre reserver kan også skyldes faktorer utenfor ledelsens kontroll, som for eksempel endringer i olje- og gassprisene.

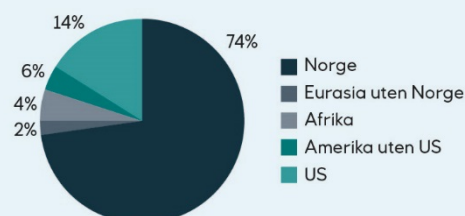
Høyere olje- og gasspriser fører vanligvis til at det utvinnes mer olje og gass. Men for felt som er underlagt produksjonsdelingsavtaler (PSA) og lignende avtaler, kan en høyere oljepris også medføre rettighet til mindre volumer. Disse endringene er vist i kategorien revisjoner og økt utvinning.

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 Equinor reserver som sikre når en utbyggingsplan er levert, siden det er rimelig sikkert at en slik plan vil bli godkjent av myndighetene. Utenfor disse territoriene blir reserver vanligvis bokført som sikre når godkjenning fra myndighetene er mottatt, eller når en slik godkjenning ventes i nær framtid. Reserver fra nye funn,

oppjustering av reserver, og kjøp av sikre reserver ventes å bidra til å opprettholde nivået av sikre reserver i årene framover. Fremtidige borelokasjoner på land i USA bokføres vanligvis som sikre ikke-utbygde reserver når de er knyttet til en godkjent boreplan, og er planlagt boret innen fem år.

Fordeling av sikre reserver



Om lag 90 % av Equinors sikre reserver ligger i OECD-land. Norge er helt klart den viktigste bidragsyteren i denne kategorien, etterfulgt av USA og Canada. Av Equinors samlede sikre reserver, er 5 % 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 5 % av Equinors samlede sikre reserver. Disse er inkludert i sikre reserver i Amerika, uten USA.

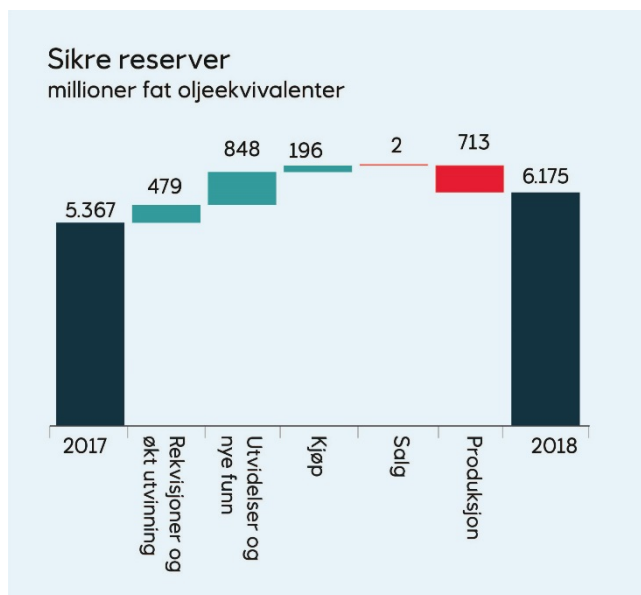
Utvikling av reserver

Samlet volum av sikre reserver økte med 808 millioner fat oljeekvivalenter i 2018.

Endring i sikre reserver

(millioner foe)	31. desember		
	2018	2017	2016
Revisjoner av tidligere anslag og økt utvinning	479	605	409
Utvidelser og funn	848	441	179
Kjøp av reserver	196	50	65
Salg av reserver	(2)	(38)	(27)
Sum økning i sikre reserver	1.521	1.059	626
Produksjon	(713)	(705)	(673)
Netto endring i sikre reserver	808	354	(47)

Betydelige endringer i sikre reserver i 2018



Revisjoner og økt utvinning (IOR)

Revisjoner av tidligere bokførte reserver, inkludert effekten av økt utvinning, førte til en økning i sikre reserver på 479 millioner fat oljeekvivalenter (foe) i 2018. Dette omfatter effekten av høyere råvarepriser, som økte sikre reserver med om lag 275 millioner foe gjennom en forlengelse av den økonomiske levetiden på flere felt. Det ble også gjort positive revisjoner på mange produserende felt som følge av operasjonell effektivisering, modning av nye brønner og prosjekter for økt utvinning, samt lavere usikkerhet på grunn av utvidet bore- og produksjonserfaring. Om lag to tredjedeler av de samlede revisjonene gjelder felt i Norge, der produksjonen fra mange av de større feltene på sokkelen ikke avtar så raskt som tidligere antatt. Denne kategorien omfatter også økte sikre reserver fra In Amenas i Algerie, hvor produksjonsavtalen er forlenget med fem år.

Utvikelser og funn

Nye funn og utvidelser av områder hvor det tidligere er bokførte sikre reserver, tilførte totalt 848 millioner foe i nye sikre reserver i 2018. Den største økningen skriver seg fra Troll-feltet i Norge, etter at utbyggingsprosjektet Troll fase 3 ble godkjent i 2018. Gjennom dette prosjektet vil produksjonen fra Troll Vest-reservoaret, som tidligere har fokusert på optimal utvinning av oljen i denne delen av reservoaret, utvides vertikalt for også å omfatte utvinning fra den overliggende gasskappen. Godkjenningen av utbyggingsprosjektet Johan Sverdrup fase 2 i Norge og utbyggingen av Vito-feltet i Mexicogolfen, tilfører også betydelige reserver. I tillegg omfatter denne kategorien

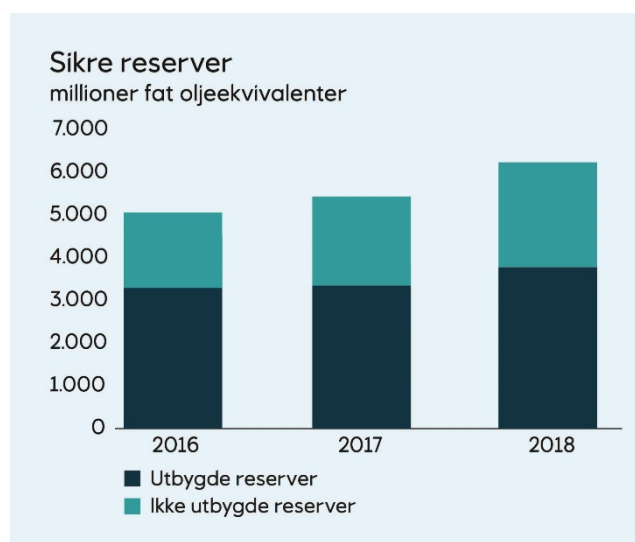
utvidelser av områder med sikre reserver gjennom boring av nye brønner i tidligere uborede deler av de landbaserte områdene i USA, samt utvidelser i noen produserende felt på norsk sokkel. Nye funn med sikre reserver som er bokført i 2018 forventes å starte produksjonen innen en periode på fem år.

Kjøp og salg av reserver

Totalt 196 millioner foe i nye sikre reserver ble kjøpt i 2018. Disse består hovedsakelig av kjøpet av en eierandel på 25 % i Roncador-feltet utenfor kysten av Brasil, og en ytterligere eierandel på 51 % i Martin Linge-feltet på norsk sokkel. I tillegg omfatter denne kategorien mindre volumer knyttet til endringer i eierandeler på noen landbaserte felt i USA (mindre enn 1 million foe) og salg av 2 millioner foe i sikre reserver fra Alba-feltet i Storbritannia og Flyndre feltet i Norge.

Produksjon

Bokført produksjon i 2018 var på 713 millioner foe, en økning på 1,3 % sammenlignet med 2017.



I 2018 ble om lag 578 millioner fat oljeekvivalenter konvertert fra sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver. Oppstart av produksjonen fra Aasta Hansteen i Norge og effekten av godkjenningen av Troll fase 3 økte sikre utbygde reserver med 288 millioner fat oljeekvivalenter i løpet av 2018. De gjenværende 290 millioner fat oljeekvivalenter av de konverterte volumene er knyttet til aktiviteter i utbygde områder. I løpet av de siste fem årene har Equinor konvertert 2.050 millioner fat oljeekvivalenter i sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver.

Utvikling av reserver i 2018

(millioner foe)	Sum	Utbygde	Ikke utbygde
31. desember 2017	5.367	3.342	2.025
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	479	345	134
Utvidelser og funn	848	64	783
Kjøp av petroleumsreserver	196	118	78
Salg av petroleumsreserver	(2)	(2)	(0)
Produksjon	(713)	(713)	-
Flyttet fra ikke utbygde til utbygde reserver	-	578	(578)
31. desember 2018	6.175	3.733	2.442

Netto sikre utbygde og ikke utbygde reserver

Sikre reserver ved årsslutt	Olje og kondensat (mill. fat oe)	NGL (mill. fat oe)	Naturgass (mrd. cf)	Sum (mill. fat oe)
2018	2.558	393	18.094	6.175
Utbygde	1.216	277	12.570	3.733
Ikke utbygde	1.342	116	5.524	2.442
2017	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	2.033	372	14.637	5.013
Utbygde	1.105	277	10.584	3.268
Ikke utbygde	928	95	4.054	1.746

Sikre reserver

Per 31. desember 2018	Olje og kondensat (mill. fat oe)	NGL (mill. fat oe)	Naturgass (mrd. cf)	Sum olje og gass (mill. fat oe)
Utbygde				
Norge	493	192	10.459	2.549
Eurasia uten Norge	46	-	111	66
Afrika	152	18	240	212
USA	279	68	1.740	657
Amerika uten USA	247	-	20	250
Sum utbygde sikre reserver	1.216	277	12.570	3.733
Ikke utbygde				
Norge	1.028	95	4.841	1.986
Eurasia uten Norge	78	-	24	82
Afrika	13	3	26	21
USA	91	18	634	222
Amerika uten USA	131	-	-	131
Sum ikke utbygde sikre reserver	1.342	116	5.524	2.442
Sum sikre reserver	2.558	393	18.094	6.175

Per 31. desember 2018 utgjorde alle sikre ikke-utbygde reserver 2.442 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 81 % er knyttet til felt i Norge. Troll- og Snøhvit-feltene, som begge har kontinuerlige utviklingsaktiviteter, samt noen felt som ennå ikke er i produksjon som for eksempel Johan Sverdrup og Johan Castberg, er felt med størst andel av sikre ikke-utbygde reservene i Norge. Utenfor Norge er det Appalachian-bassenget i USA, Mariner i Storbritannia, ACG i Aserbajdsjan og Vito i USA som er de største feltene med sikre ikke-utbygde reserver.

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.

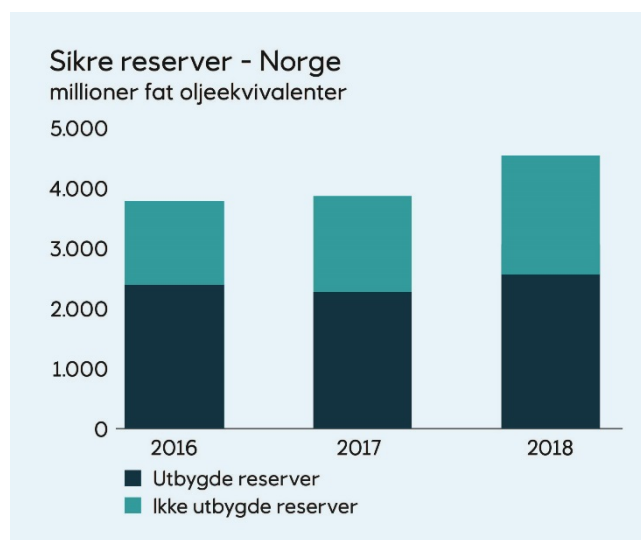
I 2018 utgjorde påløpte utbyggingskostnader knyttet til eiendeler som inneholder sikre reserver 8.172 millioner USD, hvorav 7.297 millioner USD var knyttet til tidligere ikke-utbygde sikre reserver.

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

Reserveerstatningsrate

(inkludert kjøp og salg)	31. desember		
	2018	2017	2016
Årlig	2,13	1,50	0,93
Tre års gjennomsnitt	1,53	1,00	0,70

Sikre reserver per område



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 2018, 2017 and 2016.

// Reserveerstatningsraten for 2018 var 2,13, og tilsvarende gjennomsnitt for de tre siste årene var 1,53.

De relative endringene i sikre reserver i egenkapitalkonsoliderte enheter er den samme i 2018. Som følge av dette er reserveerstatningsraten 2,13 også når egenkapitalkonsoliderte enheter ekskluderes.

Organiske reserveerstatningsrate, eksklusive kjøp og salg, var 1,89 sammenlignet med 1,48 i 2017. Organiske tre års gjennomsnittlig reserveerstatningsrate, eksklusive kjøp og salg, var 1,44 ved utgangen av 2018. Alle tall inkluderer egenkapitalkonsoliderte enheter.

For mer informasjon om endringer i sikre reserver og påliteligheten i anslagene for sikre reserver, se henholdsvis seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass og 2.11 Risiko.

Sikre reserver i Norge

I alt 4.534 millioner fat oljeekvivalenter er bokført som sikre reserver i 64 felt og feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel, noe som utgjør 74 % av Equinors samlede sikre reserver. Av disse er 54 felt og feltområder i produksjon i dag, hvorav Equinor er operatør for 42⁶.

To større feltutbyggingsprosjekter tilførte sikre reserver kategorisert som utvidelser og funn i 2018. Dette gjelder Troll fase 3 og Johan Sverdrup fase 2. I kategorien revisjoner og økt utvinning bidro produksjonserfaring, økte råvarepriser, ytterligere boring og forbedret utvinning på flere av Equinors felt i produksjon i Norge positivt til sikre reserver i 2018.

⁶ Felt som har sikre reserver ved utgangen av 2018. Antall felt med produksjon i løpet av året som rapportert i avsnitt 2.3 Leting og produksjon Norge, kan være forskjellige avhengig av hvordan produksjonen er fordelt og aggregert per felt.

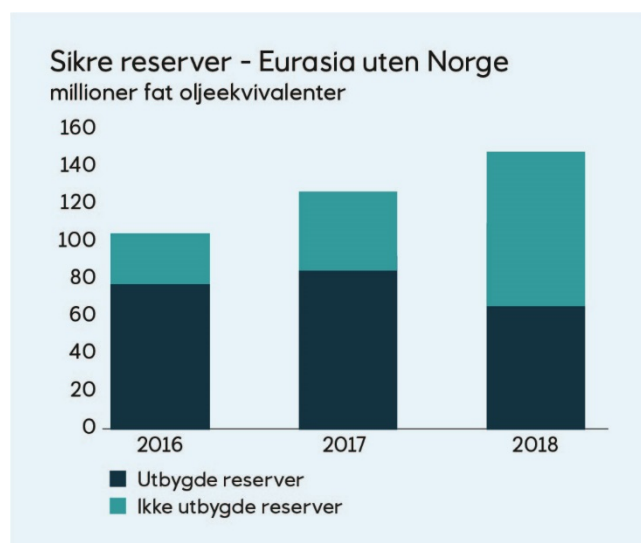
Sikre reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper i Norge representerer Equinors relative andel av Lundins andel i felt som inneholder sikre reserver kun der hvor Equinor som aksjonær har tilstrekkelig tilgang til data for å kunne anslå sikre reserver med rimelig sikkerhet.

Av de sikre reservene på norsk sokkel er 2.549 millioner fat oljeekvivalenter, eller 56 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 60 % gassreserver og er knyttet til store gassfelt til havs som for eksempel Troll, Snøhvit, Oseberg, Ormen Lange, Visund, Aasta Hansteen, Åsgard og Tyrihans. De resterende 40 % er væskerreserver.

Sikre reserver i Eurasia, unntatt Norge

I dette området har Equinor sikre reserver som utgjør 148 millioner fat oljeekvivalenter knyttet til fire felt i Aserbajdsjan, Irland, Storbritannia og Russland. Eurasia unntatt Norge utgjør 2 % av Equinors samlede sikre reserver, der Aserbajdsjan er den største bidragsyteren med Azeri-Chirag-Gunashli-feltene. Alle feltene i dette området er i produksjon, unntatt Mariner i Storbritannia. Den største endringen i dette området i 2018 er en positiv revisjon av Mariner, som hovedsakelig er knyttet til den økte oljeprisen. Av de sikre reservene i Eurasia er 66 millioner fat oljeekvivalenter, eller 44 %, sikre utbygde reserver.

Av de samlede sikre reservene i dette området utgjør 84 % væske og 16 % gass.



Sikre reserver i Afrika

Equinor bokførte sikre reserver på 233 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 4 % av Equinors samlede sikre reserver. Angola er den største bidragsyteren til de sikre reservene i dette området, med 24 av de 28 feltene.

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

I Algerie, Libya og Nigeria er alle feltene i produksjon.

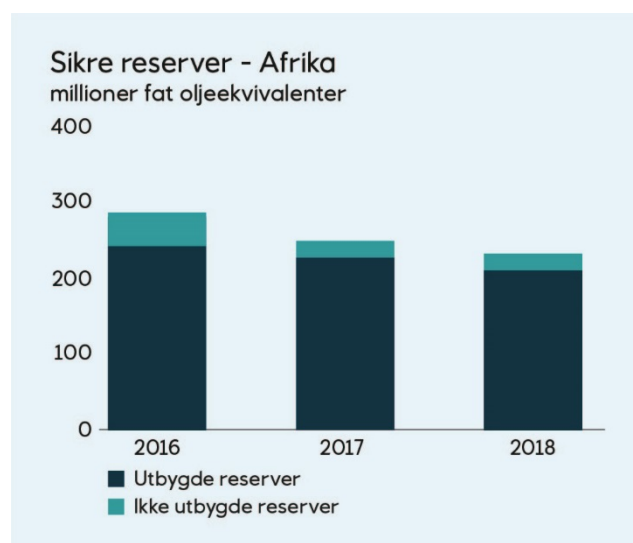
For informasjon vedrørende Agbami redetermineringsprosess og konflikten mellom Nigerian National Petroleum Corporation

og partnere i Oil Mining Lease (OML) 128 om visse vilkår i produksjonsdelingsavtalen, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet. Negativ effekt av redetermineringsprosessen på sikre reserver er anslått være mindre enn 10 millioner foe, og er ikke medregnet i våre estimater.

I Algerie ble forlengelsen av produksjonsdelingsavtalen for In Amenas-feltet godkjent av myndighetene i 2018, noe som førte til en positiv revisjon av de sikre reservene.

De fleste feltene i Afrika utenom Algerie er modne, og mange viser nedadgående produksjon eller har produksjonsdelingsavtaler som nærmer seg utløpsdato. Høy produksjon i 2018, kombinert med begrensede positive revisjoner, førte til ytterligere reduksjon av samlede sikre reserver i dette området.

Av de samlede sikre reservene i Afrika er 212 millioner fat oljeekvivalenter, eller 91 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 80 % væske og 20 % gass.



Sikre reserver i Amerika

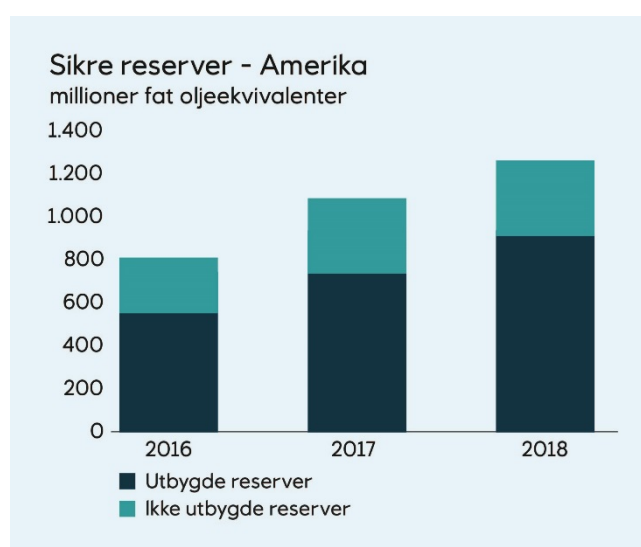
I Nord- og Sør-Amerika har Equinor sikre reserver som tilsvarer 1.261 millioner fat oljeekvivalenter i totalt 19 felt og feltutbygginger. Dette utgjør 20 % av Equinors samlede sikre reserver. Tretten av disse feltene ligger i USA, hvorav ti er feltutbygginger til havs i Mexicogolfen, og tre er på land fra områder med tette formasjoner. Fire ligger i Canada, og to i Brasil i Sør-Amerika.

I USA er ni av de ti feltene i Mexicogolfen i produksjon. Stampede, Big Foot og Titan startet alle produksjon i 2018. Vito, som ble godkjent for utbygging i 2018, er det eneste feltet i dette området som ennå ikke er satt i produksjon. 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. Alle fire feltene er i produksjon.

Økningen i sikre reserver i dette området skyldtes hovedsakelig kjøp av det produserende feltet Roncador i Brasil, som har tilført nye sikre reserver i Sør-Amerika. Nye brønner som har utvidet områdene med sikre reserver på land i USA, og positive effekter av den økte oljeprisen, har også bidratt til økningen. De sikre reservene i USA utgjør nå 14 % av de totale sikre reservene, men er likevel skilt ut som eget geografisk område i tabellene siden de utgjorde 16 % i 2017.

Av de samlede sikre reservene i Amerika er 907 millioner fat oljeekvivalenter, eller 72 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området utgjør 66 % væske og 34 % gass.



Utarbeidelse av reserveanslag

Equinors årlige prosess for rapportering av sikre reserver koordineres av en sentral enhet i selskapet.

Denne enheten (corporate reserves management team/CRM) består av fagpersoner innen geovitenskap, reservoar- og

produksjonsteknologi samt økonomisk evaluering. Fagpersonene i CRM har i gjennomsnitt over 28 års erfaring fra olje- og gassindustrien, og enheten rapporterer til direktør for finans og kontroll i forretningsområdet Teknologi, prosjekter & boring og er dermed uavhengig av forretningsområdene for utvikling og produksjon i Norge, Brasil og internasjonalt. Alle reserveanslagene er utarbeidet av Equinors tekniske stab.

Selv om CRM gjennomgår informasjonen sentralt, er hver områdegruppe ansvarlig for at den følger kravene til SEC og Equinors konserndekkende standarder. Informasjon om sikre olje- og gassreserver, standardisert nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm samt annen informasjon knyttet til sikre olje- og gassreserver, samles inn fra de lokale områdegruppene og kontrolleres av CRM for å sikre ensartethet og samsvar med gjeldende standarder. Endelig informasjon for hvert område blir kvalitetskontrollert og godkjent av ansvarlig områdeleder, før den aggregeres til påkrevd rapporteringsnivå av CRM.

Aggregert informasjon leveres for godkjenning til aktuelle ledergrupper i forretningsområdene og til konsernledelsen.

Leder for CRM har hovedansvaret for utarbeidelsen av reserveanslagene. Den som i dag har denne stillingen har en bachelorgrad i geovitenskap fra Universitetet i Gøteborg, og en mastergrad i leting og utvinning fra Chalmers tekniske høyskole i Gøteborg. Hun har 33 års erfaring fra olje- og gassindustrien, 32 av dem fra Equinor. Hun er medlem av Society of Petroleum Engineering (SPE), og Technical Advisory Group to the UNECE Expert Group on Resource Management (EGRM).

DeGolyer and MacNaughton-rapporten

Rådgivingselskapet DeGolyer and MacNaughton har gjennomført en uavhengig vurdering av Equinors sikre reserver per 31. desember 2018, basert på data de har fått fra Equinor. Vurderingen omfatter 100 % av Equinors 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 Equinor, når de sammenlignes på bakgrunn av netto fat med oljeekvivalenter.

Netto sikre reserver

Per 31. desember 2018	Olje og kondensat (mill. fat)	NGL/LPG (mill. fat)	Naturgass (mrd. cf)	Oljeekvivalenter (mill. foe)
Estimert av Equinor	2.558	393	18.094	6.175
Estimert av DeGolyer and MacNaughton	2.771	359	17.584	6.264

Operasjonell statistikk

Tabellen nedenfor viser samlede brutto og netto utbygde og ikke-utbygde olje- og gassområder der Equinor hadde andeler per 31. desember 2018.

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

Utbygde og ikke utbygde olje- og gassareal

Per 31. desember 2018 (i tusen acres)		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Oseania	Sum
Utbyggt areal	- brutto	912	70	834	495	364	-	2.674
	- netto	346	16	268	117	61	-	809
Ikke utbyggt areal	- brutto	18.680	34.827	40.131	1.881	35.982	11.749	143.250
	- netto	8.443	13.904	17.214	1.022	14.917	6.928	62.427

De største konsentrasjonene av utbygde arealer i Norge er på feltene Troll, Skarv, Oseberg-området, Snøhvit og Ormen Lange. I Afrika representerer gassutbyggingsprosjektene In Amenas og In Salah i Algerie de største konsentrasjonene av utbygde arealer. Bakken (på land i USA) har den største konsentrasjonen av utbygde arealer i Amerika.

Equinors største konsentrasjon av ikke-utbygde arealer ligger i Sør-Afrika. Disse arealene utgjør 21 % av Equinors samlede netto ikke-utbygde arealer, fulgt av Russland og Norge, som begge representerer 14 %.

De største ikke-utbygde nettoarealene i Amerika ligger i Canada, Surinam og Nicaragua, som hver har 20 % av det samlede arealet i dette geografiske området. Det landet som har størst ikke-utbygde arealer i Eurasia unntatt Norge, er Russland. New Zealand og Australia har de største ikke-utbygde arealene i Oseania.

Equinor 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 Equinor bestemme seg for å søke om forlengelse hvis selskapet behøver mer tid til å vurdere potensialet i området fullt ut. Tidligere har Equinor vanligvis lyktes med å få slike forlengelser.

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

Produktive olje- og gassbrønner

Antall brutto og netto produktive olje- og gassbrønner hvor Equinor har andeler per 31. desember 2018, er vist i tabellen nedenfor. Antall brønner har økt i forhold til året før, hovedsakelig på grunn av økt boreaktivitet på alle de landbaserte områdene i USA.

Brutto antall produktive brønner ved utgangen av 2018 inkluderer i alt 378 oljebrønner og 12 gassbrønner med flere kompletteringer eller brønner med mer enn én gren.

Antall produserende olje- og gassbrønner

Per 31. desember 2018		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
Oljebrønner	- brutto	906	159	424	2.533	159	4.181
	- netto	304,0	21,3	67,3	633,3	44,6	1.070,5
Gassbrønner	- brutto	210	6	109	2.470	-	2.795
	- netto	91,8	2,2	41,7	626,8	-	762,6

Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner

Tabellen nedenfor viser antall netto produktive utviklingsbrønner for olje og gass som er boret og komplettert i løpet av de siste tre årene. Tabellen viser også antall tørre utviklingsbrønner, dvs. brønner som var planlagt som produserende brønner, men som ikke har vært i stand til å produsere tilstrekkelige mengder med olje eller gass til å rettferdiggjøre komplettering.

I tillegg til utviklingsbrønner, viser tabellen letebrønner som enten er definert som produktive funn (lønnsomme mengder påvist) eller som tørre (ikke tilstrekkelige mengder påvist til å rettferdiggjøre utbygging).

Antall netto produktive og tørre olje- og gassbrønner boret	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
År 2018						
Netto produktive og tørre letebrønner boret	8,6	-	0,7	0,6	0,5	10,3
- Netto tørre letebrønner	4,5	-	0,7	0,6	0,5	6,2
- Netto produktive letebrønner	4,0	-	-	-	-	4,0
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	42,7	3,3	4,2	102,8	3,3	156,3
- Netto tørre utbyggingsbrønner	13,6	0,5	0,2	0,3	1,0	15,6
- Netto produktive utbyggingsbrønner	29,2	2,8	4,0	102,5	2,2	140,7
År 2017						
Netto produktive og tørre letebrønner boret	8,1	2,6	-	0,7	1,9	13,3
- Netto tørre letebrønner	3,5	2,1	-	-	1,9	7,5
- Netto produktive letebrønner	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	10,1	-	0,1	-	0,1	10,3
- Netto produktive utbyggingsbrønner	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	1,4	0,7	-	-	1,9	3,9
- Netto produktive letebrønner	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	4,2	0,2	0,2	-	-	4,6
- Netto produktive utbyggingsbrønner	43,3	1,5	4,9	116,6	17,0	183,2

Lete- og produksjonsboring som pågår

Tabellen nedenfor viser antall lete- og produksjonsbrønner med olje og gass som blir boret av Equinor per 31. desember 2018.

Antall brønner under boring

Per 31. desember 2018		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
Utbyggingsbrønner ¹⁾	- brutto	32	11	7	325	2	377
	- netto	15,1	3,4	3,0	78,2	0,2	99,9
Letebrønner	- brutto	5	4	-	-	4	13
	- netto	1,6	2,0	-	-	1,8	5,4

1) Hovedsakelig brønner i landbaserte felt i USA

Leveranseforpliktelser

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

Equinors og SDØEs leveringsforpliktelser under bilaterale avtaler for kalenderårene 2019, 2020, 2021 og 2022, uttrykt som summen av forventet uttak, utgjør henholdsvis 51,5, 41,7, 36,4 og 31,3 milliarder kubikkmeter. Antall bilaterale avtaler går stadig nedover, etter hvert som våre kunder ber om stadig flere kortsiktige kontrakter, og større volumer blir omsatt på spot-markedet.

Gassreserver Equinor hittil har bygd ut på norsk sokkel er mer enn tilstrekkelige til å dekke vår del av disse forpliktelsene de neste fire årene.

Eventuelle volumer som gjenstår etter at vi har innfridd våre leveringsforpliktelser, vil bli solgt på det åpne marked.

Produksjonsvolumer og priser

Forretningsoversikten er i samsvar med segmentinndelingen per 31. desember 2018, mens visse opplysninger om olje- og gassreserver er basert på geografiske områder for å samsvare med regelverket til Securities and Exchange Commission (SEC) i USA. For mer informasjon om utvinningsaktiviteter, se seksjonene 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge og 2.4 E&P International – Leting & produksjon internasjonalt.

Informasjon om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsopplysninger om olje og gass er oppgitt per geografisk område, som er definert per land og kontinent og består av Norge, Eurasia unntatt Norge, Afrika, Amerika og Amerika uten USA.

For mer informasjon om opplysninger om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsopplysninger basert på geografiske områder, se seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

Produksjon

Tabellen nedenfor viser Equinors norske og internasjonale bokførte produksjon av olje og gass for periodene som er oppgitt. De oppgitte produksjonsvolumene er volum Equinor har rettighet til i henhold til betingelsene som er fastsatt i lisensavtaler og produksjonsdelingsavtaler.

Produksjonsvolumene inkluderer ikke produksjonsavgifter som

betales i form av petroleum eller gass eller som er brukt til brennstoff eller faking. Produksjonen er basert på Equinors forholdsmessige deltakelse i felt med flere eiere, og inkluderer ikke produksjon av den norske statens olje og gass. Produksjon av et uvesentlig kvantum bitumen er inkludert som oljeproduksjon. Våtgass omfatter både kondensert petroleumsgass og nafta. For mer informasjon om produksjonsvolumer, se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser.

Bokført produksjon

	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsoliderte selskaper				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Subtotal	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Subtotal	
Olje og kondensat (mill. fat)											
2016	169	12	72	34	26	313	2	0	4	6	320
2017	165	10	68	38	21	302	6	0	2	8	310
2018	155	8	57	48	29	298	5	-	-	5	303
NGL (mill. fat)											
2016	46	-	2	9	-	58	0	-	-	0	58
2017	48	-	4	9	0	61	-	-	-	-	61
2018	46	-	4	12	-	62	0	-	-	0	62
Naturgass (mrd. cf)											
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
2018	1.502	39	84	318	5	1.949	4	-	-	4	1.953
Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. foe)											
2016	454	18	85	83	26	666	3	0	4	7	673
2017	483	17	85	90	21	696	6	0	2	9	705
2018	469	15	76	116	30	707	6	-	-	6	713

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

Bokført produksjon

	2018	2017	2016
Troll-feltet¹⁾			
Olje og kondensat (mill. fat)	13	14	15
NGL (mill. fat)	2	2	2
Naturgass (mrd. cf)	417	384	321
Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. foe)	89	85	74

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

Operasjonelle data

Følgende tabell viser operasjonelle data for 2018, 2017 and 2016.

Operasjonelle data	31. desember		2016	18-17 endring	17-16 endring
	2018	2017			
Priser					
Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD/bbl)	71,1	54,2	43,7	31%	24%
E&P Norway gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	64,3	50,2	39,4	28%	27%
E&P International gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	61,6	47,6	35,8	29%	33%
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	63,1	49,1	37,8	29%	30%
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	513	405	317	27%	28%
Internpris for naturgass (USD/mmBtu)	5,65	4,33	3,42	31%	27%
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (USD/mmBtu)	7,04	5,55	5,17	27%	7%
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - USA (USD/mmBtu)	3,04	2,73	2,12	11%	28%
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	5,3	6,3	4,8	(16%)	31%
Produksjon (tusen foe/dag)					
E&P Norway bokført produksjon av væsker	565	594	589	(5%)	1%
E&P International bokført produksjon av væsker	434	415	435	5%	(5%)
Bokført produksjon av væsker	999	1.009	1.024	(1%)	(1%)
E&P Norway bokført gassproduksjon	722	740	646	(2%)	15%
E&P International bokført gassproduksjon	218	173	157	26%	10%
Bokført gassproduksjon	940	913	803	3%	14%
Sum bokført produksjon	1.940	1.922	1.827	1%	5%
Egenproduksjon (tusen foe/dag)					
E&P Norway egenproduksjon av væsker	565	594	589	(5%)	1%
E&P International egenproduksjon av væsker	567	545	555	4%	(2%)
Egenproduksjon av væsker	1.132	1.139	1.144	(1%)	(0%)
E&P Norway egenproduksjon av gass	722	740	646	(2%)	15%
E&P International egenproduksjon av gass	256	200	188	28%	7%
Egenproduksjon av gass	979	941	834	4%	13%
Sum egenproduksjon av væsker og gass	2.111	2.080	1.978	1%	5%
Løfting (tusen foe/dag)					
Løfting av væsker	1.002	1.012	1.017	(1%)	(1%)
Løfting av gass	975	936	824	4%	14%
Sum løfting av væsker og gass	1.976	1.948	1.842	1%	6%
Marketing, Processing and Renewable Energy salgsvolum					
Salg av råolje (millioner fat)	845	817	811	3%	1%
Salg av naturgass (bcm)	52,8	52,0	44,3	1%	18%
Salg av naturgass fra tredjepart (bcm)	5,7	6,4	8,6	(12%)	(26%)
Produksjonsenhetskostnad (USD per foe)					
Produksjonsenhetskostnad bokførte volumer	5,7	5,2	5,4	10%	(3%)
Produksjonsenhetskostnad egenproduserte volumer	5,2	4,8	5,0	9%	(3%)

Salgspriser

Tabellen nedenfor presenterer realiserte salgspriser.

Realiserte salgspriser	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika
For regnskapsåret 2018				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	70,2	70,5	69,9	62,4
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	42,9	-	41,3	27,1
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	7,0	7,5	5,7	3,0
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

Salgsvolumer

Salgsvolumer inkluderer løftede bokførte volumer, salg av SDØEs volumer og markedsføring av tredjepartsvolumer. I tillegg til Equinors 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 Equinors salgsvolumer av råolje og naturgass for periodene som er angitt.

Salgsvolumer	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Equinor¹⁾			
Olje (mill. fat) ²⁾	366	369	372
Gass (bcm)	56,5	54,3	48,0
Kombinert olje og gass (mfoe)	721	711	674
Tredjepartsvolumer³⁾			
Olje (mill. fat) ²⁾	359	302	294
Gass (bcm)	5,7	6,4	8,6
Kombinert olje og gass (mfoe)	394	342	348
SDØE eiendeler eid av den norske stat⁴⁾			
Olje (mill. fat) ²⁾	131	147	148
Gass (bcm)	43,7	44,0	39,8
Kombinert olje og gass (mfoe)	406	424	398
Totalt			
Olje (mill. fat) ²⁾	855	819	814
Gass (bcm)	105,9	104,7	96,4
Kombinert olje og gass (mfoe)	1.521	1.477	1.420

- 1) Equinors 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 salgsvolumene som er rapportert av MMP ellers i denne årsrapporten.
- 2) Salgsvolumer av råolje inkluderer flytende naturgass og kondensat. Alle salgsvolumer rapportert i tabellen over inkluderer levering til våre produksjonsanlegg.
- 3) Tredjepartsvolumer av råolje inkluderer både volumer kjøpt fra partnere i vår oppstrømsvirksomhet og andre laster kjøpt i markedet. Tredjepartsvolumene er kjøpt enten for salg til tredjeparter eller for egen bruk. Tredjepartsvolumer av naturgass inkluderer tredjeparts LNG volumer relatert til vår virksomhet ved Cove Point regassifiseringsterminal i USA.
- 4) Tabellinjen, SDØE eiendeler eid av den norske stat, inkluderer salg av både egenproduksjon og tredjepartsgass.

2.9

Gjennomgang av resultatene

Resultatanalyse konsern

Etter de lave prisene på olje og gass i 2016 økte prisene i 2017, og denne positive trenden fortsatte også i 2018. Resultatet vårt ble sterkt påvirket av høyere gjennomsnittlige olje- og gasspriser og høyere volumer. Med et høyt aktivitetsnivå i drift og vedlikehold, høyere investeringer og økt letevirsomhet, økte drifts- og administrasjonskostnadene, samt avskrivnings- og letekostnadene. Vi leverte et solid driftsresultat, og oppnådde et rekordhøyt bokført produksjonsnivå i 2018 med 1.940 millioner foe per dag, noe som er en økning på 1 % sammenlignet med 2017. Årsresultatet ble 7,5 milliarder USD, en økning fra 4,6 milliarder USD i 2017.

Samlet egenproduksjon av væsker og gass var henholdsvis 2.111 millioner foe, 2.080 millioner foe og 1.978 millioner foe per dag i 2018, 2017 og 2016.

Økningen på 1 % i samlet egenproduksjon fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig nye brønner, særlig i den landbaserte virksomheten i USA, porteføljeendringer og nye felt som er satt i drift. Forventet naturlig nedgang motvirket økningen.

Fra 2016 til 2017 var økningen på 5 %, noe som skyldtes oppstart og opptrapping på ulike felt, samt høyere gassalg fra

norsk sokkel, delvis motvirket av forventet naturlig nedgang og salg av eiendeler.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass var 1.940 millioner foe per dag i 2018, sammenlignet med 1.922 millioner foe i 2017 og 1.827 millioner foe per dag i 2016. I 2018 gikk samlet bokført produksjon av væsker og gass opp med 1 % av samme årsaker som beskrevet ovenfor, delvis motvirket av høyere negativ effekt fra amerikansk produksjonsavgift, hovedsakelig på grunn av høyere priser.

Fra 2016 til 2017 økte samlet bokført produksjon av væsker og gass 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.

Den kombinerte effekten av produksjonsdelingsavtaler og amerikansk produksjonsavgift var henholdsvis 171 tusen foe, 158 tusen foe og 151 tusen foe per dag i 2018, 2017 og 2016. 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				
	2018	2017	2016	18-17 endring	17-16 endring
Salgsinntekter	78.555	60.971	45.688	29%	33%
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	291	188	(119)	55%	N/A
Andre inntekter	746	27	304	>100%	(91%)
Sum inntekter	79.593	61.187	45.873	30%	33%
Varekostnad	(38.516)	(28.212)	(21.505)	37%	31%
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(10.286)	(9.501)	(9.787)	8%	(3%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(9.249)	(8.644)	(11.550)	7%	(25%)
Letekostnader	(1.405)	(1.059)	(2.952)	33%	(64%)
Driftsresultat	20.137	13.771	80	46%	>100%
Netto finansposter	(1.263)	(351)	(258)	>(100%)	(36%)
Resultat før skattekostnad	18.874	13.420	(178)	41%	N/A
Skattekostnad	(11.335)	(8.822)	(2.724)	28%	>100%
Årets resultat	7.538	4.598	(2.902)	64%	N/A

Sum inntekter utgjorde 79.593 millioner USD i 2018, sammenlignet med 61.187 millioner USD i 2017 og 45.873 millioner USD i 2016.

Salgsinntektene kommer både fra salg av løftet råolje, naturgass og raffinerte produkter som er produsert og markedsført av Equinor, og fra salg av væsker og gass som er kjøpt fra tredjepart. Equinor markedsfører og selger i tillegg den norske statens andel av væsker fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir bokført som henholdsvis varekostnad [uten lagervariasjoner] og salgsinntekter, mens salg av statens andel av gass fra norsk sokkel blir bokført netto. For mer informasjon om salg, se tabellen Salgsvolum i seksjon 2.8 i denne rapporten.

Salgsinntektene var 78.555 millioner USD i 2018, en økning på 29 % sammenlignet med 2017. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere gjennomsnittspriser på både væsker og gass, samt økt volum av solgte væsker. Effekten av en reduksjon i avsetning knyttet til redetermineringsprosessen på Agbami-feltet i Nigeria på 774 millioner kroner bidro også til økningen. Økningen på 33 % i salgsinntekter fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig økte priser på både væsker og gass, økt volum av solgt gass og reversering av en avsetning knyttet til vår virksomhet i Angola i 2017.

Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 291 millioner USD i 2018, en økning fra 188 millioner USD i 2017 grunnet et utbytte som var større enn bokført verdi knyttet til en egenkapitalkonsolidert investering i 2018. I 2016 utgjorde resultatandelen av egenkapitalkonsoliderte investeringer et tap på 119 millioner USD. For nærmere informasjon se note 12 Egenkapitalkonsoliderte investeringer.

Andre inntekter utgjorde 746 millioner USD i 2018, sammenlignet med 27 millioner USD i 2017 og 304 millioner USD i 2016. Andre inntekter ble i 2018 positivt påvirket av en gevinst ved salg av eiendeler, hovedsakelig knyttet til King Lear, Tommeliten og Norsearørledningen. I 2017 var andre inntekter ubetydelige og 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 forsikringsoppgjør.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk **sum inntekter** opp med 30 % i 2018. I 2017 og 2016 gikk sum inntekter henholdsvis opp med 33 % og ned med 23 %.

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 38.516 millioner USD i 2018, sammenlignet med 28.212 millioner USD i 2017 og 21.505 millioner USD i 2016.

Økningen på 37 % i 2018, i likhet med økningen på 31 % fra 2016 til 2017, skyldtes i hovedsak høyere priser på alle produkter.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 10.286 millioner USD i 2018, sammenlignet med 9.501 millioner USD i 2017 og 9.787 millioner USD i 2016. Økningen på 8 % fra 2017 til 2018 var i hovedsak drevet av høyere driftskostnader grunnet oppkjøp av felt, økte transportkostnader og høyere aktivitetsnivå i drift og vedlikehold, som delvis ble motvirket av valutakursutviklingen mellom NOK og USD. Nedgangen på 3 % fra 2016 til 2017 skyldtes i hovedsak avhendelser 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 produktionsavgift bidro også til å motvirke nedgangen.

Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger utgjorde 9.249 millioner USD, sammenlignet med 8.644 millioner USD i 2017 og 11.550 millioner USD i 2016. Økningen på 7 % i avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger i 2018 var i hovedsak et resultat av økt produksjon i segmentet E&P International, effekten av en reduksjon i avsetning knyttet til redetermineringsprosessen på Agbami-feltet i Nigeria, effekten av netto reversering av nedskrivninger i tidligere perioder og lavere reversering av nedskrivninger i 2018. Høyere estimat på sikre reserver på flere felt bidro delvis til å utligne økningen.

Medregnet i summen for 2018 var netto reversering av nedskrivninger på 604 millioner USD. Reversering av nedskrivninger utgjorde 1.398 millioner USD, og var hovedsakelig knyttet til driftsforbedringer, oppdaterte valutakursforutsetninger, økte forutsetninger knyttet til raffinerimarginer og forlengelse av en produksjonsdelingsavtale (PSA). Reversering av nedskrivninger ble delvis utlignet av nedskrivninger på 794 millioner USD, hovedsakelig knyttet til langsiktige prisforutseneringer.

Nedgangen på 25 % i 2017 i forhold til 2016 var i hovedsak et resultat av lavere nedskrivninger av eiendeler i 2017, netto høyere anslag på sikre reserver på flere felt og redusert avskrivningsgrunnlag på grunn av nedskrivninger av eiendeler i tidligere perioder. Reduksjonen ble delvis utlignet av oppstart og opptrapping av produksjon på flere felt.

Medregnet i summen for 2017 og 2016 var netto reversering av nedskrivninger på 1.055 millioner USD. Reversering av nedskrivninger utgjorde 1.972 millioner USD, i hovedsak knyttet til økte produksjonsestimater, kostnadsreduksjoner og økte priser, driftsforbedringer og oppdaterte beregningsforutsetninger som følge av endringer i amerikansk skattelovgivning. Reverseringene ble delvis motvirket av nedskrivninger på 917 millioner USD, hovedsakelig knyttet til lavere produktionsanslag.

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

Letekostnader

(i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2018	2017	2016	18-17 endring	17-16 endring
Leteutgifter (aktivitet)	1.438	1.234	1.437	17%	(14%)
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	68	73	808	(8%)	(91%)
Balanseført andel av årets leteutgifter	(390)	(167)	(285)	>100%	(41%)
Netto nedskrivninger / (reverseringer)	289	(81)	992	N/A	N/A
Totale letekostnader	1.405	1.059	2.952	33%	(64%)

I 2018 var **letekostnadene** på 1.405 millioner USD, en økning på 33 % sammenlignet med 2017, da letekostnadene var på 1.059 millioner USD. I 2016 var letekostnadene på 2.952 millioner USD.

Økningen i letekostnader på 33 % i 2018 skyldtes hovedsakelig høyere borekostnader på grunn av boring av dyrere brønner, og høyere netto nedskrivninger sammenliknet med 2017. Økningen ble delvis motvirket av at det ble balanseført en høyere andel av letekostnader sammenlignet med 2017. Det var utforskningsaktivitet i 36 brønner i 2018 sammenlignet med 34 brønner i 2017. 24 brønner ble ferdigstilt i 2018, hvorav 9 er kommersielle funn. I 2017 ble 28 brønner ferdigstilt, hvorav 14 var kommersielle funn.

I 2017 gikk letekostnadene ned med 64 % sammenlignet med 2016, hovedsakelig som følge av at en lavere andel av tidligere balanseførte leteutgifter 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 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.

Driftsresultatet utgjorde 20.137 millioner USD i 2018, sammenlignet med 13.771 millioner USD i 2017 og 80 millioner USD i 2016. Når det gjelder utviklingen i inntekter og kostnader beskrevet over, var økningen på 46 % i 2018 hovedsakelig drevet av høyere priser på væsker og gass, og høyere volumer. Økningen ble delvis motvirket av lavere reversering av avsetninger sammenlignet med 2017, økte drifts- og administrasjonskostnader grunnet høyere drifts- og vedlikeholdsaktivitet, økte avskrivningskostnader grunnet høyere investeringer og produksjon, og økte letekostnader grunnet høyere boreaktivitet.

Økningen i 2017 sammenlignet med 2016 skyldtes hovedsakelig høyere priser på både væsker og gass, økte gassvolumer, betydelige netto reverseringer av nedskrivninger i 2017 i forhold til netto nedskrivningskostnader i 2016, og reversering av avsetninger knyttet til våre aktiviteter i Angola. Lavere avskrivnings- og letekostnader bidro til økningen.

Netto finansposter utgjorde et tap på 1.263 millioner USD i 2018. I 2017 og 2016 viste netto finansposter også et tap på henholdsvis 351 millioner USD og 258 millioner USD.

Det økte tapet på 912 millioner USD i 2018 skyldtes hovedsakelig en reversering av avsetningen knyttet til vår virksomhet i Angola på 319 millioner kroner i andre kvartal 2017, og et valutatap på 166 millioner USD i 2018 sammenlignet med en gevinst på 126 millioner USD i 2017. I tillegg hadde vi et tap på derivater knyttet til vår langsiktige låneportefølje på 341 millioner USD i 2018, sammenlignet med et tap på 61 millioner USD i 2017, som bidro til økningen.

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 Equinors aktiviteter i Angola i perioden 2002 til 2016.

Skattekostnaden var 11.335 millioner USD i 2018, noe som tilsvarer en effektiv skattesats på 60,1 %, sammenlignet med 8.822 millioner USD i 2017, tilsvarende en effektiv skattesats på 65,7 %. I 2016 var skattekostnaden 2.724 millioner USD, tilsvarende en effektiv skattesats på over 100 %.

Den effektive skattesatsen i 2018 var i hovedsak påvirket av et positivt netto driftsresultat i enheter som ikke regnskapsfører utsatte skattefordeler, og en skattefri avhendelse av en eierandel på norsk sokkel. Den effektive skattesatsen var også påvirket av inntektsføring av tidligere ikke-innregnet utsatt skattefordel. For nærmere informasjon se note 9 Skattekostnad til konsernregnskapet.

Den effektive skattesatsen i 2017 var i hovedsak påvirket av tvisteløsningen vedrørende Equinors deltakelse på flere blokker utenfor kysten av Angola.

I 2016 var resultat før skatt et underskudd på 178 millioner USD. Dette skyltes 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 ta hensyn til særskatt og friinntekt på inntekt fra norsk kontinentalsokkel, var uvanlig.

Den effektive skattesatsen for 2016 på resultatet fra E&P Norway er noenlunde samsvarende med nominell skattesats (inkludert særskatt og friinntekt på norsk kontinentalsokkel). Effektiv skattesats på underskudd fra E&P International var

imidlertid negativ, hovedsakelig fordi vi for tiden ikke kan fradragføre 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 beregnes som skattekostnad dividert på inntekt før skatt. Svingninger i den effektive skattesatsen fra år til år er vanligvis et resultat av ikke-skattbare poster (permanente forskjeller), og endringer i den relative sammensetningen av inntekter mellom norsk olje- og gassproduksjon, som skatlegges med en marginal skattesats på 78 %, og inntekter fra andre skatteregimer. Andre inntekter i Norge, inkludert den landbaserte delen av netto finansposter, skatlegges med 23 % (24 % i 2017 og 25 % i 2016), og inntekter i andre land skatlegges i henhold til gjeldende satser for inntektsskatt i de forskjellige landene.

I 2018 var **resultat etter skatt** 7.538 millioner USD, sammenlignet med 4.598 millioner USD i 2017 og et negativt resultat på 2.902 millioner USD i 2016.

Den betydelige økningen i 2018 skyldtes hovedsakelig økningen i driftsresultatet, som ble delvis motvirket av høyere skattekostnad og en negativ endring i netto finansposter, som forklart ovenfor.

Økningen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig vesentlig høyere driftsresultat i 2017, som delvis ble motvirket av høyere skattekostnad.

Styret i Equinor foreslår for generalforsamlingen å øke utbyttet med 13 % til 0,26 USD per ordinære aksje for fjerde kvartal 2018.

Det **årlege ordinære utbyttet** for 2018 utgjorde totalt 2.826 millioner USD, netto etter utbytteaksjeutdelingen på 338 millioner USD. Basert på det foreslåtte utbyttet, vil 3.558 millioner USD bli avsatt til annen egenkapital i morselskapet.

For 2017 og 2016 utgjorde det årlige ordinære utbyttet et samlet beløp på henholdsvis 1.586 millioner USD, netto etter en utbytteaksjeutdeling på 1.357 millioner USD, og et samlet beløp på 1.934 millioner USD, netto etter en utbytteaksjeutdeling på 904 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.

Nye regnskapsstandarder

Equinor vil implementere den nye regnskapsstandarden IFRS 16 Leieavtaler fra 1. januar 2019. IFRS 16 dekker regnskapsmessig behandling av leieavtaler og tilhørende opplysningskrav i regnskapet, og vil erstatte IAS 17 Leieavtaler. Den nye standarden definerer en leieavtale som en kontrakt som gir rett til å bestemme over bruken av en konkret eiendel i en periode

mot en godtgjørelse. I leietakeres regnskap krever IFRS 16 balanseføring av alle kontrakter som oppfyller definisjonen av en leiekontrakt som en bruksrett til en eiendel og en leieforpliktelse, mens leiebetaling skal føres som rentekostnader og en reduksjon av leieforpliktelsene. Bruksretten til en eiendel skal avskrives over den korteste av leieperioden og eiendelens økonomiske levetid. IFRS 16 vil også føre til endringer i klassifiseringen av leiebetaling i kontantstrømpoppstillingen, der den andelen av leien som representerer en nedbetaling av disse forpliktelsene vil klassifiseres som kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter.

Standarden medfører en betydelig endring i leietakers regnskapsføring av leieavtaler som per i dag defineres som operasjonelle i henhold til IAS 17. Equinor er for det meste leietaker når det gjelder regnskapsføring av leieavtaler, og de nye leieavtalene som skal balanseføres er knyttet til leie av rigger, fartøy, lager og kontorbygg. Se note 23 Implementering av IFRS 16 i Equinors konsernregnskap for en nærmere beskrivelse av den forventede effekten den nye standarden vil ha, blant annet effekten på balanse, resultatregnskap, kontantstrømpoppstilling og presentasjon av segmenter.

Resultater fra segmentene

E&P Norway resultatanalyse

Driftsresultatet i 2018 var 14.406 millioner USD, sammenlignet med 10.485 millioner USD i 2017 og 4.451 millioner USD i 2016. Økningen på 3.921 millioner USD fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og høyere overføringspris på gass, som delvis ble motvirket av reduserte volumer. Økningen på 6.034 millioner USD fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, og netto reversering av nedskrivninger på 905 millioner USD i 2017 sammenlignet med nedskrivninger på 829 millioner USD i 2016.

Gjennomsnittlig daglig produksjon av væsker og gass var 1,288 millioner foe, 1,344 millioner foe og 1,235 millioner foe per dag i henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Det gjennomsnittlige totale produksjonsnivået per dag gikk ned fra 2017 til 2018, hovedsakelig på grunn av forventet naturlig nedgang, lavere produksjonseffektivitet og høyere tap knyttet til revisjonsstanser, som delvis ble motvirket av positive bidrag fra nye brønner på felt i produksjon.

Det gjennomsnittlige totale produksjonsnivået per dag økte 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.

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.

E&P Norway - resultatregnskap

(i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2018	2017	2016	18-17 endring	17-16 endring
Salgsinntekter	21.909	17.558	13.036	25%	35%
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	10	129	(78)	(92%)	N/A
Andre inntekter	556	5	119	>100%	(96%)
Sum inntekter	22.475	17.692	13.077	27%	35%
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(3.270)	(2.954)	(2.547)	11%	16%
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(4.370)	(3.874)	(5.698)	13%	(32%)
Letekostnader	(431)	(379)	(383)	14%	(1%)
Resultat før finansposter og skattekostnad	14.406	10.485	4.451	37%	>100%

Samlede salgsinntekter og andre inntekter var 22.475 millioner USD i 2018, 17.692 millioner USD i 2017 og 13.077 millioner USD i 2016.

Økningen på 25 % i salgsinntekter fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig økte priser på væsker og gass, som delvis ble motvirket av lavere væskevolumer. Økningen på 35 % fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig økte priser på væsker og gass, og økte gassvolumer.

Andre inntekter ble påvirket av en gevinst på salg av leterettigheter på 490 millioner USD i 2018. I 2017 var andre inntekter uvesentlige. Andre inntekter i 2016 var påvirket av gevinst ved salg av Edvard Grieg-feltet på 114 millioner USD.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 3.270 millioner USD i 2018, sammenlignet med 2.954 millioner USD i 2017 og 2.547 millioner USD i 2016. Økningen fra 2017 til 2018 skyldes hovedsakelig økte transportkostnader og nye felt som ble satt i produksjon. I 2017 økte kostnadene i forhold til 2016, i hovedsak som følge av endring i intern fordeling av gasstransportkostnader mellom E&P Norway og MMP. Endringen i intern fordeling økte også salgsinntektene som følge av høyere overføringspris.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde 4.370 millioner USD i 2018, sammenlignet med 3.874 millioner USD i 2017, og 5.698 millioner USD i 2016. Økningen fra 2017 til 2018 skyldes hovedsakelig nye felt som ble satt i produksjon, økt feltspesifikt investeringsnivå og effekten av reverserte nedskrivninger, som delvis ble motvirket av endringer i reserver. Nedgangen på 32 % fra 2016 til 2017 var hovedsakelig en følge av reverserte nedskrivninger i 2017 og nedskrivninger i 2016.

Letekostnadene var på 431 millioner USD i 2018, sammenlignet med 379 millioner USD i 2017 og 383 millioner USD i 2016. Økningen fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig høyere borekostnader, primært grunnet boring av flere kostnadsintensive brønner, som delvis ble motvirket av at en høyere andel av leteutgiftene ble balanseført i 2018. Det var utforskningsaktivitet i 23 brønner i 2018, hvorav 18 brønner var ferdigstilt sammenlignet med aktivitet i 19 brønner og 17 ferdigstilte brønner i 2017. Reduksjonen 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.

E&P International resultatanalyse

Driftsresultatet i 2018 var 3.802 millioner USD, sammenlignet med 1.341 millioner USD i 2017 og negativt 4.352 millioner USD i 2016. Den positive utviklingen fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, i tillegg til høyere produksjon. Den positive utviklingen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, samt netto reversering av nedskrivninger i 2017 sammenlignet med netto nedskrivninger i 2016.

Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon av væsker og gass

(se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser) var på 823 tusen foe per dag i 2018, sammenlignet med 745 tusen foe per dag i 2017 og 743 tusen foe per dag i 2016. Økningen på 10 % fra 2017 til 2018 var drevet av nye brønner på de landbaserte feltene i USA, særlig i Appalachian-området, i tillegg til effekten av nye felt i Brasil og utenfor kysten av Nord-Amerika. Økningen ble delvis motvirket av naturlig nedgang, særlig på modne felt i Angola. Den beskjedne økningen fra 2016 til 2017 var en følge av nye brønner i USA, i tillegg til opptrapping av produksjon på felt, hovedsakelig i Irland og Algerie. Økningen ble delvis motvirket av salget av oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh og naturlig nedgang.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av væsker og gass

(se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser) var på 652 tusen foe per dag i 2018, sammenlignet med 588 tusen foe per dag i 2017 og 592 tusen foe per dag i 2016. Bokført produksjon i 2018 økte med 11 % grunnet høyere egenproduksjon, som beskrevet over, som delvis ble motvirket av økte produksjonsavgifter (royalties) i USA grunnet høyere egenproduksjon og høyere priser. Bokført produksjon i 2017 gikk ned med 1 % i forhold til 2016 på grunn av økt negativ effekt av produksjonsdelingsavtaler (PSA-effekt) og produksjonsavgifter i USA, hovedsakelig som følge av høyere priser. Den kombinerte effekten av produksjonsdelingsavtaler og produksjonsavgifter i USA var på 171 tusen foe, 158 tusen foe og 151 tusen foe per dag i henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Over tid vil de løftede og solgte volumene være lik vår bokførte produksjon, men de kan være høyere eller lavere i perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når

fartøyene løfter våre volumer og den faktiske bokførte produksjonen i disse periodene. Se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser for mer informasjon.

E&P International - resultatregnskap

(i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2018	2017	2016	18-17 endring	17-16 endring
Salgsinntekter	12.322	9.219	6.623	34%	39%
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	31	22	(100)	41%	N/A
Andre inntekter	45	14	134	>100%	(90%)
Sum inntekter	12.399	9.256	6.657	34%	39%
Varekostnad	(26)	(7)	(7)	>100%	2%
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(3.006)	(2.804)	(2.923)	7%	(4%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(4.592)	(4.423)	(5.510)	4%	(20%)
Letekostnader	(973)	(681)	(2.569)	43%	(74%)
Resultat før finansposter og skattekostnad	3.802	1.341	(4.352)	>100%	N/A

E&P International oppnådde **sum inntekter** på 12.399 millioner USD i 2018, sammenlignet med 9.256 millioner USD i 2017 og 6.657 millioner USD i 2016.

Salgsinntekter i 2018 var i hovedsak positivt påvirket av høyere realiserte priser på væsker og gass, kombinert med høyere egenproduksjon. I tillegg økte inntektene med 774 millioner USD på grunn av endring i avsetninger knyttet til en redetermineringsprosess i Nigeria i 2018. Økningen fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig høyere realiserte priser på væsker og gass, i tillegg til en positiv effekt av reversering av avsetninger knyttet til vår virksomhet i Angola på 754 millioner USD i 2017. For informasjon om reversering av avsetninger og tvistesaker, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

Andre inntekter utgjorde 45 millioner USD i 2018, sammenlignet med 14 millioner USD i 2017 og 134 millioner USD i 2016. I 2018 var andre inntekter hovedsakelig knyttet til gevinst på avhendelse av Alba-feltet. I 2017 var andre inntekter hovedsakelig relatert til oppgjør av mindre forsikringskrav. I 2016 var andre inntekter hovedsakelig knyttet til et forsikringsoppgjør.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk sum inntekter opp med 34 % i 2018. I 2017 gikk sum inntekter opp med 39 %.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 3.006 millioner USD i 2018, sammenlignet med 2.804 millioner USD i 2017 og 2.923 millioner USD i 2016. Økningen på 7 % fra 2017 til 2018 skyldes i hovedsak oppkjøpte felt, høyere aktivitetsnivå i drift og vedlikehold og økte transportkostnader og produksjonsavgifter knyttet til volumvekst og høyere priser på væsker. I tillegg har reduserte avsetninger i 2017 for framtidige fjerningskostnader bidratt til økningen. Økningen ble delvis motvirket av netto tap på salg av eiendeler i 2017. Nedgangen på 4 % fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig porteføljendringer og reduserte avsetninger for

framtidige kostnader knyttet til nedstengning og fjerning. Nedgangen ble delvis motvirket av netto tap på salg av eiendeler i 2017, samt høyere produksjonsavgifter, kostnader knyttet til klargjøring for drift på nye felt og transportkostnader.

Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger utgjorde 4.592 millioner USD i 2018, sammenlignet med 4.423 millioner USD i 2017 og 5.510 millioner USD i 2016. Økningen på 4 % fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig netto nedskrivninger i 2018, sammenlignet med netto reversering av nedskrivninger i 2017. Netto nedskrivninger utgjorde 154 millioner USD i 2018. Dette var i størst grad knyttet til nedskrivning av ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika, som følge av endringer i langsiktige prisforutsetninger og redusert virkelig verdi på en eiendel. I tillegg økte avskrivningene, i hovedsak som følge av høyere investeringer og økt produksjon, motvirket av høyere reserveanslag.

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 skattelovgivning i USA, driftsforbedringer og økt utvinningsgrad. Netto nedskrivninger utgjorde 541 millioner USD i 2016, og var hovedsakelig et resultat av reduserte langsiktige prisforutsetninger med størst påvirkning på ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika. I tillegg gikk avskrivningene ned på grunn av høyere reserveanslag, og effekten av nedskrivninger i tidligere perioder. Nedgangen ble delvis motvirket av opptrapping av produksjon på nye felt.

Letekostnadene var 973 millioner USD i 2018, sammenlignet med 681 millioner USD i 2017 og 2.569 millioner USD i 2016. Økningen fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig høyere borekostnader, seismiske aktiviteter og feltutbygging, og netto nedskrivning av leteprospekter og signaturbonuser i 2018 på 280 millioner USD, sammenlignet med 82 millioner USD i 2017.

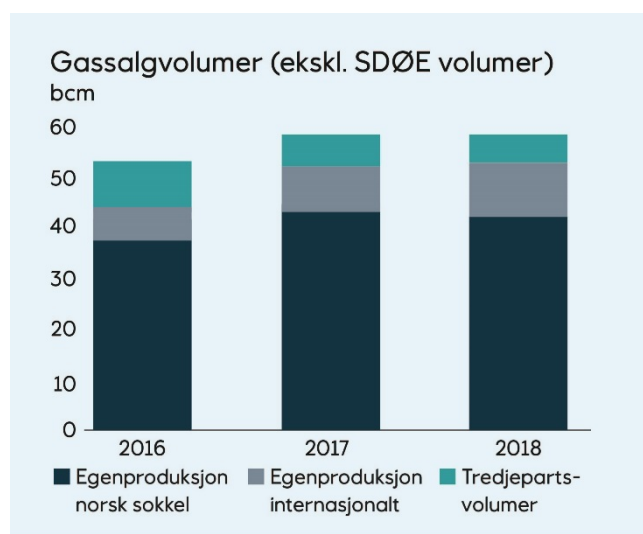
Dette ble delvis utlignet av at en høyere andel av leteutgiftene ble balanseført, og en lavere andel av tidligere balanseførte utgifter ble kostnadsført i 2018. Det var utforskningsaktivitet i 13 brønner i 2018, hvorav 6 brønner var ferdigstilt sammenlignet med aktivitet i 15 brønner og 11 ferdigstilte brønner i 2017. 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 letevirsomhet. Dette ble delvis motvirket av en lavere balanseføringsrate i 2017.

MMP resultatanalyse

Driftsresultatet var på 1.906 millioner USD, 2.243 millioner USD og 623 millioner USD i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. I 2018 var driftsresultatet påvirket av en negativ lagereffekt på 132 millioner USD, sammenlignet med en positiv effekt på 94 millioner USD i 2017, lavere resultat fra handel med væsker og lavere prosesseringsmarginer i 2018, sammenlignet med 2017. Nedgangen ble delvis motvirket av bedre LNG-resultater, salget av eierandeler i infrastruktur på 129 millioner USD i 2018, og netto endring i reversering av nedskrivninger på 107 millioner USD mellom periodene. Den samlede nedgangen fra 2017 til 2018 var på 337 millioner USD.

Økningen på 1.620 millioner USD fra 2016 til 2017 skyldtes hovedsakelig endringer i virkelig verdi på derivater, periodisering av prissikringseffekten for lager, høyere raffineringmarginer og økt produksjon fra prosessanleggene.

De samlede gassalgsvolumene var på 58,4 milliarder kubikkmeter (bcm) i 2018, 58,4 milliarder bcm i 2017 og 52,9 milliarder bcm i 2016. De samlede gassalgsvolumene i 2018 var de samme som i 2017. Reduksjonen i bokført produksjon på norsk sokkel og salg av tredjepartsgass ble utlignet av en økning i bokført produksjon internasjonalt. Grafen viser ikke volumer som er solgt på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).



I 2018 var den gjennomsnittlige fakturerte prisen på salg av gass i Europa 7,04 USD per mmBtu, noe som er en økning på 27 % sammenlignet med 2017 (5,55 USD per mmBtu). I 2017 gikk den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Europa opp med 7 % sammenlignet med 2016 (5,17 USD per mmBtu).

I 2018 var den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Nord-Amerika 3,04 USD per mmBtu, noe som er en økning på 11 % sammenlignet med 2017 (2,73 USD per mmBtu). I 2017 gikk den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Nord-Amerika opp med 28 % i forhold til 2016 (2,12 USD per mmBtu).

All gass som Equinor 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 5,65 USD per mmBtu i 2018, en økning på 31 % sammenlignet med 4,33 USD per mmBtu i 2017. Prisen for overføring av gass fra norsk sokkel var 27 % høyere i 2017 enn i 2016 (3,42 USD per mmBtu).

Gjennomsnittlig salg av råolje, kondensat og våtgass utgjorde 2,3 mill. fat per dag i 2018, hvorav om lag 0,98 mill. fat var salg av våre egenproduserte volumer, 0,98 mill. fat var salg av tredjepartsvolumer og 0,36 mill. fat var salg av volumer kjøpt fra SDØE. Våre gjennomsnittlige salgsvolumer utgjorde 2,2 mill. fat per dag både i 2017 og 2016. Gjennomsnittlige solgte tredjepartsvolumer utgjorde 0,83 og 0,80 mill. fat per dag i 2017 og 2016.



MMPs raffineringmarginer var lavere i 2018 enn i 2017. Equinors referansemargin var 5,3 USD per fat i 2018, sammenlignet med 6,3 USD per fat i 2017, en nedgang på 16 %. Referansemarginen var 4,8 USD per fat i 2016.

MMP - resultatregnskap

(i millioner USD)	For regnskapsåret				
	2018	2017	2016	18-17 endring	17-16 endring
Salgsinntekter	75.636	59.017	44.847	28%	32%
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	16	53	61	(70%)	(14%)
Andre inntekter	142	1	72	>100%	(98%)
Sum inntekter	75.794	59.071	44.979	28%	31%
Varekostnad	(69.296)	(52.647)	(39.696)	32%	33%
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(4.377)	(3.925)	(4.439)	11%	(12%)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(215)	(256)	(221)	(16%)	16%
Resultat før finansposter og skattekostnad	1.906	2.243	623	(15%)	>100%

Salgsinntekter og andre inntekter utgjorde 75.794 millioner USD i 2018, sammenlignet med 59.071 millioner USD i 2017 og 44.979 millioner USD i 2016.

Økningen i **salgsinntekter** fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig en økning i prisene på alle produkter. Gjennomsnittlig pris på råolje i USD økte med om lag 31% i 2018, sammenlignet med 2017.

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

Andre inntekter i 2018 var hovedsakelig påvirket av en gevinst på salg av eiendeler på 133 millioner USD. I 2017 var andre inntekter uvesentlige.

Som følge av faktorene som er beskrevet over, økte **salgsinntekter og andre inntekter** med 28% fra 2017 til 2018, og med 31% fra 2016 til 2017.

Varekostnader utgjorde 69.296 millioner USD i 2018, sammenlignet med 52.647 millioner USD i 2017 og 39.696 millioner USD i 2016. Økningen fra 2017 til 2018, i likhet med økningen fra 2016 til 2017 skyldtes også hovedsakelig en økning i prisen på alle produkter.

Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader utgjorde 4.377 millioner USD i 2018, sammenlignet med 3.925 millioner USD i 2017 og 4.439 millioner USD i 2016. Økningen fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig økte transportkostnader for olje og gass, og høyere

vedlikeholds- og elektrisitetskostnader ved anleggene. 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 ved anleggene.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde 215 millioner USD i 2018, sammenlignet med 256 millioner USD i 2017 og 221 millioner USD i 2016. Nedgangen i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger fra 2017 til 2018 skyldtes hovedsakelig høyere reversering av nedskrivninger i 2018, sammenlignet med 2017, noe som delvis ble motvirket av avskrivninger på en ny infrastruktureiendel. Netto reversering av nedskrivninger i 2018 var knyttet til raffineriene, grunnet en økning i forventede raffinerimarginer. 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 raffineriene, og var påvirket av en forventet lavere kostnadsbase i framtidige kontantstrømmer.

Andre

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

I 2018 noterte rapporteringssegmentet Andre et netto driftstap på 79 millioner USD, sammenlignet med et netto driftstap på 239 millioner USD i 2017 og et netto driftstap på 423 millioner USD i 2016.

2.10

Likviditet og kapitalressurser

Gjennomgang av kontantstrøm

Equinors kontantstrømgenerering i 2018 var sterk på tvers av virksomheten, og samlet kontantstrøm økte med 4.595 millioner USD sammenlignet med 2017.

Konsolidert kontantstrømoppstilling

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017 (omarbeidet*)	2016 (omarbeidet*)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	19.694	14.802	8.818
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	(11.212)	(10.117)	(10.230)
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	(5.024)	(5.822)	(1.959)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	3.458	(1.137)	(3.371)

Kontantstrøm tilført fra driften

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

I 2018 økte kontantstrøm tilført fra driften med 4.892 millioner USD, sammenlignet med 2017. Økningen skyldes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, og en endring i arbeidskapital, som delvis ble motvirket av høyere skatteinnbetalinger.

I 2017 økte kontantstrøm tilført fra driften med 5.984 millioner USD, sammenlignet med 2016. Økningen skyldes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, kombinert med høyere produksjon og en reduksjon i arbeidskapitalen i perioden, som delvis ble motvirket av høyere skatteinnbetalinger.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringer gikk opp med 1.095 millioner USD i 2018, sammenlignet med 2017. Økningen skyldtes hovedsakelig økt tilvekst gjennom kjøp av virksomhet og økte investeringskostnader, som delvis ble motvirket av økte inntekter fra salg av eiendeler, lavere finansielle investeringer og økt kontantstrøm fra derivater.

I 2017 gikk kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter ned med 113 millioner USD, sammenlignet med 2016. Nedgangen skyldtes lavere investeringskostnader, som delvis ble motvirket av lavere inntekter fra salg av eiendeler og høyere finansielle investeringer.

Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter gikk ned med 798 millioner USD i 2018, sammenlignet med 2017. Nedgangen

skyldtes hovedsakelig redusert tilbakebetaling av lån og en obligasjonsemissjon, som delvis ble utlignet av økt utbetaling av utbytte og økt sikkerhetsstillelser knyttet til derivater.

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

Finansielle eiendeler og gjeld

Equinors finansielle stilling er sterk. Det var nedgang i selskapets netto gjeldsgrad før justeringer ved utgangen av året fra 27,9 % i 2017 til 20,6 % i 2018. Se seksjon 5.2 for non-GAAP-måltall for netto gjeldsgrad. Netto rentebærende gjeld gikk ned fra 15,4 milliarder USD til 11,1 milliarder USD. I løpet av 2018 økte Equinors totale egenkapital fra 39,9 milliarder USD til 43,0 milliarder USD, hovedsakelig på grunn av et positivt resultat etter skatt i 2018. Kontantstrøm tilført fra driften økte i 2018, hovedsakelig på grunn av høyere priser og endring i arbeidskapitalen, som delvis ble motvirket av økte skatteinnbetalinger. Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter økte i 2018, mens kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter gikk ned. Equinor har betalt ut fire kvartalsvise utbytter i 2018. For fjerde kvartal 2018 vil styret foreslå for generalforsamlingen (GF) å øke utbyttet fra 0,23 USD til 0,26 USD per aksje. Se note 17 Egenkapital og utbytte til konsernregnskapet for mer informasjon.

Med nåværende likviditetsreserver, blant annet kommitterte kredittfasiliteter på 5,0 milliarder USD og tilgang til ulike kapitalmarkeder, mener Equinor at selskapet har tilstrekkelig

kapital tilgjengelig for å dekke sine likviditetsbehov, inkludert arbeidskapital.

Finansieringsbehov oppstår som et resultat av Equinors ordinære forretningsvirksomhet. Equinor søker vanligvis å etablere finansiering på konsernnivå (morselskap). Prosjektfinansiering kan også benyttes i prosjekter som involverer samarbeid med andre selskaper. Equinor har som mål å ha tilgang til flere ulike finansieringskilder til enhver tid, både markeder og instrumenter, i tillegg til å pleie forholdet til en liten gruppe internasjonale banker som leverer et bredt utvalg av banktjenester.

Kredittvurderinger av Equinor foretas av Moody's og Standard & Poors (S&P). Equinors nåværende langsiktige kredittvurdering er AA- med stabile utsikter og Aa2 med stabile utsikter fra henholdsvis S&P og Moody's. Vurderingen fra S&P ble revidert fra A+ til AA- den 18. mai 2018, mens vurderingen fra Moody's ble endret fra Aa3 til Aa2 den 9. august 2018. Begge oppgraderingene var hovedsakelig basert på sterkere kontantstrøm enn forventet. De kortsiktige kredittvurderingene er P-1 fra Moody's og A-1+ fra S&P. For å sikre finansiell fleksibilitet fremover har Equinor til hensikt å holde selskapets finansielle nøkkeltall på et nivå som er forenlig med vår målsetting om å minst opprettholde Equinors langsiktige kredittvurdering innenfor A-kategorien på frittstående basis (Equinors totale kredittvurdering ovenfor, som hensyntar Statens eierskap, er ett trinn høyere fra Standard & Poor's og to trinn høyere fra Moody's sammenlignet med kredittvurderingene på frittstående basis).

Forvaltningen av finansielle eiendeler og forpliktelser tar hensyn til finansieringskilder, forfallsprofilen på langsiktige lån, renterisiko, valutarisiko og tilgjengelige likvide midler. Equinors 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. Equinors finansiering og likviditetsaktiviteter administreres på konsernnivå.

Equinor 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 2018 var ca. 36% av Equinors likvide midler plassert i eiendeler i USD, 27 % i NOK, 27 % i EUR, 6 % i GBP, 2 % i DKK og 2 % i SEK, før valutabytteavtaler og terminkontrakter. Omtrent 48 % av Equinors likvide midler var plassert i termininnskudd, 28 % i statsobligasjoner og lånesertifikater, 17% i pengemarkedsfond og 2 % i bank. Per 31. desember 2018 var ca. 3,9 % av Equinors likvide midler klassifisert som bundne midler (inkludert sikkerhetsinnskudd).

Equinors generelle prinsipp er å ha en likviditetsreserve i form av kontanter og kontantekvivalenter eller andre finansielle omløpsmidler i Equinors balanse, samt ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer, som sikrer at Equinor har tilstrekkelige finansielle ressurser til å dekke kortsiktige krav.

Equinor innhenter langsiktig kapital når konsernet har et behov for slik finansiering basert på selskapets forretningsvirksomhet, kontantstrømmer og nødvendig økonomisk fleksibilitet, eller når markedsforholdene vurderes som gunstige.

Konsernets lånebehov dekkes hovedsaklig gjennom utstedelse av verdipapirer med kort, mellomlang og lang horisont, herunder bruk av et US Commercial Paper Programme (grensen for programmet er 5,0 milliarder USD), og et Shelf Registration Statement som er registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA, samt gjennom utstedelser gjennom 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 størsteparten av Equinors gjeld i USD.

5. september 2018 utstedte Equinor 1 milliard USD i nye obligasjoner. Med virkning fra 14. desember 2017 kjøpte Equinor tilbake 2,25 milliarder USD i utstedte obligasjoner. Equinor utstedte ingen nye obligasjoner i 2017, men i 2016 utstedte selskapet nye gjeldspapirer tilsvarende 1,3 milliarder USD. Alle obligasjonene er ubetinget garantert av Equinor Energy AS. Se konsernregnskapets note 18 Finansiell gjeld for mer informasjon.

Finansielle indikatorer

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Brutto rentebærende gjeld ¹⁾	25.727	28.274	31.673
Netto rentebærende gjeld før justeringer	11.130	15.437	18.372
Netto gjeld på sysselsatt kapital ²⁾	20,6%	27,9%	34,4%
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert ³⁾	22,2%	29,0%	35,6%
Betalingsmidler	7.556	4.390	5.090
Kortsiktige finansielle investeringer	7.041	8.448	8.211

1) Definert som langsiktig og kortsiktig finansiell gjeld.

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

3) For å beregne justert netto gjeld over sysselsatt kapital gjør Equinor justeringer for sysselsatt kapital som det ville blitt rapportert i henhold til IFRS. Midler som holdes som finansielle investeringer i Equinor Insurance 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 Equinor finner denne målingen nyttig.

Brutto rentebærende gjeld

Brutto rentebærende gjeld var 25,7 milliarder USD, 28,3 milliarder USD og 31,7 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Netto nedgang på 2,6 milliarder USD fra 2017 til 2018 skyldtes en nedgang i kortsiktig gjeld på 1,6 milliarder USD og nedgang i langsiktig gjeld på 0,9 milliarder USD. 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. Den vektete gjennomsnittlige rentesatsen på årsbasis var 3,67 %, 3,50 % og 3,41 % per 31. desember i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Equinors vektete gjennomsnittlige løpetid på gjelden var ni år per 31. desember 2018, ni år per 31. desember 2017 og ni år per 31. desember 2016.

Netto rentebærende gjeld

Netto rentebærende gjeld før justeringer utgjorde 11,1 milliarder USD, 15,4 milliarder USD og 18,4 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Nedgangen på 4,3 milliarder USD fra 2017 til 2018 var hovedsakelig knyttet til en nedgang i brutto rentebærende gjeld på 2,5 milliarder USD og en økning i kontanter og kontantekvivalenter på 3,2 milliarder USD, og ble motvirket av en nedgang i kortsiktige finansielle investeringer på 1,4 milliarder USD. 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, som ble motvirket av en nedgang i kontanter og kontantekvivalenter på 0,7 milliarder USD.

Netto gjeldsgrad

Netto gjeldsgrad før justeringer var 20,6 %, 27,9 % og 34,4 % i henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Justert netto gjeldsgrad (non-GAAP finansielt måltall, se fotnote tre ovenfor) var 22,2 %, 29,0 % og 35,6 % i henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Nedgangen på 7,3 prosentpoeng i netto gjeldsgrad før justeringer fra 2017 til 2018 skyldtes en nedgang i netto rentebærende gjeld med 4,3 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i sysselsatt kapital på 1,2 milliarder USD. Nedgangen på 6,5 prosentpoeng i netto gjeldsgrad før justeringer fra 2016 til 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.

Nedgangen på 6,8 prosentpoeng i justert netto gjeldsgrad fra 2017 til 2018 skyldtes en nedgang i justert netto rentebærende gjeld med 4,0 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i justert sysselsatt kapital på 0,9 milliarder USD. En nedgang på 6,6 prosentpoeng i justert netto gjeldsgrad fra 2016 til 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.

Kontanter, kontantekvivalenter og kortsiktige investeringer

Kontanter og kontantekvivalenter var 7,6 milliarder USD, 4,4 milliarder USD og 5,1 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Se note 16 Kontanter og kontantekvivalenter i konsernregnskapet for informasjon vedrørende bundne midler. Kortsiktige finansielle investeringer, som er en del av Equinors likviditetsstyring, utgjorde 7,0 milliarder USD, 8,4 milliarder USD og 8,2 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Investeringer

Investeringskostnadene i 2018, som defineres som tilganger til varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper i note 3 Segmentinformasjon i konsernregnskapet beløp seg til 15,2 milliarder USD, hvorav 9,9 milliarder USD var organiske investeringer.

I 2017 var investeringskostnadene på 10,8 milliarder USD, hvorav organiske investeringer utgjorde 9,4 milliarder USD. Se note 3 Segmentinformasjon i konsernregnskapet.

I Norge vil en betydelig del av investeringene i 2019 brukes på prosjekter som er under utbygging, blant annet Johan Sverdrup, Johan Castberg, og Martin Linge, i tillegg til ulike utvidelser, modifikasjoner og forbedringer på felt i drift.

Internasjonalt anslås det at en betydelig andel av våre investeringer i 2019 vil brukes på 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 del av investeringene i 2019 vil brukes på havvindprosjektet Arkona i Tyskland.

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

Som det framgår av avsnittet Viktigste kontraktsmessige forpliktelser lenger ned i denne rapporten, har Equinor forpliktet seg til visse investeringer i fremtiden. Jo lenger fram i tid, jo høyere er fleksibiliteten for å kunne endre investeringene. Denne fleksibiliteten er delvis avhengig av hvilke investeringer våre partnere i joint venture-selskapene er enige i å forplikte seg til. En stor del av investeringene i 2019 er forpliktet.

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

De viktigste kontraktsmessige forpliktelser

Tabellen oppsummerer våre viktigste kontraktsmessige forpliktelser, unntatt derivater og andre sikringsinstrumenter samt fjerningsforpliktelser, som stort sett ventes å gi kontantutbetalinger lenger 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 Equinors eierandel i egenkapitalkonsoliderte selskaper, er inkludert som en del av de andre langsiktige forpliktelsene.

Viktigste kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner USD)	For regnskapsåret				Totalt
	Mindre enn 1 år	Betalinger til forfall per periode ¹⁾			
		1-3 år	3-5 år	Mer enn 5 år	
Udiskontert langsiktig finansiell gjeld ²⁾	2.230	5.624	5.042	20.379	33.275
Minimum betaling for operasjonelle leieavtaler ³⁾	2.001	2.520	1.791	1.942	8.253
Minimum andre langsiktige forpliktelser (nominell) ⁴⁾	1.584	2.766	2.184	4.947	11.479
Totale kontraktsfestede forpliktelser	5.814	10.909	9.017	27.267	53.007

- 1) "Mindre enn 1 år" representerer 2019; "1-3 år" representerer 2020 og 2021; "3-5 år" representerer 2022 og 2023, 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 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler i Konsernregnskapet.

Equinor hadde kontraktsmessige forpliktelser på 6.269 millioner USD per 31. desember 2018. Disse forpliktelsene gjenspeiler Equinors andel, og omfatter hovedsakelig konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

Equinors estimerte ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser var på 8.176 millioner USD, og virkelig verdi på pensjonsmidlene utgjorde 5.187 millioner USD per 31. desember 2018. Selskapets bidrag er hovedsakelig knyttet til ansatte i Norge. For mer informasjon, se konsernregnskapets note 19 Pensjoner.

Poster utenfor balansen

Equinor er part i forskjellige avtaler, som for eksempel operasjonelle leieavtaler og kontrakter for prosessering og

transportkapasitet, 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. Fra 1. januar 2019 vil Equinor implementere IFRS 16 Leieavtaler. Denne standarden krever at alle leieavtaler skal balanseføres, som beskrevet i note 23 Implementering av IFRS 16 i konsernregnskapet. Equinor 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 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

2.11 Risikoanalyse

Risikofaktorer

Equinor er eksponert for risikofaktorer 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 Equinors virksomhet:

Risiko knyttet til prisene på olje og naturgass

Svingninger i prisene på olje og/eller naturgass påvirker våre økonomiske resultater.

Prisene på olje og naturgass har svingt mye de siste årene. Det er flere årsaker til disse svingningene, men grunnleggende markedskrefter utenfor Equinors eller andre tilsvarende markedsaktørers kontroll har hatt og vil fortsatt ha en effekt på olje- og gassprisene fremover.

Generelt er det slik at Equinor ikke vil ha kontroll over faktorene som påvirker prisen på olje og naturgass, blant annet:

- 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 Equinors langsiktige gassalgskontrakter
- reguleringer og tiltak fra myndighetenes side, herunder endringer i energi- og klimapolitikken
- globale økonomiske forhold
- krig eller andre internasjonale konflikter
- endringer i befolkningsvekst og forbrukerpreferanser
- pris og tilgjengelighet på ny teknologi
- økt forsyning fra nye olje- og gasskilder, og
- værforhold

En nedgang i prisene på olje og naturgass kan ha negativ innvirkning på Equinors virksomhet, driftsresultater, økonomiske stilling, likviditet og evne til å finansiere planlagte investeringer, herunder eventuelle reduksjoner i investeringer som kan medføre redusert erstatning av reserver.

En betydelig eller langvarig periode med lave priser på olje og naturgass eller andre indikatorer kan, dersom de anses å ha langsiktige konsekvenser, føre til vurdering av nedskrivning av konsernets olje- og naturgassaktiva. Slike vurderinger vil avspeile ledelsens syn på langsiktige olje- og naturgasspriser og kan medføre en nedskrivning som kan ha en vesentlig effekt på resultatene av Equinors 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 gjennomførbareheten av prosjekter som er planlagt eller under utvikling.

Risiko knyttet til sikre reserver og beregning av forventede reserver

Equinors olje- og naturgassreserver er kun anslag, og selskapets fremtidige produksjon, inntekter og utgifter knyttet til reservene kan avvike vesentlig fra disse anslagene. Påliteligheten i anslagene over sikre reserver avhenger av:

- kvaliteten og kvantiteten av Equinors geologiske, tekniske og økonomiske data
- utvinningen fra Equinors 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 Equinors oppfatning av forventede reserver.

Mange faktorer, forutsetninger og variabler som brukes til å anslå reserver ligger utenfor Equinors kontroll, og kan vise seg å være feil over tid. Resultatene av boring, testing og utvinning etter datoen da anslagene ble gjort kan nødvendiggjøre vesentlige opp- eller nedjusteringer i Equinors reservedata. Prisene som benyttes for sikre reserver, er definert av SEC og beregnes på grunnlag av et tolv måneders uvektet aritmetisk gjennomsnitt av prisen første dag i måneden for hver måned i rapporteringsåret, noe som gir en fremtidig pris som er sterkt knyttet til fjorårets prisnivå.

Svingninger i prisen på olje og gass vil ha en direkte innvirkning på Equinors 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 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

Equinor driver global letevirksomhet som innebærer flere ulike typer teknisk, kommersiell og landspesifikk risiko.

Teknisk risiko er knyttet til Equinors evne til å drive trygge og effektive seismikk- og boreoperasjoner, og til å

oppdage drivverdige olje- og gassforekomster. Kommerisiell risiko er knyttet til selskapets evne til å sikre tilgang til nye arealer i et usikkert, globalt, konkurransepreget og politisk miljø, samt til å sikre tilgang til dyktige medarbeidere som kan gjennomføre letevirksomhet langs hele verdikjeden.

Landsespesifikk risiko er blant annet knyttet til sikkerhetstrusler og etterlevelse av og innsikt i lokale lover og lisensavtaler.

Slik risiko kan ha negativ innvirkning på Equinors nåværende drift og økonomiske resultater, og konsernets erstatning av reserver på lang sikt.

Risiko for reduksjon i reserver

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

Vellykket gjennomføring av Equinors konsernstrategi for verdivekst avhenger av at selskapet opprettholder sin langsiktige erstatning av reserver. Dersom oppstrømsressursene ikke utvikles til sikre reserver innen rimelig tid, vil Equinors reservegrunnlag og dermed fremtidige produksjon gradvis falle, og fremtidige inntekter vil bli redusert.

Equinors fremtidige produksjon avhenger 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.

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

Equinors landbaserte portefølje i USA inneholder betydelige utnyttede ressurser som er avhengige av at selskapet lykkes i å utvikle disse. Dersom råvareprisene er lave over en lengre periode kan dette medføre at Equinor ikke vil utvikle disse ressursene eller i det minste venter til prisene har bedret seg.

Helse, sikkerhet og miljørisiko

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

Letevirksomhet, prosjektutvikling, drift og transport knyttet til olje og naturgass, samt utvikling og drift av fornybar energiproduksjon, kan være risikofylt. Aktuelle risikofaktorer er menneskelig svikt, driftsfeil, farlige stoffer, reservoar oppførsel, svikt i teknisk integritet, fartøkkollisjoner, naturkatastrofer, ugunstige værforhold og andre hendelser. Disse risikofaktorene kan blant annet føre til utblåsninger, struktorkollaps, ukontrollerte utslipp av hydrokarboner eller andre farlige stoffer, brann, eksplosjoner og vannforurensing som kan være skadelig for mennesker, tap av liv og miljøskade.

Alle måter å transportere hydrokarboner på, herunder på vei, jernbane, sjø eller i rørledning, er spesielt utsatt for ukontrollerte utslipp av hydrokarboner og andre farlige stoffer, og representerer betydelig risiko for mennesker og miljø.

Risikoen knyttet til Equinors virksomhet og drift påvirkes av eksterne risikofaktorer som krevende geografiske forhold, klimasoner og miljø-sensitive regioner.

Ettersom vår virksomhet er forbundet med iboende usikkerhet, er det ikke mulig å garantere at vårt styringssystem eller andre policyer og prosedyrer vil kunne identifisere alle typer risiko knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Det er heller ikke mulig å si sikkert at alle våre aktiviteter vi bli utført i samsvar med disse systemene.

Risiko knyttet til overgangen til en lavkarbonøkonomi

Overgangen til en lavkarbonøkonomi kan påvirke Equinors virksomhet.

Overgangen til et framtidig lavkarbonsamfunn medfører strategisk risiko knyttet til endringer i politikk, lovgivning, markeder og teknologi, og også vårt omdømme.

Risiko knyttet til endringer i politikk, lover og forskrifter: Equinor forventer og forbereder seg på politiske endringer og tiltak som tar sikte på å redusere klimagassutslippene. En strengere klimapolitikk kan få konsekvenser for Equinors økonomiske utsikter, enten direkte gjennom endringer i beskatning og regelverk, eller indirekte gjennom endringer i forbrukeratferd og teknologiutvikling. Equinor forventer at kostnadene ved klimagassutslipp vil øke fra dagens nivå etter 2020, og at de vil få større geografisk utbredelse enn i dag. Annen risiko knyttet til lovgivning er risiko for rettstvister, mulige direkte reguleringer, for eksempel standarder for drivstoffeffektivitet (f.eks. i EU), restriksjoner på bruk av for eksempel dieselmotorer og krav til å vurdere bruk av strøm fra land ved nye utbygginger på norsk sokkel. Klimapolitiske endringer kan også redusere tilgangen til mulige geografiske lete- og utvinningsområder i framtiden. Vi kan heller ikke se bort fra muligheten for en drastisk endring i utviklingen, som kan utløses av ekstremvær som påvirker offentlig oppfatning og politiske beslutninger.

Markedsrisiko: Overgangen til en lavkarbonøkonomi bidrar til usikkerhet knyttet til framtidig etterspørsel etter og priser på olje og gass, slik det er beskrevet i avsnittet «Prisrisiko for olje og naturgass». Denne typen prissensitivitet i prosjektporteføljen er illustrert med en "stresstest av porteføljen," som er beskrevet i seksjon 2.12 og i Equinors Bærekraftsrapport for 2018. Høyere etterspørsel etter og økt kostnadmessig konkurransevne for fornybar energi, og innovasjon og teknologiske endringer som fører til videre utvikling og bruk av fornybar energi og lavkarbonteknologi, representerer både trusler og muligheter for Equinor. Lønnsomheten i de valgene Equinor tar når det gjelder hvilke forretningsmuligheter innen fornybar energi selskapet skal satse på og investere i, er gjenstand for risiko og usikkerhet.

Påvirkning på omdømmet: Økt bekymring for klimaendringer kan skape økte forventninger til produsenter av fossilt brensel, og en mer negativ oppfatning av olje- og gassindustrien. Dette kan føre til rettstvister og aksjonærbevegelser, og kan påvirke evnen til å rekruttere og beholde talenter.

Risiko knyttet til hydraulisk frakturering

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

Equinors 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». Et faktisk tilfelle av migrasjon av hydrauliske fraktureringsvæsker eller utslipp eller feilhåndtering av hydrauliske fraktureringsvæsker i forbindelse med slike operasjoner kan potensielt utsette Equinor for sivilt og/eller strafferettslig ansvar og betydelige kostnader, herunder for miljøtiltak. 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, noe som kan gjøre det vanskeligere å komplettere olje og naturgassbrønner i skiferformasjoner, medføre driftsforsinkelser, økte kostnader knyttet til å følge reglene for leting og utvinning, noe som kan virke negativt inn på Equinors virksomhet på land og behovet for fraktureringstjenester.

Risiko for sikkerhetstrusler og trusler mot informasjonssystemer og digital infrastruktur

Equinor er eksponert for sikkerhetstrusler som kan ha store negative konsekvenser for Equinors driftsresultat og økonomiske stilling.

Sikkerhetstrusler som terrorhandlinger og nettangrep mot Equinors anlegg for leting og utvinning, kontorer, rørledninger, transportmidler, digital infrastruktur eller data- og informasjonssystemer eller brudd på selskapets sikkerhetssystem, kan medføre tap.

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. Equinor kan blant annet bli møtt med regulatoriske tiltak, rettslig ansvar, omdømmetap, betydelig inntektsfall, økte kostnader, driftsstans og tap av investeringer i berørte områder.

Equinors sikkerhetsbarrierer skal beskytte informasjonssystemene og den digitale infrastrukturen mot inngrep fra uvedkommende. Manglende evne til å opprettholde og videreutvikle disse barrierene kan påvirke konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet for selskapets informasjonssystemer og digitale infrastruktur, også slike som er av avgjørende betydning for Equinors virksomhet. Trusler mot Equinors informasjonssystemer kan påføre selskapet betydelig økonomisk skade. Trusler mot Equinors industrielle kontrollsystemer er ikke geografisk begrenset, da selskapets digitale infrastruktur er globalt tilgjengelig. Slike angrep kan medføre vesentlige tap eller tap av liv, med påfølgende økonomiske konsekvenser.

Risiko knyttet til krisehåndteringssystemer

Equinors krisehåndteringssystemer kan vise seg å være utilstrekkelige.

Dersom Equinor 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, eller ikke iverksettes raskt nok, kan dette få alvorlige konsekvenser for

selskapets virksomhet, operasjoner og omdømme. Manglende evne til å gjenopprette eller erstatte kritisk kapasitet kan forlenge konsekvensene av en driftsstans og få alvorlige følger for Equinors virksomhet.

Risiko knyttet til konkurranse

Equinor møter konkurranse fra andre selskaper på alle virksomhetsområder.

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

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

Risiko knyttet til Equinors utbyggingsprosjekter og produksjonsvirksomhet

Equinors utbyggingsprosjekter og produksjonsvirksomhet innebærer usikkerhetsmomenter og driftsrisiko som kan hindre selskapet i å oppnå fortjeneste og medføre betydelige tap.

Olje- og gassprosjekter kan bli innskrenket, forsinket eller kansellert av mange årsaker, blant annet utstyrsmangel eller utstyrsvikt, naturgitte farer, uventede borebetingelser eller reservoaregenskaper, uregelmessigheter i geologiske formasjoner, ulykker, mekaniske og tekniske problemer, utfordringer som skyldes ny teknologi eller et utilstrekkelig grunnlag for investeringsbeslutninger.

Dette er særlig relevant for Equinors aktiviteter på store havdyp eller i andre krevende omgivelser. Klimaendringer kan påvirke Equinors virksomhet gjennom begrenset tilgang på vann, et økende havnivå, endringer i havstrømmer og stadig hyppigere ekstremvær. I forbindelse med landbasert virksomhet i USA kan lave priser regionalt føre til at visse områder blir ulønnsomme, og selskapet kan komme til å redusere produksjonen til prisene tar seg opp. Vedvarende lave priser på olje og gass, kombinert med et høyt skattenivå og høy inntektsandel til staten i flere jurisdiksjoner, kan undergrave lønnsomheten deler av Equinors virksomhet.

Risiko knyttet til strategiske mål

Equinor kan mislykkes med å nå sine strategiske mål om å utnytte lønnsomme muligheter

Equinor vil fortsette å utnytte gode kommersielle muligheter for å skape verdier. Dette kan innebære oppkjøp av nye virksomheter eller eiendeler eller å gå inn i nye markeder.

Equinors evne til å oppnå sine strategiske mål avhenger av flere faktorer, blant annet evnen til å:

- opprettholde Equinors sikkerhetskultur med null skader
- identifisere hensiktsmessige muligheter
- fremforhandle gunstige betingelser
- konkurrere effektivt i et stadig mer konkurranseutsatt globalt miljø for tilgang til nye muligheter
- 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

Equinor forventer betydelige investeringer og kostnader når selskapet søker å utnytte forretningsmuligheter på nye og eksisterende markeder, inkludert, uten begrensninger, uventet ansvar, tap eller kostnader i tilknytning til oppkjøpte eiendeler eller virksomheter.

Dersom Equinor ikke lykkes i å følge opp og utnytte nye forretningsmuligheter, også innenfor nye energiløsninger, kan dette føre til økonomiske tap og hemme verdiskapingen.

Nye prosjekter kan være eksponert for andre typer risiko enn Equinors eksisterende portefølje. Disse og andre virkninger av slike oppkjøp kan medføre at Equinor 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. Equinor 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 Equinor finner tilfredsstillende, om i det hele tatt, og kan utvanne Equinors inntjening per aksje når det gjelder egenkapital.

Risiko knyttet til begrenset transportinfrastruktur I fjerntliggende områder kan lønnsomheten i Equinors olje- og gassproduksjon påvirkes av begrensninger i transportinfrastruktur.

Equinors evne til å utnytte drivbare og oppdagede petroleumsressurser lønnsomt vil blant annet avhenge av infrastruktur som kan transportere olje og gass til mulige kjøpere til en kommersiell pris. Olje transporteres med skip, tog eller rørledning til raffinerier, og naturgass i rørledning eller med skip (for flytende naturgass) til behandlingsanlegg og sluttbrukere. Equinor kan mislykkes i sine bestrebelse på å sikre transport og markeder for hele sin potensielle produksjon.

Risiko knyttet til internasjonale politiske, sosiale og økonomiske forhold

Equinors har internasjonale interesser i regioner der ustabile politiske, sosiale og økonomiske forhold kan påvirke virksomheten negativt.

Equinor 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. Det er usikkerhet knyttet til Storbritannias utmeldelse fra EU og hvilken effekt det vil kunne ha på markedet.

Politisk ustabilitet, sivile konflikter, streik, opprør, terror- og krigshandlinger og andre negative og fiendtlige handlinger mot

Equinors ansatte, anlegg, transportsystemer og digitale infrastruktur (nettsikkerhet) kan medføre skade på mennesker og forstyrre eller begrense selskapets virksomhet og andre forretningsmuligheter, føre til produksjonsnedgang og ellers få negativ innvirkning på Equinors virksomhet, driftsresultat og økonomiske stilling.

Risiko knyttet til internasjonale politiske og juridiske faktorer

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

Equinor har eiendeler i flere 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 uvisst eller der de forvaltningsmessige og regulatoriske rammene plutselig kan endres. Equinors 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 Equinors eiendeler
- ensidig oppsigelse eller endring av Equinors lisens- eller kontraktsrettigheter
- reforhandling av kontrakter
- forsinket betaling og
- begrensninger på valutaveksling eller devaluering av valuta

Sannsynligheten for at disse hendelsene inntreffer og den generelle effekten på Equinor varierer veldig fra land til land og er vanskelig å forutsi. Dersom slike risikofaktorer inntreffer, kan det medføre store kostnader for Equinor, nedgang i Equinors produksjon og potensielt store negative følger for selskapets virksomhet og økonomiske stilling.

Risiko knyttet til endringer i skattelovgivning

Equinor er eksponert for mulige negative endringer i skatteregimet i de enkelte jurisdiksjonene hvor vi driver virksomhet.

Endringer i skattelovgivningen i land hvor Equinor opererer kan få stor negativ effekt på selskapets likviditet og driftsresultat.

Valutarisiko

Equinors virksomhet er eksponert for valutasingninger som kan påvirke resultatet av selskapets virksomhet negativt.

Equinor 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 Equinor en stor andel av inntektsskatten, driftskostnadene, investeringene og utbytteutbetalingene i norske kroner (NOK). Mesteparten av Equinors langsiktige gjeld er eksponert mot USD.

Risiko knyttet til handels- og forsyningsvirksomhet

Equinor er eksponert for risikofaktorer knyttet til handel og forsyningsvirksomhet

Equinor er engasjert i betydelig handel og kommersiell virksomhet i de fysiske markedene. Equinor benytter finansielle instrumenter som terminkontrakter, opsjoner, unoterte terminkontrakter, bytteavtaler og differansekontrakter knyttet til råolje, petroleumsprodukter, naturgass og strøm for å håndtere prisvariasjoner og -volatilitet. Equinor benytter også finansielle instrumenter til å håndtere valuta- og renterisiko.

Handelsvirksomhet har elementer av prognose i seg, og Equinor bærer risikoen for bevegelser i markedet, risikoen for tap dersom prisene utvikler seg annerledes enn forventet, risikoen for at motparten ikke oppfyller sine forpliktelser, og risikoen knyttet til transport av væsker.

Risiko for manglende oppfyllelse av lovverk knyttet til bestikkelse, korrupsjon og Equinors etiske regelverk

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

Equinor driver virksomhet i land hvor korrupsjon utgjør en risiko og hvor man også kan ha umodne rettssystemer, mangel på kontroll og åpenhet. Videre spiller myndighetene en viktig rolle i olje- og gassektoren ved at de eier ressursene, gjennom deltakelse, lisensordninger og lokale forhold, noe som gir stor grad av kontakt med offentlige tjenestemenn. Equinor er underlagt lovgivning mot korrupsjon og bestikkelse i flere jurisdiksjoner, herunder den norske straffeloven, amerikanske Foreign Corrupt Practices Act og UK Bribery Act. Brudd på gjeldende lovgivning mot korrupsjon og bestikkelse kan eksponere Equinor for granskning fra flere myndighetsorganer, og lovbrudd kan medføre strafferettslig og/eller sivilrettslig ansvar med betydelige bøter. Tilfeller av brudd på lover og forskrifter mot korrupsjon og bestikkelse samt brudd på Equinors etiske retningslinjer kan skade selskapets omdømme, konkurranseevne og aksjonærverdi.

Felleskontrollert virksomhet og kontraktører

Mange av Equinors aktiviteter gjennomføres i felleskontrollert virksomhet og sammen med kontraktører og underleverandører, noe som kan begrense Equinors innflytelse og kontroll over slik virksomhet. Dette gjør Equinor eksponert for finansiell risiko og drifts- og sikkerhetsrisiko dersom samarbeidspartnere og kontraktører ikke oppfyller sine forpliktelser. Samarbeidspartnere og kontraktører kan være ute av stand eller uvillige til å kompensere Equinor for kostnader som påløper på selskapets vegne eller på vegne av virksomheten.

Equinor er også eksponert for håndhevelse av krav fra myndigheter eller fordringshavere ved eventuelle hendelser i virksomhet vi ikke har operasjonell kontroll over.

Likviditets- og renterisiko

Equinor er eksponert for likviditets- og renterisiko.

Equinor er eksponert for likviditetsrisiko, som er risiko for at Equinor ikke vil være i stand til å oppfylle sine økonomiske forpliktelser når de forfaller.

Equinors største utbetalinger inkluderer kvartalsvise utbyttebetalinger og seks årlige betalinger av norsk petroleums-skatt. Kilder til likviditetsrisiko inkluderer, men er ikke begrenset til, forretningsavbrudd og svingninger i råvarepriser og i prisene på finansmarkedene.

Renterisiko

Equinor er eksponert for renterisiko, muligheten for at endringer i renter vil påvirke framtidig kontantstrøm eller virkelig verdi på selskapets finansielle instrumenter, i hovedsak langsiktig gjeld og tilhørende derivater. Equinors obligasjoner er normalt utstedt med fast rente i ulike lokale valutaer (blant annet USD, EUR og GBP). Obligasjonslånene blir normalt konvertert til flytende USD-rente ved å benytte rente- og valutabytteavtaler.

Finansiell risiko

Equinor er eksponert for finansiell risiko.

De viktigste faktorene som påvirker Equinors drifts- og finansresultater er blant annet prisnivået på olje/kondensat og naturgass, trender i valutakurser, hovedsakelig mellom USD, EUR, GBP og NOK, Equinors produksjonsvolumer for olje og naturgass (som i sin tur avhenger av bokførte volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler der dette gjelder) og tilgjengelige petroleumsreserver, og Equinors egen og partnernes kompetanse og samarbeid i forbindelse med å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i Equinors feltportefølje som skyldes kjøp og salg.

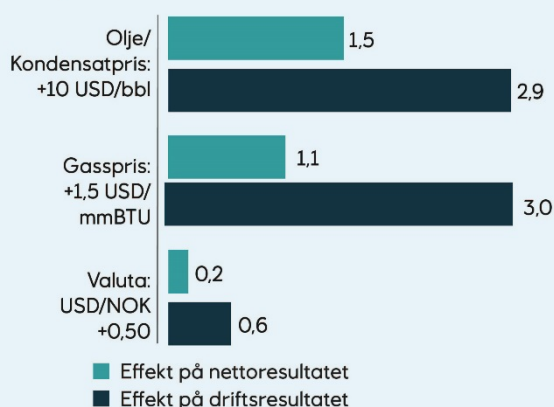
Equinors drifts- og finansresultater vil også påvirkes av trender i den internasjonale oljebransjen, herunder mulige tiltak fra statlige og andre myndigheters side i jurisdiksjoner hvor Equinor driver virksomhet, mulige nye eller videreførte tiltak fra medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende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

Tabellen under viser årlige, gjennomsnittlige priser på Brent Blend råolje, gjennomsnittlige salgspriser for naturgass,

referansemarginer for raffinering og valutakursen på USD/NOK for 2018, 2017 og 2016.

Årlige gjennomsnitt	2018	2017	2016
Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD per fat)	71,1	54,2	43,7
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (USD/mmBtu)	7,0	5,6	5,2
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	5,3	6,3	4,8
USD/NOK gjennomsnittlig daglig valutakurs	8,1	8,3	8,4

Estimert effekt på resultatene 2019* (milliarder USD)



* Basert på USD/NOK valutakurs på 8,25

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

Illustrasjonen over indikerer den årlige effekten på resultatet for 2019 gitt visse endringer i prisen på råolje/kondensat, kontraktspriser for naturgass og valutakursen USD/NOK. Den estimerte prissensitiviteten for Equinors resultater for hver av faktorene er anslått ut fra forutsetningen om at alle andre faktorer er uendret. De estimerte effektene av de negative endringene i disse faktorene ventes ikke å være ikke vesentlig asymmetriske i forhold til effektene som vises i illustrasjonen.

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

Valutasvingninger kan også ha en betydelig innvirkning på driftsresultatene. Equinors inntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig benevnt i eller drevet av USD, mens en stor del av driftsutgiftene, investeringene og inntektsskatten påløper i norske kroner. Generelt vil en økning i verdien på USD i forhold til norske kroner ventes å øke Equinors rapporterte inntjening.

Historisk har Equinors inntekter i stor grad kommet fra utvinning av olje og naturgass på norsk sokkel. Norge krever 78 % marginalskatt på inntekter fra olje- og gassvirksomhet til havs

(en symmetrisk skatteordning). For nærmere informasjon se seksjon 2.7 Konsernforhold under Beskatning av Equinor.

Equinors inntektsvolatilitet modereres som følge av den betydelige andelen av selskapets norske offshoreinntekter som skattlegges med 78 % i lønnsomme perioder, og den betydelige skattefordelen av selskapets norske offshorevirksomhet i eventuelle perioder med tap.

Utbytte mottatt i Norge er underlagt standard inntektsskatteprosent (redusert fra 23 % i 2018 til 22 % i 2019.) Utgangspunktet for skatt er 3 % av mottatt utbytte som gir en effektiv skatteprosent på 0,69 % i 2018. Utbytte fra norske selskaper og lignende selskaper i EØS for skatteformål, der mottaker har mer enn 90 % av aksjene og stemmene, er unntatt fra beskatning i sin helhet. Utbytte fra selskaper hjemmehørende i EØS som ikke ligner norske selskaper, selskaper i lavskattland og porteføljeinvesteringer utenfor EØS vil, under visse omstendigheter, være gjenstand for den vanlige inntektsskattesatsen (som ble redusert fra 23 % i 2018 til 22 % i 2019) basert på hele det mottatte beløpet.

Rapportering vedrørende markedsrisiko

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

Se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig 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.

Risiko for utilstrekkelig forsikringsvern

Det er ikke sikkert at Equinors forsikringsdekning gir tilstrekkelig vern

Equinor har forsikringer som dekker fysisk skade på selskapets olje- og gassanlegg, tredjepartsansvar, yrkesskade og arbeidsgiveransvar, generelt ansvar, akutt forurensing og annet. Equinors forsikringsdekning innbefatter egenandeler som må dekkes før forsikringen blir utbetalt. For Equinors eksterne forsikringer gjelder øvre grenser, unntak og begrensninger, og det er ikke sikkert at dekningen vil gi Equinor tilstrekkelig ansvarsvern mot alle mulige konsekvenser og skader. Usikrede tap kan ha vesentlig negativ innvirkning på vår finansielle stilling.

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

Equinors 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 drive effektivt, utvikle og tilpasse innovativ teknologi og digitale løsninger, finne lønnsomme løsninger for fornybar energi og andre lavkarbonenergiløsninger, er viktige suksessfaktorer for virksomheten i fremtiden. Det er mulig at Equinor kan bli negativt påvirket dersom konkurrentene våre er bedre til å følge utviklingen eller raskere til å utnytte innovativ og kostnadseffektiv teknologi (inkludert digitalisering), lavkarbon- eller fornybare energiløsninger.

Risiko knyttet til riktig nivå for ansattes kompetanse og kapasitet

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

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

Risiko ved internasjonale sanksjoner og handelsrestriksjoner

Equinors virksomhet kan påvirkes av internasjonale sanksjoner og handelsrestriksjoner

I likhet med mange andre store internasjonale energiselskaper, har Equinor 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 markeder eller sektorer som er underlagt internasjonale restriksjoner og sanksjoner.

Sanksjoner og handelsrestriksjoner er ofte komplekse, og endringer kan skje raskt og være vanskelige å forutsi. For eksempel ble det i 2018 innført nye handelsrestriksjoner i tilknytning til Nicaragua, der Equinor har virksomhet. I tillegg vil Equinors virksomhet hele tiden være i endring og gjenstand for vurdering. Equinor kan derfor i fremtiden beslutte å delta i ny virksomhet i markeder eller sektorer hvor slike sanksjoner og handelsrestriksjoner er særlig relevante.

Selv om Equinor 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 Equinor ikke overtrer slike lover. En eventuell slik overtredelse kan føre til betydelige sivilrettslige og/eller strafferettslige reaksjoner, og kan ha stor negativ innvirkning på Equinors virksomhet, driftsresultater og økonomiske stilling.

Equinor har eierandeler i flere ulike olje- og gassprosjekter i Russland, både på land og til havs. Mesteparten av disse prosjektene er 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 dypvansomsråder. 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 Equinors

forretningsvirksomhet i landet. Fortsatt fremdrift i Equinors prosjekter i Russland avhenger til dels av ulike tillatelser fra myndighetene samt den fremtidige utviklingen for sanksjoner og handelskontroller. Equinor 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 planlagt.

I Venezuela har Equinor en eierandel på 9,67 % i samarbeidsselskapet Petrocedeno, der majoriteten eies av statsoljeselskapet i Venezuela, Petroleos de Venezuela SA (PDVSA). Equinor har i tillegg en andel på 51 % i en gasslisens utenfor kysten av landet. Siden 2017 er det vedtatt forskjellige internasjonale sanksjoner og handelskontroller rettet mot enkeltpersoner i Venezuela, i tillegg til myndighetene i landet og PDVSA. PDVSA, og følgelig også datterselskapet Petrocedeno, ble blokkert (satt på SDN-listen) i januar 2019 av US Office of Foreign Asset Control. De internasjonale sanksjonene og handelskontrollene som er iverksatt begrenser Equinors gjennomføring av virksomheten i Venezuela, og kan, isolert sett eller i kombinasjon med andre faktorer, ha en ytterligere negativ påvirkning på Equinors posisjon og evne til å fortsette sine forretningsprosjekter i Venezuela.

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

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

Equinor er part i avtalene med National Iranian Oil Company (NIOC), nærmere bestemt en utbyggingkontrakt for South Pars gassfase 6, 7 og 8 (offshoredel), en letekontrakt for Anaran-blokken og en letekontrakt for Khorramabad-blokken, som ligger i Iran. Equinors driftsforpliktelser etter disse avtalene er avsluttet, og lisensene er forlatt.

Kostnadsgjennvinningsprogrammet for disse kontraktene ble fullført i 2012, med unntak av kostnadsgjennvinning for skatt og forpliktelser til trygdeordningen Social Security Organisation (SSO).

Etter at Equinor-kontoret i Iran ble lagt ned i 2013, har Equinors virksomhet fokusert på et endelig oppgjør med iranske skatte- og trygdemyndigheter i tilknytning til ovennevnte avtaler.

I 2018 betalte Equinor et beløp tilsvarende 20.000 USD i skatt til iranske myndigheter. Videre betalte Equinor i 2018 et beløp tilsvarende 50 USD i stempelavgift til iranske skattemyndigheter. Alle beløp ble betalt i lokal valuta (iranske rial). Midlene som ble benyttet til dette, sto på Equinors konto i EN Bank (Iran). På vegne av Equinor betalte NIOC i 2018 også en skatteforpliktelse tilsvarende 0,53 millioner USD i iranske rial til lokale skattemyndigheter i 2018, i tillegg til en trygdeforpliktelse tilsvarende 2,61 millioner USD i iranske rial til trygdemyndighetene. Beløpet ble motregnet mot gjenvinnbare kostnader fra NIOC til Equinor.

Equinor 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 Equinor informert om at selskapet ikke ble ansett for å være et

selskap man var bekymret for ut fra dets tidligere virksomhet i Iran.

Equinor oppnådde ingen nettofortjeneste fra ovennevnte virksomhet i 2018.

Juridisk og regulatorisk risiko

Risiko knyttet til helse, miljø og sikkerhet, samt innføring av nye lover og forskrifter

Etterlevelse av lover og forskrifter for helse, miljø og sikkerhet som gjelder for Equinors virksomhet, kan innebære betydelig økte kostnader for Equinor. Det er usikkerhet knyttet til innføring av eller endringer i slike lover og forskrifter i fremtiden.

Equinor 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 miljøforurensning og negative konsekvenser av Equinors virksomhet
- nedstengningsforpliktelser og relaterte kostnader
- kompensasjon til personer og/eller enheter som krever erstatning som følge av Equinors virksomhet

Equinors 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 Equinor. For mer informasjon om juridiske og regulatoriske risikofaktorer knyttet til klimaendringer, se risikofaktorer som er beskrevet under overskriften «Risiko knyttet til overgangen til en lavkarbonøkonomi» i dette kapittelet.

Equinors 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 oppstrømssektoren for olje og gass, blant annet knyttet til kontroll av metanutslipp. Equinor støtter føderal regulering av metanutslipp, og har som mål å drive sin virksomhet i henhold til alle gjeldende krav. Equinor 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

Equinor har virksomhet i mange land, og produktene markedsføres og handles over hele verden. Equinor 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, bestiktelser og korrupsjon, finans- og handelslovgivning, bedrageri, konkurranse- og antitrustlover, sikkerhet- og miljø og arbeids- og ansettelsesforhold.

Brudd på gjeldende lover og forskrifter kan medføre juridisk ansvar, høye bøter og andre sanksjoner for lovbrudd.

Equinor er også eksponert for regnskapsmessig kontroll fra tilsynsmyndigheter som Finanstilsynet og US Securities and Exchange Commission (SEC). Kontroller gjennomført av disse myndighetene kan medføre endringer i tidligere regnskap og fremtidige regnskapsprinsipper. I tillegg vil feil i vår eksterne rapportering i forhold til å rapportere data nøyaktig og i overensstemmelse med gjeldende standarder kunne resultere i regulatoriske tiltak, juridisk ansvar og skade vårt omdømme.

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

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

I 2013 begynte CO₂-kvotene som hvert år ble tildelt i EUs kvotehandelsordningen for klimagassutslipp å falle lineært. Kvotehandelsordningen kan ha en positiv eller negativ effekt på Equinor, avhengig av prisen på CO₂, som i sin tur vil virke inn på utviklingen av gasskraftproduksjonen i EU.

Manglende oppretting av en vesentlig svakhet kan føre til at internkontrollen knyttet til vår finansielle rapportering blir ineffektiv, og til at investorene mister tillit til vår rapporterte finansielle informasjon, noe som igjen potensielt kan påvirke aksjekursen.

Den norske stats politiske og økonomiske retningslinjer kan påvirke Equinors virksomhet

Den norske stat spiller en aktiv rolle i forvaltningen av hydrokarbonressurser på norsk sokkel. I tillegg til direkte deltakelse i petroleumsvirksomheten gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og indirekte påvirkning gjennom lovgivning, for eksempel lover og forskrifter for skatt og miljø, tildeler staten blant annet lisenser for undersøkelse, utvinning og transport, godkjenner lete- og utbyggingsprosjekter og søknader om produksjonsrater for enkeltfelt og kan, dersom viktige offentlige interesser står på spill, også pålegge Equinor og andre oljeselskaper å redusere petroleumproduksjonen. 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 Equinors 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 Equinors virksomhet som kan følge av statens rolle som majoritetseier og Equinors engasjement i forhold til SDØE.

Risiko knyttet til likebehandling av aksjonærer Interessene til Equinors majoritetseier, Den norske stat, er ikke alltid sammenfallende med interessene til Equinors øvrige aksjonærer, og dette kan påvirke Equinors beslutninger knyttet til norsk sokkel.

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

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

Per 31. desember 2018 var staten direkte eier av 67 % av Equinors ordinære aksjer, og staten har dermed i realiteten makt til å påvirke utfallet av enhver aksjonæravstemming, herunder å endre vedtektene og velge samtlige medlemmer til bedriftsforsamlingen som ikke er ansattvalgt.

Bedriftsforsamlingen er ansvarlig for å velge Equinors 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 Equinor-aksjer eid av staten, kan avvike fra interessene til Equinors øvrige aksjonærer.

Dersom statens samordnede eierstrategi ikke blir implementert og fulgt i fremtiden, er det sannsynlig at Equinors 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 Equinors posisjon i markedene hvor selskapet driver sin virksomhet.

Risikostyring

Equinors aktiviteter medfører risiko, og risikostyring er derfor en integrert del av Equinors forretningsvirksomhet. Equinors risikostyring innebærer å identifisere, analysere, evaluere og styre risiko i all virksomhet for å skape verdier og unngå ulykker, alltid med mål om å ivareta Equinors interesser på best mulig måte.

For å finne optimale løsninger, baserer Equinor sin risikostyring på en metode for risikostyring av virksomheten (Enterprise Risk Management, ERM), hvor

- det fokuseres på verdipåvirkningen for Equinor, inkludert oppside- og nedsiderisiko
- risikoen styres i samsvar med Equinors krav, med stor vekt på å unngå HMS- og integritetsrelaterte hendelser (som ulykker, svindel og korrupsjon)

Risikostyring er en integrert del av enhver leders ansvar. Generelt skjer risikostyring i forretningslinjen, men det er enkelte risikofaktorer som styres på selskapsnivå for å sikre optimale løsninger. Dette omfatter risiko knyttet til prisen på olje og naturgass, rente- og valutarisiko, risikodimensjonen i strategiarbeidet, prioriteringsprosesser og kapitalstrukturdiskusjoner.

ERM er en helhetlig metode, der det tas hensyn til sammenhenger mellom ulike risikofaktorer og den naturlige beskyttelsen som ligger i Equinors portefølje. Denne framgangsmåten gjør at Equinor kan redusere antall risikostyringstransaksjoner og unngå suboptimalisering. Enkelte risikofaktorer knyttet til driften kan delvis forsikres, og er forsikret gjennom Equinors eget forsikringselskap som opererer på det norske og internasjonale forsikringsmarkedet. Equinor vurderer også jevnlig prissikringsmuligheter for olje og gass som et verktøy for å øke den finansielle styrken og fleksibiliteten.

Risiko er integrert i selskapets målstyringssystem (IT-verktøy), hvor Equinors formål, visjon og strategi omsettes til strategiske mål, risikofaktorer, tiltak og KPI-er. Dette gjør at risikofaktorer kan sammenholdes med strategiske mål og resultater, slik at risiko blir en integrert del av et helhetlig beslutningsgrunnlag. Equinors risikostyringsprosess er basert på ISO31000 Risikostyring – prinsipper og retningslinjer. En standardisert prosess gjennom hele Equinor gjør at risikofaktorene kan sammenlignes og legger til rette for mer effektive beslutninger. Prosessen skal sikre at risikofaktorer blir identifisert, analysert, evaluert og styrt. Generelt sett må risikojusterende tiltak gjennomgå en kost-nytte-evaluering (unntatt visse typer sikkerhetsrelatert risiko som kan være underlagt særlige forskrifter).

Equinors risikostyringsutvalg (CRC), som ledes av konserndirektør for økonomi og finans og består av representanter fra forretningsområdene, er ansvarlig for å definere, utvikle og vurdere Equinors retningslinjer og metode knyttet til risiko. Utvalget er også ansvarlig for å føre tilsyn med og utvikle Equinors risikostyring av virksomheten, og foreslå hensiktsmessige tiltak for å justere risikoen.

2.12

Sikkerhet, sikring og bærekraft

Sikkerhet og sikring

«Alltid sikker» er et av tre elementer i Equinors strategi og vår ambisjon er å være industriledende innen sikkerhet og sikring i energibransjen. Det ble gjennomført en omfattende gjennomgang av resultatene og beste praksis i et bredt utvalg av selskaper i 2017 og 2018 for å trappe opp sikkerhetsarbeidet. Det er definert fire forbedringsområder: sikkerhetssynlighet, lederskap og atferd, sikkerhetsindikatorer samt læring og oppfølging.

Equinor er medlem av en nyopprettet internasjonal arbeidsgruppe innen beredskapsledelse, og har inngått en internasjonal avtale med utvalgte selskaper i bransjen om felles opplæring og øvelser for å styrke vår beredskapsevne og -kompetanse.

Etter hvert som vår internasjonale tilstedeværelse utvides, står Equinor overfor ulike typer sikringsrisiko som vi må håndtere. (ref. seksjon 2.11). Vi fortsetter arbeidet med disse risikofaktorene ved å styrke sikringskulturen og -organisasjonen i selskapet for å håndtere all sikringsrisiko som gjelder personell, eiendeler og informasjon. Utvikling av en sterk sikringskultur er en viktig del av arbeidet med å øke vår bevisstgjøring om sikring. I 2018 ble dette prioritert ved å fremme og styrke selskapets sikringsregler, som gjelder forretningsreiser, beskyttelse av sensitiv informasjon, hindring av uautorisert adgang samt hindring og rapportering av hendelser.

I 2018 hadde vi ingen store ulykker eller hendelser med tap av menneskeliv⁷. Den totale frekvensen for alvorlige hendelser (SIF), som inkluderer hendelser med potensielle konsekvenser, endte på 0,5 hendelser per million arbeidstimer, en nedgang fra 0,6 i 2017.

Personskadefrekvensen per million arbeidstimer (TRIF) forble uendret på 2,8 i 2018, sammenlignet med resultatene i 2017.

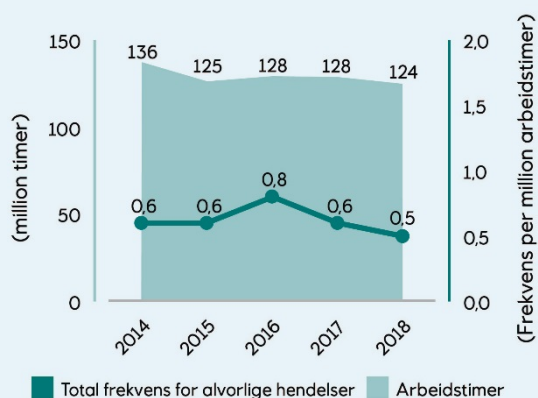
Det var fortsatt en nedgang i antall olje- og gasslekkasjer (med en lekkasjerate på > 0,1 kg per sekund) for fjerde år på rad. Antall lekkasjer gikk ned med 27 %, sammenlignet med 2017⁸. Dette er det laveste antallet lekkasjer siden 2012.

⁷ En ansatt hos en underleverandør mistet livet under arbeid på et byggeprosjekt. Myndighetene har i sin undersøkelse ikke konkludert når det gjelder dødsårsaken. Arbeidsgiveren har imidlertid konkludert med at dødsfallet ikke var arbeidsrelatert. I november 2018 kolliderte fregatten KNM Helge Ingstad og tankskipet Sola TS ved Sture-terminalen nord for Bergen. Selv om Equinor ikke var direkte involvert i hendelsen, er den på grunn av sitt storulykkepotensial medregnet i våre statistikker i henhold til gjeldende rapporteringsgrenser.

⁸ En hendelse i 2017 er omklassifisert i 2018, og dette er det tatt hensyn til i prosentreduksjonen.

Antall oljeutslipp per år og tilsvarende samlede volumer økte fra 2017 til 2018. Nærmere 90 % av det samlede antallet utslipp i begge årene hadde volum på under et fat. Det største utslippet i 2018, en nafta-lekkasje på 70 m³ på Mongstad-raffineriet, stod for om lag halvparten av det samlede volumet. Lekkasjen skjedde under lasting av nafta fra raffineriet til et skip. De underliggende årsakene var knyttet til tekniske forhold samt forståelse og gjennomføring av arbeidsprosesser.

Det ble ikke registrert noen alvorlige brønnkontrollhendelser i 2018.

Total frekvens for alvorlige hendelser (SIF)**Helse og arbeidsmiljø**

Et sunt arbeidsmiljø er viktig for at medarbeidere skal prestere og trives, og for trygg og effektiv drift. De vesentligste risikofaktorene forbundet med arbeidsmiljøet er støy, ergonomi, kjemisk risiko og psykososiale forhold. Vi følger systematisk med på tendenser knyttet til sykdom og spesielt arbeidsrelatert sykdom. Psykososiale risikofaktorer bidrar sterkt til arbeidsrelatert sykdom, og derfor styres disse faktorene aktivt. Den årlige, globale medarbeiderundersøkelsen brukes til å samle informasjon fra ansatte om deres oppfattelse av aktuelle risikofaktorer. Gjennomsnittlig skår for disse spørsmålene viste en liten økning i 2018, sammenlignet med 2017, noe som tyder på en sunnere arbeidsstyrke og organisasjon. Arbeidsstyrken vår er også utsatt for risikofaktorer som for eksempel støy og kjemikalier, og disse områdene vektlegges i forbedringsarbeidet.

Vi har sett en kontinuerlig nedgang i antall saker med arbeidsrelatert sykdom siden 2014. Forbedringer i de psykososiale risikofaktorene, som for eksempel arbeidsbelastning, er de viktigste årsakene til denne positive utviklingen.

Sykefraværet for ansatte i Equinor ASA i 2018 holdt seg på samme nivå som i 2017, som var 4,6 %.

Klimaendringer

Equinor 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.

Vår strategi og vårt klimaveikart danner grunnlaget for vår respons på risiko og muligheter knyttet til klima. Klimaveikartet beskriver hvordan vi planlegger å skape en lavkarbonfordel ved å redusere våre utslipp, utvikle nye energiløsninger og samarbeide for å øke vår påvirkning. Veikartet beskriver våre ambisjoner og mål og en handlingsplan fram mot 2030. (Det ligger mer informasjon på Equinor.com.). Som en del av dette har vi innarbeidet klimavurderinger i selskapets insentiver, rapportering og beslutninger, og vi har satt oss mål for å vurdere framgang og motivere til økt innsats på tvers av selskapet – der vi starter på toppen. CO₂-intensiteten (oppstrøm) er et måltall (KPI) og påvirker lederlønnene.

Våre investeringsprinsipper tar hensyn til klima. Vi krever at i alle potensielle prosjekter skal CO₂-intensitet og mulighetene for utslippsreduksjoner vurderes i hver enkelt beslutningsfase – fra leting og forretningsutvikling til prosjektutvikling og drift. Vi bruker en intern karbonpris på minst 55 USD per tonn CO₂ i investeringsanalysen. I land der faktisk eller antatt karbonpris er høyere enn 55 USD per tonn CO₂, bruker vi faktisk eller antatt kostnad, som for eksempel i Norge, der vi bruker både CO₂-avgift og EUs kvotehandelsordning (EU ETS).

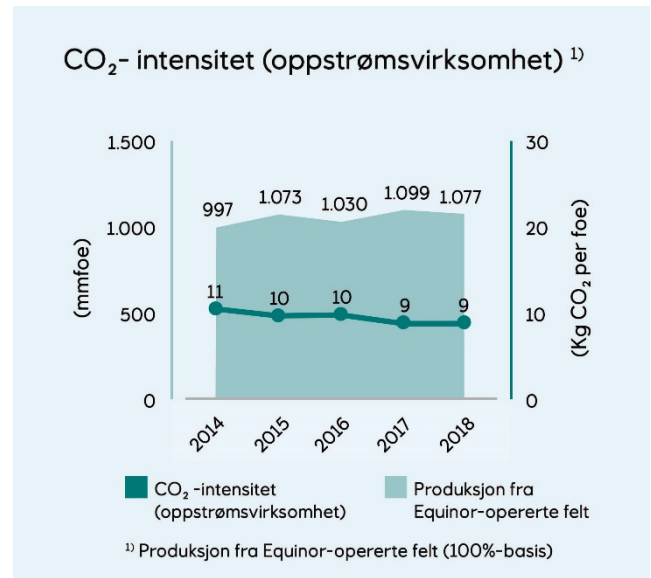
For å nå vårt mål om å redusere utslippene med 3 millioner tonn CO₂ fra 2017 til 2030 benytter vi tiltak for å øke energieffektiviteten, elektrifisering og andre lavkarbonløsninger på våre installasjoner. I 2018 innførte vi flere tiltak for å redusere utslipp, hovedsakelig gjennom bedre energistyring, teknisk design og redusert fakling.

Metan er den nest viktigste klimagassen som bidrar til menneskeskapt klimaendring. Mens gass slipper ut betydelig mindre CO₂ enn kull når den brennes, reduserer metanutslipp under produksjon og distribusjon denne fordelene. Det er derfor svært viktig å redusere utslipp av metan. Vi har anslått vår metanintensitet for oppstrøms- og midtstrømsdelen av verdikjeden som vi kontrollerer til å være så lav som ca. 0,03%. Vi har som mål å opprettholde denne lave metanintensiteten.

I 2018 opprettholdt vi en CO₂-intensitet på 9 kg CO₂ per fat oljeequivalenter (foe) for vår egenopererte oppstrømsproduksjon. Dette er i tråd med vårt mål om 9 kg/foe i 2020, noe som er betydelig lavere enn gjennomsnittet i bransjen på 18 kg CO₂/foe.

Vårt kategori 1-utslipp lå på 14,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (100 % basis, operasjonell kontroll). Dette er en nedgang på rundt 3 %, sammenlignet med 2017. Nedgangen skyldtes hovedsakelig lavere faklingsnivå på Hammerfest LNG, og en

strømstans etter en midlertidig nedstengning på Mongstad-anlegget.



Equinor oppnådde en utslippsreduksjon på 264.000 tonn CO₂ i 2018, som hovedsakelig var et resultat av mange mindre energieffektiviseringsprosjekter. Hittil har vi nådd om lag 0,6 millioner av målet for 2030 på 3 millioner tonn⁹.

Equinors fakling-intensitet i 2018 var på rundt 0,2 % av produserte hydrokarboner, noe som er i tråd med vårt mål for 2020 (100 % basis, operasjonell kontroll). Dette er mye lavere enn gjennomsnittet i bransjen på 1,2 %¹⁰. Likevel økte fakling-intensiteten i oppstrømsvirksomheten i Equinor fra 2,1 til 2,4 tonn/1000 tonn, sammenlignet med 2017. Økningen skyldtes hovedsakelig økt fakling på Bakken på grunn av press på rørledningskapasiteten.

Equinor mener at vår olje- og gasskompetanse kan utnyttes til å skape forretningsmuligheter innen nye energiløsninger. Equinors fornybarproduksjon i 2018 var på 1,25 TWh, som er en økning på over 50 % sammenlignet med 2017.

I 2018 gikk 21 % av Equinors utgifter til forskning og utvikling til lavkarbon- og energieffektiviseringsprosjekter¹¹, noe som er en økning fra 18 % i 2017.

Klimarisiko og rapportering: Arbeidsgruppen for klimarelatert finansiell rapportering

Equinors klimaveikart legger til rette for styrket rapportering om klimarelatert forretningsrisiko, i tråd med anbefalingene fra Financial Stability Board sin arbeidsgruppe for klimarelatert finansiell rapportering (Task Force on Climate-related Financial Disclosure, TCFD), som støttes av Equinor.

⁹ Innen 2030 tar Equinor 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.

¹⁰ International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) i sin rapport Environmental Performance Indicators for 2018.

¹¹ Inkluderer energieffektive prosjekter og prosjekter med energieffektivitet som en tilleggseffekt.

I 2018 har vi støttet innføringen av TCFD-anbefalingene om økt harmonisering av rapporteringspraksis på tvers av bransjen. 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 på. Forumet sin rapport ble offentliggjort i 2018. Gjennom hele 2018 utarbeidet vi også en felles kasusstudie av TCFD-innføringen i samarbeid med kapitalforvalteren Storebrand og FNs prinsipper for ansvarlige investeringer (PRI). Equinors TCFD referanseindeks for 2018 ligger blant vedleggene til vår bærekraftsrapport.

I 2018 testet vi vår portefølje mot de tre scenariene: Current Policies, New Policies og Sustainable Development i rapporten World Energy Outlook 2018 fra Det internasjonale energibyrået. Det ligger mer informasjon om stresstesten av porteføljen i Equinors bærekraftsrapport for 2018.

I 2018 ble Equinor rangert som det olje- og gasselskapet som var best forberedt for energiovergangen av CDP i deres rapport «Beyond the Cycle».

Konsernledelsen og styret drøfter ofte klimarelatert risiko og muligheter samt vår strategiske respons på disse. I 2018 drøftet styret spesifikt klimaspørsmål i fire av åtte møter, også knyttet til aktuelle investeringsbeslutninger. Styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk drøftet klimaspørsmål i alle sine møter i 2018.

Det ligger en detaljert oversikt over klimarelaterte risikofaktorer i seksjon 2.11 Risikoanalyse, avsnitt Risikofaktorer, i denne rapporten.

Interessentengasjement og -samarbeid

Klimaendring er sammensatt og krever globalt samarbeid på tvers av sektorene. Equinor 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-styrte initiativet Oil and Gas Climate Initiative (OGCI). Gjennom deltakelsen i det myndighetsstyrte 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 og -lagring og andre lavkarbonløsninger, samt 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 klimatilbud.

Gjennom Verdensbankens Carbon Pricing Leadership Coalition og medlemskapet vårt i International Emission Trading Association fortsatte vi å være en forkjemper for karbonprising i 2018. Equinor støtter Verdensbankens Global Gas Flaring Reduction Partnership, og vi har forpliktet oss til å bidra til å stoppe rutinemessig fakling innen 2030 gjennom Verdensbankens initiativ Zero Routine Flaring by 2030.

I 2018 kunngjorde Equinor at vi er klare til å investere i bevaring av regnskog så snart et velfungerende marked er på plass for privat sektor. Investeringene vil være et supplement til vårt Klimaveikart. Bevaring og gjenoppbygging av skoger og landområder er et effektivt globalt klimatilbud, som også bidrar til å bevare det biologiske mangfoldet og livsgrunnlaget for lokalsamfunn, i tråd med FNs mål for bærekraftig utvikling.

Miljøkonsekvenser og ressurseffektivitet

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

I 2018 hadde vi fokus på:

- Bedre håndtering av produsert og behandlet vann og kjemikalier i vår virksomhet i Norge
- Minimere vannforbruk og -avfall i vår landbaserte virksomhet i USA
- Styrke arbeidet med bærekraftig forvaltning av havområder og støtte FNs Global Compact-plattform for bærekraftig virksomhet i havet
- Vurdere og styre påvirkning på og beskyttelse av det biologiske mangfoldet under forberedelser av nye lete- og utbyggingsaktiviteter, inkludert leteboringskampanjer i Barentshavet
- Fortsette utviklingen, testingen og anvendelsen av ny sensorteknologi for miljøovervåking

Equinors utslipp av svoveloksider (SO_x) og nitrogenoksider (NO_x) økte med om lag 5 % i 2018, sammenlignet med 2017, hovedsakelig på grunn av høyere bore- og brønnaktivitet. Utslipp av olje til vann gikk ned fra 1.200 tonn i 2017 til 1.100 tonn i 2018, hovedsakelig på grunn av bedre vannbehandling etter revisjonsstanser.

Forbruk av ferskvann steg til 16 millioner kubikkmeter i 2018, hovedsakelig på grunn av mer vannkrevende fraktureringsmetoder i skifer-gass-segmentet. Økningen skyldtes også økt brønnaktivitet i segmentet der oljen ligger i tette formasjoner, og økt bruk av vann til rengjøring av tanker og trykktesting av rørledninger på våre raffinerier. De fleste av Equinors aktiviteter foregår offshore eller i områder med rikelig tilgang på vann. Mesteparten av Eagle Ford-området og en mindre del av Bakken-området på land i USA ligger imidlertid i områder med høyt eller svært høyt press på vannforsyningen, ifølge vannindikatoren som er definert i World Resources Institute sitt verktøy Aqueduct®. Produksjonen vår fra Eagle Ford og de aktuelle brønnklyngene i Bakken utgjorde 2,1 % av vår egenopererte olje- og gassproduksjon i 2018.

Med hensyn til biologisk mangfold hadde ikke Equinor noen aktiviteter i vernede områder i 2018. Seks egenopererte undervannsrørledninger ligger ved siden av vernede områder på øyer i Norge. Under normal drift vil det ikke være noen påvirkning fra rørledningene på de vernede områdene.

Mengden farlig avfall fortsatte å gå ned etter hvert som store volumer med behandlet vann fra våre felt på norsk sokkel blir håndtert på våre anlegg i stedet for å bli sendt til eksterne kontraktører som avfall. Det har også vært en nedgang i ikke-farlig avfall, noe som skyldes fjerning av forurenset jord på

anlegget i Kalundborg i 2017. Mengden borekaks fra vår landbaserte virksomhet i USA, som er unntatt fra regelverket for behandling av farlig avfall i USA, gikk betraktelig ned i 2018. Store mengder borekaks, som tidligere ble tørket på stedet og behandlet som fast avfall, blir nå behandlet som flytende avfall og inkludert i avfallet for produsert og anvendt vann.

Arbeid med leverandører

Equinor 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.

Forståelse av høyrisikoområder i våre forsyningskjeder har vært et fokusområde i 2018. Vi har utviklet nye framgangsmåter for hvordan vi vurderer risiko, øker bevisstheten og gjennomfører anleggsinspeksjoner og leverandørkontroller, som omfatter hvordan vi håndterer funn.

I 2018 gikk Equinor, BP, Shell og Total sammen om å opprette et samarbeid i bransjen om leverandørvurdering knyttet til menneskerettigheter. Formålet er å ha felles forventninger til leverandørene og opprette en mekanisme for erfaringsutveksling på tvers av selskapene. Dette vil gjøre det lettere og mer effektivt for leverandørene å vise hvordan de overholder menneskerettighetene og samtidig støtter arbeidet med menneskerettigheter i selskapene.

I løpet av 2018 gjennomførte vi rekordmange leverandørkontroller i en ettårsperiode, der vi dekket utvalgte leverandører i den øverste og nest øverste gruppen i forsyningskjeden som vi har definert som å være spesielt utsatt for mulige brudd på arbeidernes menneskerettigheter. I løpet av året gjennomførte vi 75 leverandørkontroller og intervjuet over 1.000 arbeidere.

Menneskerettigheter

Sikkerheten til våre medarbeidere og andre som påvirkes av våre aktiviteter, inkludert arbeidere hos våre leverandører, står sentralt i Equinors virksomhet. Vår strategiske forpliktelse «alltid sikker» innebærer også en forventning om å respektere de internasjonalt anerkjente menneskerettighetene til personer som påvirkes av våre aktiviteter. Siden menneskerettigheter er under stadig større press over hele verden, erkjenner vi at Equinors forpliktelse til å ivareta menneskerettigheter blir stadig viktigere.

Equinors retningslinjer for menneskerettigheter er utarbeidet i samsvar med FNs veiledende prinsipper for næringsliv og menneskerettigheter. Retningslinjene omfatter de mest relevante menneskerettighetssakene knyttet til våre aktiviteter og vår rolle som arbeidsgiver, forretningspartner og kjøper, samt vår tilstedeværelse i lokalsamfunn. Vi uttrykker vår forpliktelse om å skape et trygt, sunt og sikkert arbeidsmiljø, og behandle dem som påvirkes av våre aktiviteter på en rettferdig måte og uten diskriminering.

Innføringen og overholdelsen av våre retningslinjer for menneskerettigheter er en kontinuerlig forbedringsprosess. Den følges opp av Equinors styringskomité for menneskerettigheter, som rapporterer hvert halvår til konsernledelsen og styrets utvalg for sikkerhet, sikring og etikk.

Innføringsaktiviteter i 2018 omfattet:

- Risikovurderinger av menneskerettigheter – vi innførte formelt menneskerettigheter som en risiko i vårt risikostyringssystem. Denne framgangsmåten omfatter en vurdering av risiko for enkeltpersoner, der risikonivåene er basert på alvorlighetskravene som er fastsatt i FNs veiledende prinsipper for næringsliv og menneskerettigheter. Vi forventer at dette verktøyet vil styrke vår evne til å identifisere eventuell påvirkning på menneskerettighetene som følge av våre aktiviteter og våre forretningspartneres atferd.
- Økt bevisstgjøring og opplæring – i 2018 var det økt fokus i selskapet på menneskerettigheter. Vi har holdt bevisstgjøringskurs for over 500 prioriterte ansatte og ledere.
- Opplæringen i menneskerettigheter i forsyningskjeden fortsatte, og mer enn 500 ansatte deltok. Denne opplæringen omfatter aspekter av moderne slaveri. I tillegg til alle kontraktseierne, er det nå ønskelig at alle ansatte som er ansvarlige for utarbeidelse av kontrakter som overstiger 10 millioner NOK skal gjennomgå denne opplæringen.

Konsekvensanalyser er viktige for å forstå våre prosjekters påvirkning på lokalsamfunn og -miljø. Ferdige analyser ligger på Equinors hjemmeside. Det pågår en konsekvensanalyse av karbonfangst og -lagring på norsk sokkel, som blir klar for høring sommeren 2019, og studier av ringvirkninger som blir fullført for Gina Krog i 2019 og for Aasta Hansteen i 2020.

Våre høringer med mennesker som blir påvirket av våre aktiviteter omfatter vår letevirksomhet i Great Australian Bight i Australia. Etter at vi ble operatør for letelicens EPP39, har Equinor møtt interessenter i Vest-Australia, Sør-Australia, Victoria, Tasmania og New South Wales. Equinor har holdt over 100 møter med mer enn 60 organisasjoner, blant annet lokale, statlige og nasjonale myndigheter, fiskerinæringen, lokalsamfunn og representanter for urinnvånerne. Equinor har forpliktet seg til å offentliggjøre et utkast til miljøplan for den første letebrønnen for å innhente kommentarer.

I 2018 gjennomførte Equinor en konserndekkende undersøkelse for å se framgangen i innføringen av selskapets retningslinjer for menneskerettigheter. Undersøkelsen førte til opprettelsen av et konserndekkende prosjekt som skal øke kunnskapene om menneskerettigheter og due diligence-prosessen i selskapet vårt.

Åpenhet, etikk og antikorrupsjon

Med et globalt fotavtrykk og nye muligheter for forretningsutvikling som vurderes kontinuerlig, var 2018 et år med fortsatt fokus på etikk og antikorrupsjon. Equinor har nulltoleranse for alle former for korrupsjon. Denne filosofien gjennomsyrrer hele selskapet gjennom våre verdier, etiske retningslinjer og antikorrupsjonsprogram. Vår antikorrupsjonshåndbok oppsummerer de standarder, krav og prosedyrer vi har innført for å følge gjeldende lover og forskrifter, og for å opprettholde våre høye etiske standarder. Vi samarbeider med partnere og leverandører for å sikre at etikk og antikorrupsjon er integrert i alle våre forretningsforhold.

Equinor gir jevnlig opplæring på tvers av organisasjonen for å øke bevisstgjøringen og forståelsen av våre etiske retningslinjer

og vårt antikorrupsjonsprogram. I tillegg til fysiske arbeidsgrupper har vi obligatoriske e-læringskurs om våre etiske retningslinjer.

Basert på våre etiske retningslinjer har vi en plikt til å rapportere eventuelle brudd på retningslinjene eller annen uetisk atferd. Vi krever at ledere skal ta sitt kontrollansvar alvorlig for å hindre, avsløre og behandle etiske saker. Ansatte oppmuntres til å diskutere bekymringer med sin nærmeste leder eller en annen leder, eller å bruke relevante interne kanaler som tilbyr støtte. Bekymringer kan også rapporteres via Equinors etikkhjelpelinje, som er tilgjengelig 24 timer i døgnet og har toveis kommunikasjon. Etikkhjelpelinjen tillater anonym rapportering, og er åpen for ansatte, forretningspartnere og allmennheten. Equinor har strenge retningslinjer som sier at alle som rapporterer i god tro skal kunne gjøre det uten fare for sanksjoner. Antall saker som ble rapportert via etikkhjelpelinjen økte fra 107 i 2017 til 182 i 2018. En medvirkende faktor kan være markedsføringen av etikkhjelpelinjen gjennom opplæring og kommunikasjonstiltak i 2018. Vi har også opplevd en økning i saker som angår våre leverandører. Sakene som ble meldt inn omfattet 68 bekymringer knyttet til trakassering, diskriminering og utilbørlig atferd.

Vi mener at gjennom rapportering av betalinger til myndigheter fremmer vi ansvarlighet og bygger tillit i samfunn der vi har virksomhet. Vi har rapportert våre betalinger til myndigheter per land i over ti år. Siden 2014 har vi rapportert slike betalinger per prosjekt og per juridisk enhet. Denne rapporteringen utgjør et hovedelement i åpen rapportering av selskapsskatt. I 2018 offentliggjorde vi vår globale skattestrategi, som ligger på Equinors hjemmeside. Denne rapporteringen er i tråd med vår forpliktelse om å drive vår forretningsvirksomhet på en åpen måte.

I 2018 oppdaterte vi vår antikorrupsjonshåndbok for å gjenspeile vårt antikorrupsjonsprogram som er under stadig

utvikling. Vi har et globalt nettverk av compliance officers som er ansvarlige for å sikre at etikk- og antikorrupsjonshensyn alltid blir ivaretatt i Equinors forretningsvirksomhet, uavhengig av hvor aktiviteten finner sted.

Vi fortsatte arbeidet med å forbedre innføringen av programmet Employee Fraud Prevention Programme i organisasjonen. Det var diskusjoner i etikk-komiteene i alle forretningsområdene i 2018, som handlet om bevisstgjøring om svindel og organisasjonens rolle i å bevare en sunn forretningskultur for å bekjempe svindel blant ansatte.

I 2018 fortsatte vi arbeidet med å øke bevisstgjøringen om etikkhjelpelinjen gjennom opplæring. For å oppmuntre til fortsatt bruk av hjelpelinjen går vi gjennom rapporteringen og behandlingen av bekymringer for å opprettholde tilliten til etikkhjelpelinjen. Hvor mange og hva slags saker som kommer fra etikkhjelpelinjen rapporteres kvartalsvis til styret.

Equinor tror på verdien av en felles innsats for å fremme antikorrupsjonsarbeid og åpenhet aktivt. Equinor har et langvarig forhold til FNs Global Compacts arbeidsgruppe for antikorrupsjon, Verdens økonomiske forums PACI (Partnering Against Corruption Initiative), Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), Transparency International og Transparency International Norge. I 2018 var vi til stede i ti land som støtter EITI: Columbia, Tyskland, Indonesia, Mexico, Nederland, Nigeria, Norge, Suriname, Tanzania og Storbritannia. I Norge deltok vi aktivt i den norske interessentgruppen i EITI. Vi ga 60.000 USD i økonomisk støtte til EITI internasjonalt, og 5.000 USD til konferansen Beneficial Ownership Conference i Jakarta.

Andre relevante rapporter

Mer informasjon om Equinors retningslinjer og praksis rundt sikkerhet, sikring og bærekraft finnes i Equinor ASAs bærekraftrapport for 2018.

2.13 Våre medarbeidere

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

Equinor ønsker å tilby utfordrende og meningsfulle jobbmuligheter for å sikre at vi kan rekruttere og beholde de rette personene. Gjennom selskapets engasjement, kreativitet



Våre tiltak: Medarbeiderutvikling

En viktig del av strategien for mennesker og ledelse er å øke fleksibiliteten ved å oppmuntre ansatte til å arbeide i flere forretningsområder og deler av verdikjeden, slik at selskapet kan styrke det nåværende erfaringsnivået i nye forretningsområder og bruke ressursene mer effektivt. Gjennom det interne stillingsmarkedet gir vi ansatte muligheter for rotasjon og læring.

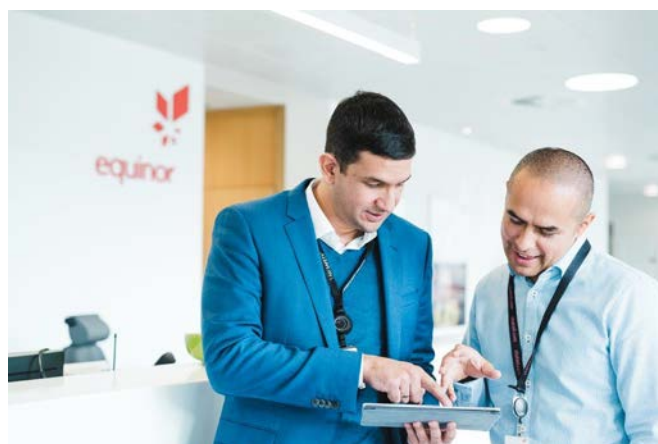
Vi er opptatt av kontinuerlig tilbakemelding og utvikling som bygger videre på enkeltpersoners sterke sider. I 2018 leverte vi verktøy, lederopplæring og interne kommunikasjonskampanjer for å bygge videre på selskapets verdibaserte prestasjonskultur.

Det digitale akademiet

Equinor University består av flere spesialiserte akademier som tilbyr kurs som skal øke sikkerheten, sikre Equinors kjernekompetanse og bygge ny kompetanse for framtiden. Som en del av dette ble det digitale akademiet etablert i 2018. Det tilbyr aktuelle kurs og opplæring. Mange av kursene tilbys som nettbasert læring (webinar) for å nå alle våre ansatte globalt.

og samarbeid ønsker vi å bygge et bedre Equinor for morgendagen.

// Vi har forpliktet oss til å skape et omtenkstomt arbeidsmiljø preget av samarbeid, der vi fremmer mangfold, inkludering og like muligheter for alle ansatte.



// Ved utgangen av 2018 var det registrert i alt 28.000 gjennomførte digitale opplæringsaktiviteter i hele selskapet basert på 50 forskjellige digitale kurs og aktiviteter, inkludert Digital Basics for All, Build your Expertise og Digital for Leaders.

Det ble holdt digitale markedsdager (halvdagskurs) på Equinors største lokasjoner, der over 1.000 deltakere lærte mer om Equinors digitale veikart.

Akademiet styrker også tilbudet sitt for å utvikle mer spesialisert digital kompetanse innen datavitenskap, programmering, maskinlæring og kunstig intelligens, som et supplement til dagens tekniske ekspertise. Flere tusen ansatte har benyttet seg av disse tilbudene.

Fast ansatte og prosentdel kvinner i Equinorkonsernet

Geografisk område	Antall ansatte			Kvinner		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Norge	17.762	17.632	18.034	31%	30%	30%
Resten av Europa	978	947	838	25%	25%	28%
Afrika	79	78	78	38%	37%	36%
Asia	75	69	73	53%	52%	59%
Nord-Amerika	1.191	1.174	1.230	32%	33%	35%
Sør-Amerika	439	345	286	32%	35%	37%
Australia	1	-	-	0%	0%	0%
Totalt	20.525	20.245	20.539	31%	30%	31%
Ikke-OECD	701	599	541	35%	37%	40%

Samlet bemanning etter region, ansettelsesforhold og nyansatte i Equinor-konsernet i 2018

Geografisk område	Fast ansatte	Konsulenter	Total arbeidskraft ¹⁾	Konsulenter (%)	Deltidsansatte (%)	Nyansatte
Norge	17.762	897	18.659	5%	3%	547
Resten av Europa	978	80	1.058	8%	2%	82
Afrika	79	2	81	2%	0%	3
Asia	75	4	79	5%	0%	9
Nord-Amerika	1.191	156	1.347	12%	0%	145
Sør-Amerika	439	2	441	0%	0%	119
Australia	1	-	1	0%	0%	0
Totalt	20.525	1.141	21.666	5%	3%	905
Ikke-OECD	701	8	709	1%	NA	141

1) Leverandøransatte, definert som personell fra tredjepart som yter tjenester i vår virksomhet på land og til havs, er ikke medregnet. Disse ble anslått til å utgjøre ca. 36.006 i 2018.

Ansatte i Equinor

Equinorkonsernet har 20.525 ansatte. Av disse er 17.762 ansatt i Norge, og 2.763 utenfor Norge.

Equinor arbeider systematisk for å bygge opp en mangfoldig arbeidsstyrke ved å rekruttere, utvikle og beholde medarbeidere som har forskjellig bakgrunn for alle stillingstyper.



Våre personaldata gjelder fast ansatte som er direkte ansatt i selskapet. Equinor definerer konsulenter som innleid personell som hovedsakelig arbeider ved våre kontorer. Midlertidig ansatte og leverandøransatte, definert som personell fra tredjepart som yter tjenester i vår virksomhet på land og til havs, er ikke inkludert i tabellen som viser arbeidsstyrken. Disse ble anslått til å utgjøre ca. 36.006 i 2018. Informasjonen om selskapets personalpolitikk gjelder Equinor ASA og datterselskapene.

Tiltrekke nye talenter

I 2018 fortsatte vi vårt systematiske arbeid med å posisjonere Equinor som en attraktiv arbeidsgiver og tiltrekke oss personer med en bredere kompetanseprofil, inkludert digitale ferdigheter og kompetanse på nye energiløsninger. Gjennom 2018 økte vi vår tilstedeværelse på yrkesmesser, skoler og universiteter. I tillegg styrket vi våre rekrutteringsprogrammer, som for eksempel programmet for nyutdannede akademikere (graduates) og antall lærlinger. Antall nyutdannede akademikere i Equinor økte fra 69 i 2017 til 153 i 2018. Vi økte også inntaket av lærlinger, og i 2018 tok vi imot 165, inkludert våre første lærlinger innen havvind. Antall lærlinger som ble tilbudt fast ansettelse etter at lærlingperioden var avsluttet økte i 2018. Når det gjelder rekruttering av nyutdannede akademikere spesielt, har Equinor satt seg et mål om en 50-50-fordeling med hensyn til kjønn og internasjonal bakgrunn i 2019.

I 2018 var 20 % av Equinors ansatte og 24 % av lederne av annen nasjonalitet enn norsk. Utenfor Norge ønsker Equinor å øke antall ansatte og ledere som rekrutteres lokalt og å redusere utstasjonering over lang tid i forretningsvirksomheten. I 2018 var 49 % av nyansatte i Equinor av annen nasjonalitet enn norsk, og 32 % var kvinner.

Like muligheter

Mangfold og inkludering i arbeidsstyrken

Vi ønsker at Equinor skal ha et inkluderende arbeidsmiljø, der alle kan dele sine synspunkter, være seg selv og utvikle seg og trives i trygge omgivelser. Dette innebærer å arbeide aktivt for at alle skal ha like muligheter i Equinor.

I 2018 fortsatte vi arbeidet med å styrke mangfoldet i Equinor, med vekt på kjønn, erfaring, kompetanse, alder, utdanning, etnisitet, seksuell legning og funksjonshemninger, alt som kan bidra til å forme våre tanker og perspektiver. Vi monitorerer mangfoldet i arbeidsstyrken vår, på alle nivåer og lokasjoner. Equinor har utviklet en indeks for mangfold i grupper og en inkluderingsindikator, som utgjør vår prestasjonsindikator (KPI) for mangfold og inkludering. KPI-en ventes å bli innført i løpet av 2019.

Vi arbeider for å fjerne fordommer i forbindelse med rekruttering og innplassering, og lanserte et kurs om ubevisste bias i 2018. Konsernledelsen og deres ledergrupper deltok på disse kursene i 2018. Planen for 2019 er å lære opp ledergrupper i hele organisasjonen.

Vi har også økt bevisstgjøringen om seksuell trakassering. I 2018 ble det holdt kurs for ledere i konsernfunksjonen Mennesker og ledelse, slik at de kunne starte diskusjoner om bevisstgjøring i hele organisasjonen. Dette temaet har også vært tatt opp i den interne kommunikasjonen. Seksuell trakassering er et brudd på Equinors etiske retningslinjer, og tolereres ikke.

Kvinner i arbeidsstyrken

Vi har som mål å øke mangfoldet i forhold til kjønn i alle lederaktiviteter, som for eksempel ved vurdering av talenter og etterfølgere, ledervurderinger, lederutviklingskurs og innplassering av de øverste lederne. Vi følger nøye med på mannsdominerte stillinger og fagområder.

Global foreldrepermisjon

En global foreldrepermisjonsordning ble innført med virkning fra januar 2019. I samsvar med våre verdier og for å gjøre selskapet mer attraktivt som arbeidsgiver tilbyr Equinor alle ansatte i konsernet minimum 16 ukers lønnet permisjon. Foreldrepermisjonen blir kombinert med eventuelle rettigheter den ansatte har fra trygde-/forsikringsordninger eller tilsvarende i ansettelseslandet. Vi mener at innføringen av denne fordelene for alle ansatte som skal bli foreldre gjennom fødsel eller adopsjon bidrar i vårt arbeid med mangfold og inkludering.

Helseforsikring

I 2018 lanserte vi en helseforsikringsordning for alle ansatte i Equinor ASA, med virkning fra januar 2019, som et tillegg til den offentlige helsetjenesten. Forsikringen dekker tilgang til private spesialister, legeundersøkelser og behandlinger, og ligner den lokale helseforsikringen som allerede tilbys i våre datterselskaper. Vi forventer at ordningen vil ha en positiv påvirkning på sykefraværet i selskapet, og gjøre oss mer attraktiv som arbeidsgiver.

Fagforeninger og ansattrepresentanter

Vi har tro på involvering av våre medarbeidere i utviklingen av selskapet. I alle land der vi er til stede involverer vi våre ansatte og/eller deres aktuelle representanter i henhold til lokal lovgivning og praksis. Dette varierer fra formelle organer med ansattrepresentanter til arbeidstakermedvirkning gjennom gruppe- eller allmøter.

I det europeiske samarbeidsutvalget (European Works Council) ble det avholdt vi to møter, der strategiske saker, som for eksempel Equinors strategi, sikkerhetsforbedringsarbeidet og digitalisering var høyt på dagsorden.

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 Equinor ASA.

I 2018 fortsatte vi det nære samarbeidet med ansattrepresentanter i Norge. I november holdt vi en samarbeidskonferanse, der medlemmer av våre bedriftsutvalg var invitert til å delta.

Equinor fremmer gode ansattrelasjoner og samarbeidsforhold gjennom ulike nettverk og fora, blant annet IndustriALL Global Union.

Mer informasjon om Equinors medarbeidere og fagforeningstilhørighet finnes i Bærekraftrapporten for 2018.



Eierstyring og selskapsledelse



3.1	Implementering og rapportering	100
3.2	Virksomhet	102
3.3	Egenkapital og utbytte	102
3.4	Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående	103
3.5	Fri omsettelighet	103
3.6	Generalforsamling	104
3.7	Valgkomiteen	105
3.8	Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen	106
3.9	Styrets arbeid	118
3.10	Risikostyring og internkontroll	120
3.11	Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen	122
3.12	Godtgjørelse til konsernledelsen	124
3.13	Informasjon og kommunikasjon	132
3.14	Overtakelse	132
3.15	Ekstern revisor	133

3.0

Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

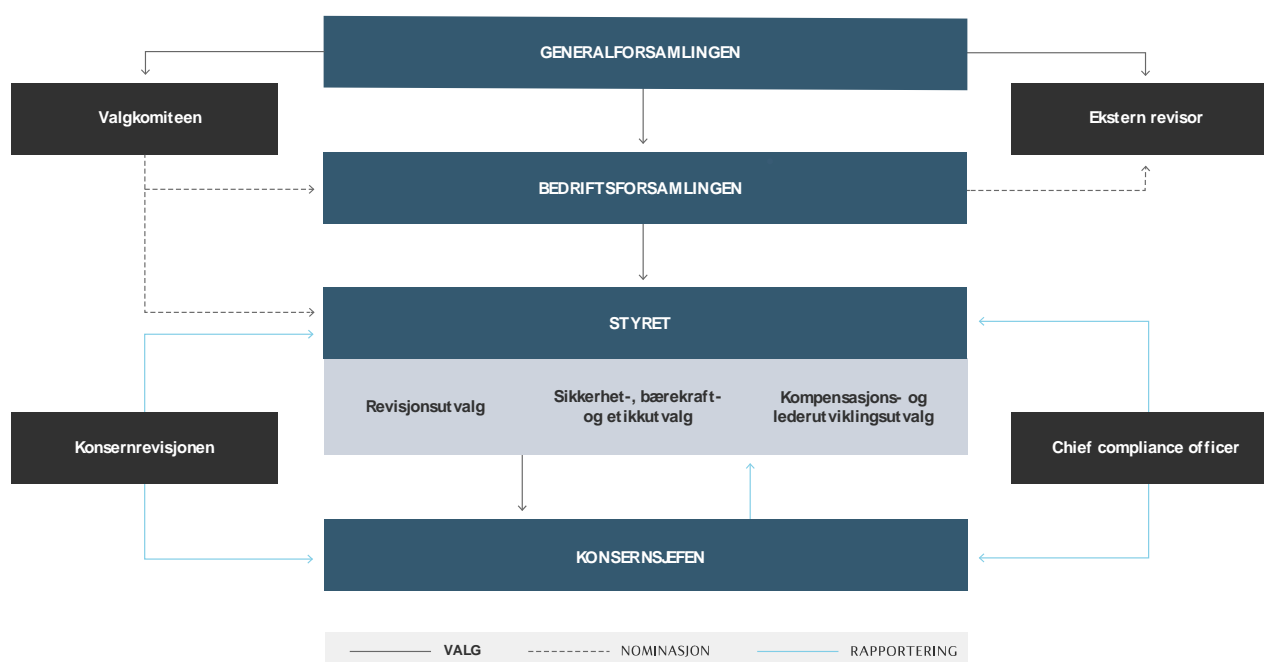
Equinors styre følger aktivt standarder for god eierstyring og selskapsledelse, og vil til enhver tid sikre at Equinor enten følger Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (Anbefalingen), eller forklarer eventuelle avvik fra denne. Eierstyring og selskapsledelse er gjenstand for jevnlig vurdering 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 Equinor følger Anbefalingen. Redegjørelsen beskriver grunnlaget og prinsippene for Equinors struktur for eierstyring og selskapsledelse. Mer detaljert faktainformasjon er tilgjengelig på våre nettsider, i årsrapporten og i bærekraftrapporten vår.

Informasjonen om eierstyring og selskapsledelse som kreves oppgitt i henhold til § 3-3b av regnskapsloven er oppgitt i redegjørelsen på følgende måte:

1. En angivelse av anbefalinger og regelverk om foretaksstyring som foretaket er omfattet av eller for øvrig velger å følge: Beskrevet i denne innledningen, og også i seksjon 3.1 Implementering og rapportering.
2. Opplysninger om hvor anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1 er offentlig tilgjengelige: Beskrevet i denne innledningen.
3. En begrunnelse for eventuelle avvik fra anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1: Det er to avvik fra Anbefalingen, ett i seksjon 3.6 Generalforsamling og det andre i seksjon 3.14 Overtakelse. Årsakene til disse avvikene er forklart under de respektive punktene i redegjørelsen.
4. En beskrivelse av hovedelementene i foretakets, og for regnskapspliktige som utarbeider konsernregnskap eventuelt også konsernets, systemer for internkontroll og risikostyring knyttet til regnskapsrapporteringsprosessen: Beskrevet i seksjon 3.10 Risikostyring og internkontroll.
5. Vedtektsbestemmelser som helt eller delvis utvider eller fraviker bestemmelser i allmennaksjeloven kapittel 5: Beskrevet i seksjon 3.6 Generalforsamling.
6. Sammensetningen av styre, bedriftsforsamling, representantskap og kontrollkomité, eventuelle arbeidsutvalg for disse organene, samt en beskrivelse av hovedelementene i gjeldende instruksjer og retningslinjer for organenes og eventuelle utvalgs arbeid: Beskrevet i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen og seksjon 3.9 Styrets arbeid.
7. Vedtektsbestemmelser som regulerer oppnevning og utskiftning av styremedlemmer: Beskrevet i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen under undertittelen Styret.
8. 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.

Nominasjon, valg og rapportering i Equinor ASA



3.1 Implementering og rapportering

Introduksjon

Equinor ASA er et norsk børsnotert allmennaksjeselskap med hovednotering på Oslo Børs, og grunnlaget for Equinor-konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov. Våre American Depositary 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 i tråd med 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.

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

Følgende prinsipper ligger til grunn for Equinors tilnærming til eierstyring og selskapsledelse:

- Alle aksjonærer skal behandles likt
- Equinor skal sørge for at alle aksjonærer har tilgang til oppdatert, pålitelig og relevant informasjon om selskapets virksomhet
- Equinor skal ha et styre som er uavhengig (ifølge definisjonen i norske standarder) av konsernledelsen. Styret legger vekt på å forebygge interessekonflikt mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse
- Styret skal basere sitt arbeid på de til enhver tid gjeldende prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse

Eierstyring og selskapsledelse i Equinor gjennomgås og diskuteres jevnlig av styret.

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

Vedtekter

Gjeldende vedtekter for Equinor ble vedtatt på generalforsamlingen 15. mai 2018.

Sammendrag av Equinors vedtekter:

Selskapets navn

Selskapets navn er Equinor ASA. Equinor er et norsk allmennaksjeselskap.

Forretningskontor

Selskapets forretningskontor er i Stavanger kommune, registrert i Foretaksregisteret med organisasjonsnummer 923 609 016.

Selskapets formål

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

Aksjekapital

Equinors 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 Equinors vedtekter skal styret ha 9–11 medlemmer. Styrets medlemmer, herunder leder og nestleder, velges av bedriftsforsamlingen for inntil to år.

Bedriftsforsamling

Equinor 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 nettside. En aksjeeier kan likevel kreve å få tilsendt slike dokumenter.

Aksjeeiere kan avgi sin stemme skriftlig, herunder ved bruk av elektronisk kommunikasjon, i en periode før generalforsamlingen. For å praktisere forhåndsstemming må styret fastsette nærmere retningslinjer. Styret i Equinor vedtok retningslinjer for slik forhåndsstemming i mars 2012, og disse retningslinjene er beskrevet i innkallingen til ordinære generalforsamlinger.

Markedsføring av petroleum på vegne av den norske stat

Ifølge vedtektene skal selskapet forestå markedsføring og avsetning av petroleum som produseres fra SDØEs deltagerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel, samt petroleum som staten mottar som produksjonsavgift sammen med sin egen produksjon. Generalforsamlingen i Equinor vedtok en instruks for slik markedsføring 25. mai 2001, senest endret ved fullmakt fra generalforsamlingen 15. mai 2018.

Valgkomiteen

Valgkomiteens oppgaver er å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen samt honorarer til

medlemmene av bedriftsforsamlingen, valg av medlemmer og honorarer til valgkomiteen, innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte 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.

Vedtektene er tilgjengelige på våre nettsider: www.equinor.com/vedtekter.

Samsvar med NYSEs børsregler

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

American Depositary Receipts, som representerer selskapets underliggende ordinære aksjer, er notert på New York Stock Exchange (NYSE). Equinors praksis for eierstyring og selskapsledelse følger kravene i norsk lov, men selskapet er også underlagt NYSEs børsregler.

Som utenlandsk privat utsteder er Equinor fritatt for de fleste NYSE-krav til eierstyring og selskapsledelse som amerikanske selskaper må følge. Equinor 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. Equinors 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 Equinors styre av medlemmer valgt av aksjonærer og ansatte. Styret i Equinor har bestemt at samtlige aksjonærvalgte 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 Equinor. Ingen av de ansattvalgte styremedlemmene er direktører i selskapet.

For nærmere informasjon om styret, se 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen.

Styreutvalg

Ifølge norsk selskapslov har styret ansvar for selskapets ledelse. Equinor 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 3.9 Styrets arbeid.

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

Revisjonsutvalget i Equinor har et medlem som er valgt av de ansatte. Equinor anvender unntaket fra uavhengighetskravene i Rule 10A-3(b)(1)(iv)(C) i US Securities Exchange Act of 1934 for det ansattvalgte styremedlemmet. Etter Equinors oppfatning vil anvendelsen av dette unntaket ikke i vesentlig grad påvirke revisjonsutvalgets evne til å handle selvstendig eller oppfylle de øvrige kravene til revisjonsutvalg i Rule 10A-3. De øvrige medlemmene av revisjonsutvalget oppfylder kravene til uavhengighet etter Rule 10A-3.

Revisjonsutvalget vurderer blant annet kvalifikasjonene og uavhengigheten til selskapets eksterne revisor. I henhold til norsk lov velges imidlertid revisor av generalforsamlingen i selskapet.

Equinor har ikke et styreutvalg for nominasjon/eierstyring og selskapsledelse. I stedet fylles rollene som foreskrives for et utvalg for nominasjon/eierstyring og selskapsledelse etter NYSE-reglene i hovedsak av bedriftsforsamlingen og valgkomiteen som velges av generalforsamlingen. NYSE-reglene krever at kompensasjonsutvalget i amerikanske selskaper skal bestå av uavhengige medlemmer, avgi innstilling om godtgjørelse til toppledelsen og ta stilling til rådgiveres uavhengighet når de blir engasjert. Som utenlandsk privat utsteder er Equinor fritatt for å følge disse reglene og kan følge hjemlandets regler. Equinor anser at samtlige medlemmer av kompensasjonsutvalget er uavhengige (i henhold til Equinors rammeverk, som allerede nevnt ikke er identisk med NYSE-reglene). Equinors 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, med enkelte 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 Equinor.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.2 Virksomhet

Equinor er et internasjonalt energiselskap med hovedkontor i Stavanger, Norge. Konsernet har virksomhet i mer enn 30 land, og har 20.525 ansatte over hele verden. Equinor ASA er et allmennaksjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). Staten er den største aksjonæren i Equinor ASA, med en direkte eierandel på 67 %. Equinor er ledende operatør på norsk sokkel, med en internasjonal virksomhet i vekst.

Equinor er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og er den nest største leverandøren i det europeiske gassmarkedet. Selskapet har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering, bidrar til utvikling av nye energiresurser, og har internasjonale aktiviteter innen vindkraft samt en ledende posisjon innen CO₂-fangst og -lagring (CCS).

Formål, strategier og risikoprofiler

Equinors formål er definert i selskapets vedtekter (www.equinor.com/vedtekter). Equinor skal drive leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltakelse i, eller i samarbeid med, andre selskaper.

Equinors visjon er å «forme energiframtiden». Styret og administrasjonen har utarbeidet en konsernstrategi for å levere i henhold til denne visjonen. Den er omformulert til konkrete mål som skal sikre en samordnet gjennomføring av strategien i hele selskapet. Equinors konsernstrategi er presentert i seksjon 2.1 Strategi og markedsoversikt.

I arbeidet for å nå vår visjon og strategi legger vi vekt på å holde høyeste standard for selskapsstyring og å dyrke en verdibasert prestasjonskultur som belønner eksemplarisk etisk praksis, respekt for miljøet samt personlig og felles integritet. Equinor vurderer kontinuerlig gjeldende internasjonale standarder for beste praksis når selskapets retningslinjer skal utarbeides og innføres, fordi vi mener det er en tydelig sammenheng mellom å holde høy kvalitet på vår selskapsstyring og å skape aksjonærverdier.

I Equinor er måten vi leverer på like viktig som hva vi leverer. Equinor-boken, som gjelder alle ansatte i selskapet, fastsetter standarder for vår atferd, vår leveranse og vårt lederskap.

Våre verdier er veiledende for atferden til alle Equinor-ansatte. Våre konsernverdier er: modig, åpen, samarbeid og omtanke. Både våre verdier og etiske retningslinjer behandles som en integrert del av vår virksomhet. Våre etiske retningslinjer for atferd er nærmere beskrevet i seksjon 3.10 Risikostyring og internkontroll.

Vi fokuserer også på å håndtere påvirkningen av vår virksomhet på mennesker, samfunn og miljø, i tråd med våre konserndekkende retningslinjer for helse, sikkerhet, sikring, menneskerettigheter, etikk og bærekraft, inkludert selskapets samfunnsansvar. Områder som er dekket av disse retningslinjene omfatter arbeidslivsstandarder, åpenhet og antikorrupsjon, lokale ansettelser og anskaffelser, helse og sikkerhet, arbeidsmiljø, sikring og bredere miljøspørsmål. Disse tiltakene og retningslinjene er nærmere beskrevet i seksjon 2.12

Sikkerhet, sikring og bærekraft samt i Equinors bærekraftrapport.

Equinors risikoprofil er en sammensatt oversikt over risikofaktorer og støtter dagens og framtidige vurderinger av porteføljen. Målet er å oppnå en portefølje som er robust og verdiskapende gjennom konjunkturer. Risiko er en integrert del av styrets strategidiskusjoner. Styret vurderer jevnlig, og minst en gang hvert år, Equinors strategi, risikoprofil og målsetting, som en del av dets årsplan. Det henvises også til seksjon 3.9 Styrets arbeid og 3.10 Risikostyring og internkontroll.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

3.3 Egenkapital og utbytte

Aksjonærens egenkapital og kapitalstruktur

Per 31. desember 2018 var selskapets egenkapital på 42.970 millioner USD (ekskl. 19 millioner USD i aksjeposter uten bestemmende innflytelse/minoritetsinteresser), det vil si 38,2 % av selskapets samlede eiendeler. Netto gjeldsgrad var 22,2 %. Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer utgjorde 14.597 millioner USD. 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 gis mandat for å øke selskapets aksjekapital, ville et slikt mandat være begrenset til et definert formål. Dersom generalforsamlingen skal vurdere styremandater med tanke på aksjeemisjon for forskjellige formål, må generalforsamlingen vurdere hvert mandat for seg.

Utbyttepolitikk

Det er Equinors ambisjon å øke det årlige kontantutbyttet, målt i USD per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Equinor 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 utbytt nivå for året, skal det tas hensyn til forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet. I tillegg til kontantutbytte vil Equinor også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning.

Aksjonærene kan under generalforsamlingen stemme for å redusere, men kan ikke øke, utbyttet for fjerde kvartal som er foreslått av styret. Equinor kunngjør utbytteutbetalingene i forbindelse med kvartalsresultatene. Utbetaling av det kvartalsvise utbyttet forventes å finne sted ca. fire måneder etter kunngjøringen av hvert kvartalsvise utbytte.

Equinor 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 2018 betales et utbytte på 0,26 USD per aksje.

Tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting

I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Equinor også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning. For å kunne kjøpe tilbake aksjer må styret få fullmakt fra generalforsamlingen. Denne fullmakten må fornyes årlig. På generalforsamlingen 15. mai 2018 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 Equinor 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 2019. Per 5. mars 2019 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 Equinor 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 Equinor gir hvert år styret fullmakt til å kjøpe Equinor-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 15. mai 2018 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 2019.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående

Likebehandling av aksjeeiere er ett av kjerneprinsippene i Equinors styring og ledelse. Equinor har én aksjeklasse, og hver aksje gir én stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i stemmeretten, og alle aksjer har de samme rettighetene. Hver aksje har pålydende verdi på 2,50 kroner. Tilbakekjøp av egne aksjer som benyttes i aksjespareprogrammet for egne ansatte (eller eventuelt for etterfølgende sletting), gjennomføres via Oslo Børs.

Den norske stat som majoritets Eier

Staten er majoritetsaksjonær i Equinor, og har også store eierinteresser i andre norske selskaper. Pr. 31. desember 2018

hadde staten en eierinteresse på 67 % (eksklusive Folketrygdfondets eierandel på 3,27 %). Denne eierstrukturen betyr at Equinor deltar i transaksjoner med mange aktører som er under samme eierstruktur, og derfor oppfyller definisjonen på nærstående parter. Alle transaksjoner anses utført på uavhengige vilkår. Statens eierandel i Equinor 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 Equinor 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 det for all samhandling mellom staten og Equinor er et klart skille mellom de ulike rollene staten innehar.

Staten har ingen egne styremedlemmer eller medlemmer i bedriftsforsamlingen i Equinor. Som majoritetsaksjonær har staten utpekt ett medlem av Equinors valgkomité.

Salg av statens olje og gass

I henhold til selskapets vedtekter er det Equinors 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 Equinor og egne olje- og gassinteresser. Denne er nedfelt i avsetningsinstruksen som pålegger Equinor 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 petroleumprodukter, har Equinor også jevnlig transaksjoner med enheter som selskapet har eierinteresser i. Disse transaksjonene utføres på uavhengige vilkår.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.5 Fri omsettelighet

Equinors hovednotering er på Oslo Børs. Våre amerikanske depotbevis (American Depositary Receipts - ADRs) omsettes på New York Stock Exchange. Hver Equinor ADR representerer én underliggende ordinær aksje.

Equinors vedtekter inneholder ingen form for begrensninger når det gjelder eierskap, omsetning eller stemmegiving knyttet til aksjene og depotbevisene.

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 2019 i Stavanger, med samtidig overføring på selskapets nettside. Generalforsamlingen holdes på norsk, med simultanoversettelse under nettoverføringen. På Equinors generalforsamling 15. mai 2018 var 75,70 % av aksjekapitalen representert, enten ved forhåndsstemmer, personlig oppmøte eller ved fullmakt.

Hoveddrammen for innkalling til og avholdelse av generalforsamling i Equinor 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 Equinors 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 Equinors generalforsamlinger vil gjøres tilgjengelig på Equinors nettsider. En aksjonær kan likevel kreve å få tilsendt dokumenter som omhandler saker til behandling på generalforsamlingen.

Aksjonærene har rett til å få sine forslag behandlet av generalforsamlingen, forutsatt at forslaget er framsatt skriftlig til styret i tide til at det kan medtas i innkallingen til generalforsamlingen, dvs. senest 28 dager før møtet. Aksjonærer som ikke har anledning til å møte, kan stemme ved fullmakt.

Som beskrevet i innkallingen til generalforsamling kan aksjonærene i en periode før generalforsamlingen stemme skriftlig, også gjennom elektronisk kommunikasjon.

Generalforsamlingen åpnes og ledes vanligvis av bedriftsforsamlingens leder. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder er nært knyttet til en av de involverte partene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet til sakene som behandles. Siden Equinor har et stort antall aksjonærer med en stor geografisk spredning, tilbyr selskapet dem muligheten til å følge generalforsamlingen via overføring på internett.

Følgende beslutninger vedtas på generalforsamlingen:

- Godkjenning av årsberetningen, regnskapet og eventuelt utbytte som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen

- Valg av representanter for aksjonærene til bedriftsforsamlingen og fastsettelse av bedriftsforsamlingens honorar
- Valg av medlemmer til valgkomiteen og fastsettelse av valgkomiteens honorar
- Valg av ekstern revisor og fastsettelse av revisors godtgjørelse
- Behandling av eventuelle andre saker som er satt opp på sakslisten i møteinnkallingen

Alle aksjer har lik stemmerett på generalforsamlinger. Beslutninger på generalforsamlingene fattes vanligvis med simpelt flertall. Imidlertid kreves det, i henhold til norsk lov, kvalifisert flertall ved visse beslutninger, inkludert beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i vedtektene eller fullmakt til å øke eller redusere aksjekapitalen. For disse sakene kreves det godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer, i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen.

Dersom aksjer er registrert av en mellommann i Verdipapirsentralen (VPS), se § 4-10 i allmennaksjeloven, og den reelle eieren ønsker å stemme for sine aksjer, må den reelle eieren omregistrere aksjene i en egen VPS-konto i eget navn før generalforsamlingen. Dersom innehaveren kan dokumentere at dette er gjort og at vedkommende har en faktisk aksjonærinteresse i selskapet, vil selskapet tillate aksjonæren å stemme for aksjene. Beslutninger om stemmeretter for aksjonærer og fullmektiger tas av den som åpner møtet, men beslutningene kan omgjøres av generalforsamlingen med simpelt flertall.

Møtereferat fra generalforsamlinger vil være tilgjengelig på Equinors nettsider rett etter møtet.

Når det gjelder ekstraordinære generalforsamlinger, vil disse bli holdt for å behandle og fatte vedtak i en bestemt sak dersom bedriftsforsamlingen, lederen av bedriftsforsamlingen, revisor eller aksjonærer som representerer minst 5 % av aksjekapitalen, krever det. Styret skal sørge for at ekstraordinær generalforsamling blir holdt innen én måned etter at slikt krav er fremmet.

Visse typer generalforsamlingsvedtak er beskrevet her:

Aksjeemisjon

Dersom Equinor foretar en aksjeemisjon, herunder av bonusaksjer, må vedtektene endres. Dette krever samme flertall som andre vedtektsendringer. Videre har aksjonærene etter norsk lov fortrinnsrett til å tegne seg for nye aksjer som utstedes av Equinor. 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 forandre at Equinor må sende

inn en registrering i USA i henhold til amerikansk verdipapirlovgivning. Dersom Equinor beslutter ikke å sende inn slik registrering, kan dette forhindre aksjonærenes utøvelse av fortrinnsretten.

Retten til innløsning eller gjenkjøp av aksjer

Equinors 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 oppløsning av selskapet

Etter norsk lov kan et selskap oppløses ved generalforsamlingsvedtak fattet av et to tredjedels flertall av de avgitte stemmene og et to tredjedels flertall av den totale aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Disse aksjene rangeres likt med hensyn til eventuell kapitalavkastning ved avvikling eller på annen måte.

Avvik fra Anbefalingen:

Ifølge Anbefalingen skal styret og lederen av valgkomiteen være til stede på generalforsamlinger. Equinor har ikke ansett det som nødvendig å kreve at alle medlemmene av styret er til stede. Styrelederen, lederen av valgkomiteen, så vel som lederen av bedriftsforsamlingen, vår eksterne revisor, konsernsjefen og andre medlemmer av ledelsen er imidlertid alltid til stede på generalforsamlinger.

3.7 Valgkomiteen

I henhold til vedtektene skal valgkomiteen bestå av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representerer aksjonærene. Valgkomiteens oppgaver er angitt i vedtektene, og komiteens instruks er fastlagt av generalforsamlingen.

Valgkomiteen har som oppgave å avgi innstilling til:

- Generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen og godtgjørelse til medlemmene av bedriftsforsamlingen
- Generalforsamlingen om valg av og godtgjørelse til medlemmer av valgkomiteen
- Bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret og godtgjørelse til styrets medlemmer
- Bedriftsforsamlingen om valg av leder og nestleder til bedriftsforsamlingen

Valgkomiteen ønsker å sikre at det blir tatt hensyn til aksjonærenes synspunkter når det blir foreslått kandidater til de styrende organer i Equinor ASA. Valgkomiteen gir en skriftlig

oppfordring til Equinors største aksjonærer om å komme med forslag til aksjonærvalgte kandidater til bedriftsforsamling og styre, i tillegg til medlemmer til valgkomiteen. Aksjonærene oppfordres også til å komme med innspill til valgkomiteen angående sammensetningen og kompetansen i Equinors styrende organer i lys av Equinors strategier og utfordringer i tiden som kommer. Fristen for å komme med innspill fastsettes vanligvis til begynnelsen/midten av januar for å sikre at disse blir tatt med i vurderingen av de forestående nominasjoner. I tillegg har alle aksjonærer en mulighet til å sende inn forslag gjennom en elektronisk postkasse på Equinors 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, inkludert 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 og begrunner sine anbefalinger av kandidater.

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.

Equinors valgkomité består av følgende medlemmer per 31. desember 2018, og er valgt for perioden frem til generalforsamlingen i 2020:

- Tone Lunde Bakker (leder), General Manager, Swedbank Norge (også leder av bedriftsforsamlingen i Equinor)
- 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 Fossekompani ASA (også medlem av bedriftsforsamlingen i Equinor)
- Berit L. Henriksen, selvstendig næringsdrivende som rådgiver

Styret anser samtlige medlemmer av valgkomiteen for å være uavhengige av ledelsen og styret i Equinor. Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til valgkomiteen.

Valgkomiteen hadde 12 ordinære møter og seks telefonmøter i 2018.

Mer informasjon om valgkomiteen og dens mandat er tilgjengelig på www.equinor.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 Equinors vedtekter skal bedriftsforsamlingen normalt bestå av 18 medlemmer, hvorav 12 medlemmer samt fire varamedlemmer innstilles av valgkomiteen og velges av generalforsamlingen. De representerer et bredt tverrsnitt av selskapets aksjonærer og interessegrupper. Seks medlemmer med varamedlemmer og tre observatører velges av og blant våre ansatte. Disse ansatte sitter ikke i ledelsen.

Bedriftsforsamlingen velger sin egen leder og nestleder av og blant sine medlemmer.

Medlemmene av bedriftsforsamlingen velges vanligvis for to år av gangen. Medlemmer av styret og ledelsen i selskapet kan ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, men har rett til å være til stede og å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, med mindre bedriftsforsamlingen i enkeltsaker beslutter å avvike fra dette. Alle medlemmene av bedriftsforsamlingen bor i Norge. Medlemmene av bedriftsforsamlingen har ikke tjenestekontrakter med selskapet eller dets datterselskaper som gir dem fordeler når de trer ut av sine verv.

Per 31. desember 2018 hadde bedriftsforsamlingen følgende medlemmer og observatører:

Navn	Yrke	Bosted	Fødsels- år	Stilling	Familie- relasjoner til konsernledelsen, styret eller bedrifts- forsamlingens medlemmer	Aksjer for medlemmer per 31.12.2018	Aksjer for medlemmer per 14.03.2019	Første gang valgt	Utløpsdato for gjeldende periode
Tone Lunde Bakker	General Manager, Swedbank Norge	Oslo	1962	Leder, aksjonærvalgt	Nei	0	0	2014	2020
Nils Bastiansen	Direktør for aksjer i Folketrygdfondet	Oslo	1960	Nestleder, aksjonærvalgt	Nei	0	0	2016	2020
Jarle Roth	Konsernsjef, Arendals Fossekompani ASA	Bærum	1960	Aksjonærvalgt	Nei	43	300	2016	2020
Greger Mannsverk	Daglig leder, Kimek AS	Kirkenes	1961	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2002	2020
Finn Kinserdal	Førsteamanuensis og instituttleder på Norges Handelshøyskole (NHH)	Bergen	1960	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2018	2020
Kari Skeidsvoll Moe	Juridisk direktør i Trønderenergi AS	Trondheim	1975	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2018	2020
Ingvald Strømmen	Professor ved Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet (NTNU)	Trondheim	1950	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2006	2020
Rune Bjerke	Konsernsjef, DNB ASA	Oslo	1960	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2007	2020
Birgitte Ringstad Vartdal	Adm.dir. Golden Ocean Management AS, driftsselskapet for tørrbulkselskapet Golden Ocean Group Ltd.	Oslo	1977	Aksjonærvalgt	Nei	250	250	2016	2020
Siri Kalvig	Adm.dir. Nysnø Klimainvesteringer AS	Stavanger	1970	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2010	2020
Terje Venold	Uavhengig rådgiver med ulike styreverv	Bærum	1950	Aksjonærvalgt	Nei	500	500	2014	2020
Kjersti Kleven	Medeier i John Kleven AS	Ulsteinvik	1967	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2014	2020
Steinar Kåre Dale	Tillitsvalgt, NITO, Principle Analyst, IT	Mongstad	1961	Ansattvalgt	Nei	1027	1320	2013	2019
Anne K.S. Horneland	Tillitsvalgt, Industri Energi, Foreningsleder	Stavanger	1956	Ansattvalgt	Nei	6217	6561	2006	2019
Hilde Møllerstad	Tillitsvalgt, Tekna, Prosjektleder Petech	Oslo	1966	Ansattvalgt	Nei	4148	4577	2013	2019
Terje Enes	Tillitsvalgt, SAFE, Fagansvarlig, mekanisk vedlikehold	Stavanger	1958	Ansattvalgt	Nei	4779	5000	2017	2019
Lars Olav Grøvik	Tillitsvalgt, Tekna, Rådgiver Petech	Bergen	1961	Ansattvalgt	Nei	6438	6854	2017	2019
Dag-Rune Dale	Tillitsvalgt, Industri Energi, Sikkerhetsvakt	Kollsnes	1963	Ansattvalgt	Nei	4355	4626	2017	2019
Per Helge Ødegård	Tillitsvalgt, Lederne, Fagansvarlig, driftsprosess	Porsgrunn	1963	Ansattvalgt, observatør	Nei	532	755	1994	2019
Sun Lehmann	Tillitsvalgt, Tekna, Leading, ingeniør IT	Trondheim	1972	Ansattvalgt, observatør	Nei	5000	5392	2015	2019
Dag Unnar Mongstad	Tillitsvalgt, Industri Energi, Operatør driftslaboratorium	Bergen	1954	Ansattvalgt, observatør	Nei	1861	1885	2017	2019
Total						35.150	38.020		

Valg av aksjonærvalgte medlemmer til bedriftsforsamlingen ble holdt på Equinors generalforsamling 15. mai 2018. Med virkning fra 16. mai 2018 ble Finn Kinserdal og Kari Skeidsvoll Moe (tidligere varamedlem) valgt til nye medlemmer av bedriftsforsamlingen, mens Marit Hansen og Martin Wien Fjell ble valgt til nye varamedlemmer. Steinar Olsen, Kathrine Næss og Håkon Vollidal (varamedlem) forlot bedriftsforsamlingen med virkning fra samme dato.

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 2018. Styrelederen deltok på alle fire møter 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.equinor.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 Equinors styre av 11 medlemmer. I henhold til norsk lov er selskapets ansatte representert med tre styremedlemmer.

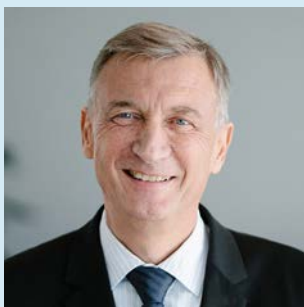
De ansattvalgte styremedlemmene har, i motsetning til de aksjonærvalgte styremedlemmene, tre varamedlemmer som deltar på styremøtene dersom et ansattvalgt styremedlem ikke kan møte. Den daglige ledelsen er ikke representert i styret. Styremedlemmene velges for en periode på inntil to år, vanligvis for 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 ivareta selskapets mål og viktigste utfordringer samt alle aksjonærenes felles interesser. Styret anser også at det består av personer som har vilje og evne til å arbeide som et team, slik at styret arbeider effektivt som et kollegialt organ. Minst ett av styremedlemmene er kvalifisert til å være "revisjonsutvalgets finansielle ekspert", som definert i kravene fra det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission). Alle de aksjonærvalgte styremedlemmene anses som uavhengige. Fire styremedlemmer er kvinner, og fire styremedlemmer har en annen nasjonalitet enn norsk og er bosatt utenfor Norge.

Styret avholdt åtte ordinære styremøter og to ekstraordinære styremøter i 2018. Gjennomsnittlig møtedeltakelse var 98,08 %.

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.equinor.com/styret, som oppdateres regelmessig.

Styremedlemmer per 31. desember 2018:

**Jon Erik Reinhardsen****Født:** 1956

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

Periode: Styreleder i Equinor ASA siden 1. september 2017. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

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

Antall aksjer i Equinor ASA: 2.584 (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

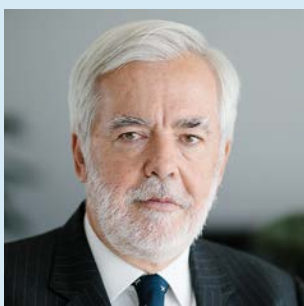
Erfaringsbakgrunn: Reinhardsen var konsernsjef i Petroleum Geo-Services (PGS) fra 2008 til august 2017. PGS leverer globale geofysiske tjenester og reservoartjenester. I perioden 2005 til 2008 arbeidet Reinhardsen i Alcoa, en av verdens største aluminiumprodusenter med hovedkontor i USA, som President Growth, Alcoa Primary Products, og han var i denne perioden basert i New York. Fra 1983 til 2005 hadde Reinhardsen 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 2018 deltok Reinhardsen på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, seks møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og fire møter 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 Equinor ASA siden 1. juli 2015. Franklin var også medlem av styret i Equinor fra oktober 2007 til juni 2013. Leder av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk og medlem av styrets revisjonsutvalg. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Uavhengig styreleder i Premier Oil plc, Cuadrilla Resources Holdings Limited og Energean Israel Ltd. Styremedlem i Kerogen Capital Ltd og Wood plc.

Antall aksjer i Equinor ASA: Ingen (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Franklin har bred erfaring fra olje- og gassindustrien gjennom 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 2018 deltok Franklin på syv ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, seks møter i revisjonsutvalget og fire 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 Equinor ASA siden 1. september 2010. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Nestleder av styret i Fridtjof Nansens Institutt (FNI).

Antall aksjer i Equinor ASA: Ingen (per 31.12.2018)

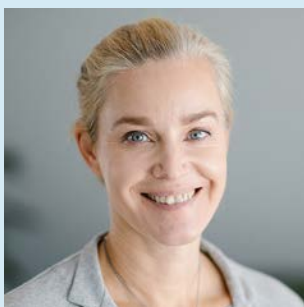
Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Godal var stortingsrepresentant i femten år i perioden 1986 til 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 til 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 til 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 2018 deltok Godal på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, seks møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og fire møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Godal er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Rebekka Glasser Herlofsen

Født: 1970

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 19. mars 2015. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styremedlem i Norwegian Hull Club (NHC)

Antall aksjer i Equinor ASA: Ingen (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: I april 2017 tiltrådte Herlofsen som chief financial officer (CFO) i Wallenius Wilhelmsen ASA, et internasjonalt rederi. Før hun startet i Wallenius Wilhelmsen ASA, var hun CFO i rederiet Torvald Klaveness fra 2012. Hun har bred finansiell og strategisk erfaring fra flere selskaper og styreverv. Herlofsen begynte sin karriere i Nordic Investment Bank, 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 med fusjoner og oppkjøp, strategi- og selskapsplanlegging og satt i selskapets toppledelse.

Utdannelse: Herlofsen er utdannet siviløkonom og autorisert finansanalytiker ved Norges Handelshøyskole (NHH). Lederutviklingsprogram for toppledere fra IMD business school, Sveits.

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

Annet: I 2018 deltok Herlofsen på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget. Herlofsen er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Wenche Agerup

Født: 1964

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 21. august 2015. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styremedlem i seismikkselskapet TGS ASA og medlem i Rådet og valgkomiteen i Stiftelsen Det Norske Veritas. Gjennom rollen som direktør i Telenor for Group Holdings er Agerup styreleder i Telenor Maritime AS, Telenor Global Services AS og Telenor Eiendom AS.

Antall aksjer i Equinor ASA: 2.677 aksjer (per 31.12.2018)

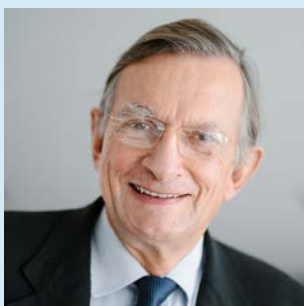
Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Agerup er direktør for Group Holdings i Telenor ASA. Agerup var tidligere konserndirektør (Corporate Affairs) og juridisk direktør i Telenor ASA fra 2015 til 2018, og før det konserndirektør for stabs- og støttefunksjoner og juridisk direktør i Norsk Hydro ASA fra 2010 til 2015. Hun har siden 1997 hatt flere ulike lederroller i Hydro, blant annet innenfor selskapets fusjons- og oppkjøpsvirksomhet, forretningsområdet Alumina, Bauxitt and Energy, som fabrikkssjef ved Hydros fabrikkannlegg 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 2018 deltok Agerup på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, seks møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og ett møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Agerup er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Jeroen van der Veer

Født: 1947

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og leder av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 18. mars 2016. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styreleder i Royal Philips Electronics og Boskalis Westminster Groep NV, og leder for «Supervisory Council» for Technical University of Delft and Platform Beta Techniek.

Antall aksjer i Equinor ASA: Ingen (per 31.12.2018)

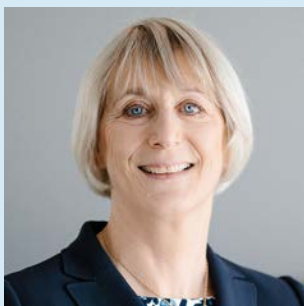
Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: van der Veer var konsernsjef i det internasjonale olje- og gasselskapet Royal Dutch Shell plc (Shell) i perioden 2004 til 2009, da han gikk av med pensjon. van der Veer fortsatte deretter som medlem av styret i Shell frem til 2013. Han begynte i Shell i 1971, og har erfaring fra alle deler av selskapets virksomhet samt betydelig kompetanse innen eierstyring og selskapsledelse.

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 til æresdoktor ved University of Port Harcourt i Nigeria.

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

Annet: I 2018 deltok van der Veer på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget. van der Veer er nederlandsk statsborger og bosatt i Nederland.



Anne Drinkwater

Født: 1956

Verv: Aksjonærvalgt medlem av styret og medlem av styrets revisjonsutvalg og utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2018. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Styremedlem i Balfour Beatty plc.

Antall aksjer i Equinor ASA: Ingen (per 31.12.2018)

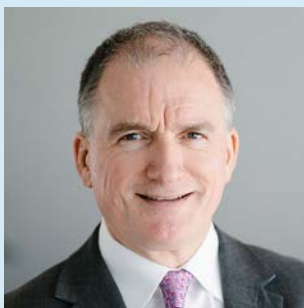
Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Drinkwater var ansatt i BP i perioden 1978 til 2012, og har hatt en rekke ulike lederstillinger i selskapet. I perioden 2009 til 2012 var hun konsernsjef i BP Canada. Hun har omfattende internasjonal erfaring, og har blant annet hatt ansvar for virksomhet i USA, Norge, Indonesia, Midtøsten og Afrika. Drinkwater har hatt styreverv i Aker Solutions fra 2011 til 2018 og Tullow Oil fra 2012 til 2018.

Utdannelse: Drinkwater har en Bachelor of Science i anvendt matematikk og statistikk fra Brunel University London.

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

Annet: I 2018 deltok Drinkwater på fire ordinære styremøter, to møter i revisjonsutvalget og to møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Drinkwater er britisk statsborger og bosatt i USA.



Jonathan Lewis

Født: 1961

Verv: Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2018. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Ja

Andre styreverv: Medlem av styret i Capita plc.

Antall aksjer i Equinor ASA: Ingen (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Lewis har siden desember 2017 vært konsernsjef i Capita plc, og har 30 års erfaring fra store, multinasjonale selskaper innen teknologisk industri. Lewis kom til Capita plc fra Amec Foster Wheeler plc, et globalt konsulent-, ingeniør- og konstruksjonsselskap, hvor han var ansatt fra 1996 til 2016. Lewis har tidligere hatt en rekke styreverv, blant annet innen teknologi og i olje- og gasssektoren.

Utdannelse: Lewis har utdanning fra Stanford Executive Program (SEP) ved Stanford University Graduate School of Business, en doktorgrad i reservoarkarakterisering, geologi/sedimentologi, fra University of Reading samt en Bachelor of Science i geologi fra Kingston University.

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

Annet: I 2018 deltok Lewis på fire ordinære styremøter, to møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, to møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk og ett møte i revisjonsutvalget. Lewis er britisk statsborger og bosatt i Storbritannia.



Per Martin Labråten

Født: 1961

Verv: Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 8. juni 2017. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Nei

Andre styreverv: Styremedlem i fagforbundet Industri Energi (IE) og innehar en rekke verv som følge av dette.

Antall aksjer i Equinor ASA: 1.653 (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Labråten har arbeidet som prosessstekniker på Osebergfeltet i Nordsjøen. Han er nå tillitsvalgt på heltid som leder av Industri Energis Equinor-avdeling.

Utdannelse: Labråten er utdannet fagarbeider i prosess/kjemi.

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

Annet: I 2018 deltok Labråten på syv ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og tre møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Labråten er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Ingrid Elisabeth Di Valerio

Født: 1964

Verv: Ansattvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2013. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Nei

Andre styreverv: Styremedlem i Teknas sentrale valgkomité.

Antall aksjer i Equinor ASA: 5.115 (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Di Valerio har vært ansatt i Equinor siden 2005 og arbeider innen material i enheten Teknologi, prosjekter og boring. Di Valerio var hovedtillitsvalgt for Tekna i Equinor fra 2008 til 2013. Hun satt også i Teknas hovedstyre fra 2005 til 2013.

Utdannelse: Sivilingeniør i matematikk og fysikk fra NTNU (Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet) i Trondheim.

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

Annet: I 2018 deltok Di Valerio på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks møter i revisjonsutvalget. Di Valerio er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Stig Læg Reid

Født: 1963

Verv: Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Periode: Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2013. Er på valg i 2019.

Uavhengig: Nei

Andre styreverv: Ingen.

Aksjer i Equinor: 1.995 (per 31.12.2018)

Lån i Equinor: Ingen

Erfaringsbakgrunn: Læg Reid har vært ansatt i ÅSV og Norsk Hydro fra 1985. Han har jobbet med konstruksjon og som prosjektingeniør innen primæraluminium til 2005, og med vektberging ved plattformkonstruksjon fra 2005. Han er i dag tillitsvalgt på heltid som leder av NITO i Equinor.

Utdannelse: Læg Reid har en bachelorgrad i mekanisk konstruksjon fra Oslo ingeniørhøgskole (OIH).

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

Annet: I 2018 deltok Læg Reid på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og fire møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Læg Reid er norsk statsborger og bosatt i Norge.

De siste endringene av styrets sammensetning skjedde med virkning fra 1. juli 2018 da Anne Drinkwater og Jonathan Lewis ble valgt av bedriftsforsamlingen i juni. Maria Johanna Oudemans forlot styret med virkning fra samme dato.

Konsernledelsen

Konsernsjefen har det overordnede ansvaret for daglig drift i Equinor og utnevner konsernledelsen. Konsernsjefen er ansvarlig for å utarbeide Equinors 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 Equinors konserninteresser og gi konsernsjefen 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 Equinors konsernledelse per 31. desember 2018:



Eldar Sætre

Født: 1956

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

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

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 65.294

Lån fra Equinor: Ingen

Erfaring: Sætre begynte i Equinor i 1980. Konserndirektør for økonomi og finans (CFO) fra oktober 2003 til desember 2010. Konserndirektør for Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) fra 2011 til 2014.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH), Bergen.

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

Annet: Sætre er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Lars Christian Bacher

Født: 1964

Stilling: Konserndirektør for økonomi og finans (CFO) i Equinor ASA siden 1. august 2018.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 27.529

Lån fra Equinor ASA: Ingen

Erfaring: Bacher begynte i Equinor i 1991 og har hatt en rekke lederstillinger i Equinor, blant annet som plattformssjef på Norne- og Statfjord-feltene. Han ledet arbeidet med fusjonen av offshore-anleggene til Norsk Hydro og Equinor. Bacher har også vært produksjonsdirektør for Gullfaks og Tampen-områdene, samt direktør for Equinors virksomhet i Canada i Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI). Han kom fra stillingen som konserndirektør for DPI, en stilling han hadde fra september 2012.

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

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

Annet: Bacher er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Jannicke Nilsson

Født: 1965

Stilling: Konserndirektør for sikker og effektiv drift (COO) i Equinor ASA siden 1. desember 2016.

Eksterne verv: Styremedlem i Odfjell SE og Toppindustrisenteret AS ("Digital Norway").

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 42.597

Lån fra Equinor: Ingen

Erfaring: Nilsson begynte i Equinor i 1999 og har hatt en rekke sentrale lederstillinger i oppstrømsvirksomheten i Norge, blant annet som direktør for technical excellence i Teknologi, prosjekter og boring, områdedirektør for Drift Nordsjøen, direktør for Modifikasjoner og prosjektportefølje Bergen, og plattformsjef på Oseberg Sør. I august 2013 ble hun utnevnt til leder for STEP-programmet (Equinor 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 bachelorgrad i automasjon fra Rogaland distrikthøgskole/Universitetet i Stavanger.

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

Annet: Nilsson er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Pål Eitrheim

Født: 1971

Stilling: Konserndirektør for Nye Energiløsninger (NES) i Equinor fra 17. august 2018

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 9.587

Lån fra Equinor: Ingen

Erfaring: Eitrheim begynte i Equinor i 1998. Han har hatt en rekke lederstillinger i Equinor i Aserbajdsjan, Washington DC, konsernsjefens kontor og Brasil. I 2013 ledet han sekretariatet for granskingen av terrorangrepet mot gassanlegget i In Amenas i Algerie. Før nåværende stilling var han direktør for anskaffelser (CPO) fra februar 2017.

Utdannelse: Mastergrad i sammenlignende politikk fra Universitetet i Bergen og University College Dublin, Irland.

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

Annet: Eitrheim er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Torgrim Reitan

Født: 1969

Stilling: Konserndirektør for Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) i Equinor ASA siden 17. august 2018.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 39.876

Lån fra Equinor: Ingen

Erfaring: Fra 1. august 2015 til 17. august 2018 var Reitan konserndirektør for Utvikling og produksjon USA (DPUSA). Før dette var han konserndirektør for økonomi og finans (CFO). Han har hatt flere lederstillinger i Equinor, blant annet som direktør for Trading og operasjoner i forretningsområdet Naturgass fra 2009 til 2010, direktør for Prestasjonsledelse og analyse fra 2007 til 2009 og direktør for Prestasjonsledelse, skatt og fusjoner & oppkjøp (M&A) fra 2005 til 2007. Fra 1995 til 2004 hadde Reitan ulike stillinger i forretningsområdet Naturgass og i konsernfunksjoner i Equinor.

Utdannelse: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

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

Annet: Reitan er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Anders Opedal

Født: 1968

Stilling: Konserndirektør for Teknologi, prosjekter og boring (TPD) i Equinor siden 15. oktober 2018.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 22.772

Lån fra Equinor: Ingen

Erfaring: Opedal begynte i Equinor i 1997 som petroleumsingeniør i Statfjords driftsorganisasjon. Før dette arbeidet han for Schlumberger og Baker Hughes. Han har hatt en rekke stillinger i Equinor i Boring og brønn, anskaffelser og prosjekter. Han var direktør for anskaffelser (CPO) i Equinor fra 2007 til 2010. Fra 2011 var han direktør for Prosjekter i Teknologi, prosjekter og boring (TPD) med ansvar for Equinors prosjektportefølje på rundt 300 milliarder kroner. Han var Equinors konserndirektør for sikker og effektiv drift (COO) før han ble direktør for Utvikling og produksjon internasjonalt, Brasil. Fra august 2018 fungerte Opedal som konserndirektør for Utvikling og produksjon Brasil (DPB).

Utdannelse: MBA fra Heriot-Watt University og sivilingeniør fra Norges Tekniske Høgskole (NTH), Trondheim.

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

Annet: Opedal er norsk statsborger og bosatt i Norge.



Tim Dodson

Født: 1959

Stilling: Konserndirektør for Leting (EXP) i Equinor ASA siden 1. januar 2011.

Eksterne verv: Ingen

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 31.826

Lån fra Equinor ASA: Ingen

Erfaring: Dodson har vært ansatt i Equinor 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.



Margareth Øvrum

Født: 1958

Stilling: Konserndirektør for Utvikling og produksjon Brasil (DPB) i Equinor ASA siden oktober 2018.

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

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 61.610

Lån fra Equinor: Ingen

Erfaring: Øvrum har vært ansatt i Equinor siden 1982. Hun har hatt sentrale lederstillinger i selskapet, blant annet som konserndirektør for Helse, miljø og sikkerhet, konserndirektør for Teknologi og prosjekter og konserndirektør for Teknologi og ny energi. Øvrum var selskapets første kvinnelige plattformsjef, på Gullfaksfeltet. Hun har vært produksjonsdirektør for Veslefrikk og direktør for Driftsstøtte på norsk sokkel. Øvrum ble medlem av konsernledelsen i 2004. Fra september 2011 var hun konserndirektør for Teknologi, prosjekter og boring (TPD).

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 Brasil.



Arne Sigve Nylund

Født: 1960

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

Eksterne verv: Styremedlem i Norsk Olje & Gass.

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 15.729

Lån fra Equinor: Ingen

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

Utdannelse: Maskiningeniør fra Stavanger Ingeniørhøgskole med tilleggsutdannelse i driftsteknologi fra Rogaland distriktshøgskole/Universitetet i Stavanger (UiS). Bedriftsøkonom fra Norges Handelshøgskole (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.



Al Cook

Født: 1975

Stilling: Konserndirektør for Global strategi og forretningsutvikling (GSB) i Equinor ASA siden 1. mai 2018.

Eksterne verv: Styremedlem i The Power of Nutrition

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 2.112

Lån i Equinor ASA: Ingen

Erfaring: Cook begynte i Equinor i 2016 som direktør for DPI. Han kom fra BP, der han var leder for konsernsjefens kontor. Cook begynte i BP i 1996, og hadde en rekke prosjektlederstillinger og kommersielle stillinger i Nordsjøen og Mexicogolfen. Han arbeidet deretter i feltoperasjoner i Nordsjøen fra 2002 til 2005, blant annet som plattformsjef. Fra 2005 ledet han IGB2-prosjektet i Vietnam og var direktør for BP Vietnam. Cook var fra 2009 til 2014 BPs direktør for utvikling av Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan og byggingen av Southern Gas Corridor.

Utdannelse: Mastergrad i naturvitenskap fra St. John's College, Cambridge University, og International Executive Programme ved INSEAD.

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

Annet: Cook er britisk statsborger og bosatt i Storbritannia.



Irene Rummelhoff

Født: 1967

Stilling: Konserndirektør for Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) i Equinor ASA siden 17. august 2018.

Eksterne verv: Nestleder i styret i Norsk Hydro ASA.

Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2018: 28.472

Lån i Equinor ASA: Ingen

Erfaring: Rummelhoff begynte i Equinor i 1991. Hun har hatt en rekke lederstillinger innenfor internasjonal forretningsutvikling, leting og nedstrømvirksomheten i Equinor. Fra juni 2015 var hun konserndirektør for Nye energiløsninger (NES).

Utdannelse: Sivilingeniør i petroleumsfag fra Norges Tekniske Høgskole (NTH).

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

Annet: Rummelhoff er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Equinor har gitt lån til Equinor-ansatte ektefeller av visse konserndirektører som en del av den generelle låneordningen for Equinor-ansatte. Ansatte i lønnsgruppe 12, eller høyere, kan ta opp billån fra Equinor 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 Equinor 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 Equinor-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 verdigrunnlag slik det er beskrevet i Equinor-boken, de etiske retningslinjene og eiernes forventninger til god eierstyring og selskapsledelse. Styret legger vekt på å ivareta interessene til alle aksjonærer, men også interessene til selskapets øvrige interessegrupper.

Styret behandler saker av stor viktighet eller av ekstraordinær karakter, og kan i tillegg be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. En viktig oppgave for styret er å utnevne konsernsjef og fastsette hans/hennes arbeidsinstruks og ansettelsesvilkår.

Styret har vedtatt en generisk årlig sakliste for styrearbeidet som blir revidert med jevne mellomrom. Faste saker på styrets sakliste er sikring, sikkerhet, bærekraft og klima, selskapets strategi, forretningsplaner, mål, kvartals- og årsresultater, årsrapporter, etikk, ledelsens månedlige resultatrapportering, godtgjørelse til ledende ansatte, ledervurderinger og planlegging av etterfølgere når det gjelder konsernsjefen og toppledelsen, gjennomgang av status for prosjekter, personal- og organisasjonsstrategi og -prioriteringer, to årlige gjennomganger av de viktigste risikofaktorer og risikospørsmål og en årlig gjennomgang av styrets styrende dokumentasjon. I tillegg har styret i 2018 også hatt grundige gjennomganger av andre tema, blant annet forskjellige konkrete risikofaktorer. I begynnelsen av hvert styremøte har konsernsjefen eget møte med styret for å diskutere viktige saker i selskapet. Til slutt i alle styremøter har styret en lukket møtedel der kun styremedlemmer deltar i diskusjonene og vurderer møtet.

Styrets arbeid baseres på en instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling, og bestemmer hvilke saker som skal behandles av styret, inkludert prosedyrer for behandling av saker hvor enkeltmedlemmer av styret eller en nærstående part har store personlige eller økonomiske interesser. Instruksen beskriver også konsernsjefens

arbeidsoppgaver og plikter overfor styret. Styrets instruks er tilgjengelig på våre nettsider www.equinor.com/styret. I tillegg til styret deltar konsernsjefen, konserndirektøren for økonomi og finans (CFO), konserndirektøren for sikker og effektiv drift (COO), kommunikasjonssjefen, 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 Equinors 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 eksterne tilrettelegging. Evalueringsrapporten diskuteres i et styremøte og gjøres tilgjengelig for valgkomiteen som innspill til utvalgets arbeid.

Hele styret, eller deler av det, besøker jevnlig forskjellige Equinor-anlegg og kontorsteder globalt, og minst annethvert år reiser også alle styremedlemmer på et lengre styrebesøk til et anlegg i utlandet. Ved besøk på Equinors utenlandske anlegg legger styret vekt på betydningen av å få bedre innsikt i og mer kunnskap om sikkerhet og sikring i Equinors aktiviteter, Equinors tekniske og kommersielle aktiviteter så vel som selskapets lokale organisasjoner. I 2018 besøkte hele eller deler av styret Equinors virksomheter i Norge, USA, Russland og England.

Krav til styremedlemmer og konsernledelsen

Det følger av våre etiske retningslinjer, som er godkjent av styret, og som gjelder for både ledelsen, ansatte og styremedlemmer, at enkeltpersoner må opptre upartisk i alle forretningsaktiviteter og ikke gi andre selskaper, organisasjoner eller enkeltpersoner utilbørlige fordeler. Det legges vekt på åpenhet, og alle situasjoner som kan medføre en faktisk eller tenkt interessekonflikt skal diskuteres med den enkeltes leder. Alle eksterne styreverv, eller øvrige betydelige oppdrag som innehas eller utføres av Equinor-ansatte må godkjennes av Equinor.

Styrets instruks legger til grunn at styret og konsernsjefen ikke kan delta i diskusjoner eller beslutninger i saker som er av spesiell personlig betydning for dem, eller for deres nærstående partner, 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 nærstående 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.

Equinors 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 2018 besto revisjonsutvalget av Jeroen van der Veer (leder), Roy Franklin, Rebekka Glasser Herlofsen, Anne Drinkwater og Ingrid Di Valerio (ansattvalgt styremedlem).

Equinors konserndirektør for økonomi og finans, juridisk direktør, leder for regnskap og leder for internrevisjon, samt til representanter fra ekstern revisor deltar jevnlig på revisjonsutvalgets møter.

Revisjonsutvalget er et underutvalg av styret og har som formål å være et saksforberedende organ i forhold til styrets tilsynsfunksjon når det gjelder regnskapsrapporteringen og effektiviteten i selskapets internkontrollsystem. Det utfører også øvrige oppgaver som utvalget blir tildelt i henhold til instruks for revisjonsutvalget som er vedtatt av styret. Revisjonsutvalget skal bistå styret i dets tilsynsansvar i slike spørsmål som:

- Godkjenne internrevisjonsplanen på vegne av styret
- Føre tilsyn med regnskapsrapporteringsprosessen, herunder olje- og gassreserver, bedragerisaker og gjennomgang av implementering av regnskapsprinsipper og retningslinjer
- Føre tilsyn med effektiviteten i selskapets internkontroll, internrevisjon og risikostyringssystemer
- Ha kontinuerlig kontakt med ekstern revisor når det gjelder årsregnskapet
- Vurdere og føre tilsyn med uavhengigheten til selskapets internrevisor og uavhengigheten til ekstern revisor, ref. revisorloven kap. 4 og spesielt hvorvidt andre tjenester enn revisjon levert av ekstern revisor eller revisjonsfirmaet er en trussel mot ekstern revisors uavhengighet

Revisjonsutvalget skal føre tilsyn med implementering og etterlevelse av Equinors etiske retningslinjer og overvåker etterlevelseshetene knyttet til korrupsjon i forbindelse med finansielle saker, som er nærmere beskrevet i bestemmelsene nevnt her. Revisjonsutvalget fører også tilsyn med innføring og etterlevelse av Equinors globale skattestrategi.

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

I henhold til norsk lov velges ekstern revisor av aksjonærene på generalforsamlingen på grunnlag av et forslag fra bedriftsforsamlingen. Revisjonsutvalget avgir en erklæring til generalforsamlingen om forslaget.

Revisjonsutvalget møtes minst fem ganger i året, og både styret og revisjonsutvalget har møter med intern revisor og ekstern revisor regelmessig uten at selskapets ledelse er til stede.

Revisjonsutvalget har også fått i oppgave å vurdere omfanget av revisjonen og karakteren av eventuelle andre tjenester enn revisjon som er levert av eksterne revisorer.

Revisjonsutvalget skal sørge for at selskapet har etablert prosedyrer for å ta imot og behandle klager knyttet til regnskap, internkontroll eller revisjon, samt prosedyrer for konfidensielle og anonyme meldinger via etikkhjelpelinjen fra ansatte om saker som gjelder regnskap eller revisjon eller andre forhold som anses å utgjøre brudd på konsernets regler for etisk adferd, vesentlig brudd på amerikansk verdipapirlovgivning på føderalt eller delstatsnivå, vesentlig brudd på 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 granskingsenhet, ekstern revisor eller eksterne rådgivere i den forbindelse. Kostnadene til slikt arbeid skal 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 2018. 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, Rebekka Glasser Herlofsen og Anne Drinkwater er uavhengige ifølge Rule 10A-3 i Securities Exchange Act.

Instruksen til styrets revisjonsutvalg er tilgjengelig på våre nettsider www.equinor.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 ledes etterfølgere.

(2) å være informert om og rådgi administrasjonen i arbeidet med videreutvikling av Equinors kompensasjonsstrategi for toppledere og utforming av formålstjenlige kompensasjonskonsepter for toppledere, og

(3) å gjennomgå Equinors kompensasjonskonsepter for å ivareta eiernes langsiktige interesser.

Utvalget består av opptil fire styremedlemmer. Ved utgangen av 2018 besto utvalget av Jon Erik Reinhardsen (leder), Bjørn Tore Godal, Wenche Agerup og Jonathan Lewis. Ingen av utvalgets medlemmer sitter i selskapets ledelse. Samtlige medlemmer er uavhengige.

Direktør for People and Leadership deltar jevnlig på møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget.

Utvalget hadde seks møter i 2018, og møtedeltakelsen var på 100 %.

For en nærmere beskrivelse av kompensasjons- og lederutviklingsutvalgets formål og oppgaver, se instruksen til utvalget på våre nettsider www.equinor.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, sikring, bærekraft, klima og etikk.

I sin virksomhet er Equinor forpliktet til å etterleve gjeldende lover og forskrifter og opptre på en ansvarlig måte i forhold til etikk, miljø, sikkerhet og samfunn. 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, sikring, bærekraft, miljø og etikk, med unntak av spørsmål av "finansiell karakter". Utvalget gjennomgår også den årlige Bærekraftrapporten.

Målet med å etablere og opprettholde et utvalg som skal jobbe med sikkerhet, sikring, bærekraft, klima og etikk, er å sikre at styret har sterkt fokus på og kunnskap om disse komplekse, viktige områdene som er i konstant utvikling.

Ved utgangen av 2018 ble utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk ledet av Roy Franklin, og de andre medlemmene var Bjørn Tore Godal, Anne Drinkwater, Jonathan Lewis, Stig Lægneid (ansattvalgt styremedlem) og Per Martin Labråten (ansattvalgt styremedlem).

Direktør for sikkerhet, juridisk direktør, konserndirektør for sikker og effektiv drift, direktør for bærekraft og chief compliance officer deltar jevnlig på møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk hadde fire møter i 2018, og møtedeltakelsen var på 96 % i gjennomsnitt.

For en nærmere beskrivelse av målsetningene, oppgavene og sammensetningen av utvalget, se våre nettsider på www.equinor.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. To ganger i året får styret en presentasjon av og drøfter de viktigste risikofaktorer og risikospørsmål Equinor står overfor. Styrets revisjonsutvalg bistår styret og opptre som forberedende organ i forbindelse med overvåking av selskapets systemer for internkontroll, internrevisjon og systemer for risikostyring. Styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk overvåker og vurderer sikkerhets- og bærekraftsrisiko som er relevante for Equinors aktiviteter, og begge utvalgene rapporterer jevnlig til hele styret.

Risikostyringen i Equinor 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 Equinors risikostyring. En detaljert rapport om selskapets risikostyring presenteres i seksjon 2.11 Risikoanalyse under Risikostyring i Form 20-F.

All risiko er knyttet til Equinors verdikjede - fra tilgang, utvikling, prosjektutførelse og drift til markedet. I tillegg til de økonomiske konsekvensene disse risikofaktorene kan ha for Equinors kontantstrøm, har vi også etablert prosedyrer og systemer for å redusere hendelser relatert til sikkerhet, sikring og integritet (som for eksempel bedrageri og korrupsjon), samt innvirkning på omdømmet som følge av problemer knyttet til menneskerettigheter, arbeidsstandarder og åpenhet. De fleste av disse risikofaktorene styres av linjelederne for våre hovedforretningsområder. Enkelte typer driftsrisiko er forsikret av vårt eget forsikrings-selskap, 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) per 31. desember 2018. Basert på denne vurderingen har konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans konkludert at disse kontrollene og prosedyrene for rapportering med rimelig sikkerhet sies å være effektive.

For å fasilitere denne vurderingen gjennomgår Disclosure Committee vesentlige opplysninger fremlagt av Equinor og sjekker dem for feil, feilfremstillinger og utelatelser. Disclosure Committee ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen består av lederne for investorkontakt, regnskap og finansiell etterlevelse, resultatledelse og controlling, skatt og juridisk direktør, 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 rimelig 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 har blitt oppdaget.

Ledelsens rapport om den finansielle internkontrollen

Ledelsen i Equinor 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 pålitelig som grunnlag for utarbeidelse av Equinors eksterne regnskap, i henhold til International Financial Reporting Standards (IFRS) vedtatt av Den europeiske union (EU). Regnskapsprinsippene som konsernet anvender er også i overensstemmelse med IFRS utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Ledelsen har vurdert den finansielle internkontrollens effektivitet på grunnlag av Internal Control - Integrated Framework (2013), som er utgitt av Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Basert på denne vurderingen er ledelsens konklusjon at Equinors finansielle internkontroll per 31. desember 2018 var effektiv.

Equinors 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 pådras i samsvar med godkjenning gitt av ledelsen og styret i Equinor, og gir rimelig sikkerhet for at man kan hindre eller raskt oppdage uautorisert kjøp, bruk eller salg av Equinors 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 2018 er revidert av KPMG AS, et uavhengig revisjonsfirma som også reviderer konsernregnskapet i denne årsrapporten. Deres rapport om de finansielle internkontrollene er inkludert i seksjon 4.1 Konsernregnskap, i denne rapporten.

Oppretting av en vesentlig svakhet i foregående år

Per 31. desember 2018 har ledelsen fullført opprettingstiltak knyttet til den vesentlige svakheten per 31. desember 2017 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 Equinors eksterne etikkhjelpelinje som er opprettet av styrets revisjonsutvalg).

Ledelsen iverksatte følgende tiltak og gjennomførte opprettingsplanen for å fjerne den vesentlige svakheten:

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

Ledelsen mener at disse tiltakene effektivt rettet opp den vesentlige svakheten.

Endringer i den finansielle internkontrollen

Utenom opprettingene av den vesentlige svakheten per 31. desember 2017, 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.

Etiske retningslinjer

Etikk – Equinors tilnærming

Equinor er av den oppfatning at ansvarlig og etisk adferd er en forutsetning for en bærekraftig virksomhet. Equinors etiske retningslinjer er basert på selskapets verdier og viser at Equinor tilstreber høye etiske standarder i all sin virksomhet.

Våre etiske retningslinjer

De etiske retningslinjene beskriver Equinors krav til forretningspraksis på områder som antikorrupsjon, rettferdig konkurranse, menneskerettigheter og ikke-diskriminerende arbeidsmiljø med like muligheter for alle. De gjelder for Equinors styremedlemmer, ansatte og innleid personell. Retningslinjene er delt inn i fem hovedkategorier: Slik gjør vi det i Equinor, Våre medarbeidere, Regler for forretningspraksis, leverandører og samarbeidspartnere og Vårt samfunn.

De etiske retningslinjene er godkjent av styret.

Equinor tilstreber å samarbeide med andre som deler selskapets engasjement for etikk og etterlevelse. Risiko håndterer vi gjennom inngående kunnskap om leverandører, forretningspartnere og markeder. Equinor forventer at leverandører og forretningspartnere overholder gjeldende lov, respekterer internasjonalt aksepterte menneskerettigheter og lever opp til etiske standarder som er i overenstemmelse med Equinors etiske krav når de utfører arbeid for eller sammen med Equinor. I joint venture-selskaper og partnersamarbeid som ikke styres av Equinor, arbeider Equinor i god tro for å oppfordre til at retningslinjer og prosedyrer for etikk og antikorrupsjon som samsvarer med selskapets standarder, blir innført. Equinor vil ikke tolerere noen brudd på de etiske retningslinjene. Disiplinærtiltak kan innebære avskjed og rapportering til rette myndigheter.

I 2018 ble Seksjon 3.6 «Finans- og forretningsjournaler og rapportering» endret for å understreke at dersom personer som skal følge de etiske retningslinjene mistenker eller blir klar over utilbørlig finansiell og forretningsmessig registrering og rapportering eller påstander om dette, skal de straks rapportere dette til sin leder eller via etikkhjelpelinjen.

Opplæring i og bekreftelse av de etiske retningslinjene

Equinor gjennomfører opplæring i de etiske retningslinjene og annen mer omfattende opplæring i spesifikke spørsmål, for eksempel antikorrupsjon, rettfærdig konkurranse og rapportering for å forklare hvordan retningslinjene får anvendelse og beskrive de redskapene vi stiller til rådighet for å håndtere risiko. E-læringskurs om de etiske retningslinjene er obligatorisk for alle Equinor-ansatte og innleid personell.

Alle Equinor-ansatte må hvert år bekrefte elektronisk at de forstår og vil følge de etiske retningslinjene. Formålet med denne bekreftelsen er å minne hver enkelt om plikten til å følge Equinors verdier og etiske krav, og skaper et miljø med åpen dialog omkring etiske spørsmål, både internt og eksternt.

Antikorrupsjonsprogram

Equinor er imot alle former for korrupsjon, inkludert bestikkelse, tilretteleggingsbetaling og påvirkningshandel. Vi har innført et antikorrupsjonsprogram for hele selskapet for å sikre at vår nulltoleranse for korrupsjon blir gjennomført. Dette omfatter obligatoriske prosedyrer som er i samsvar med gjeldende lover og forskrifter, samt opplæring i aktuelle spørsmål som gaver, representasjon og interessekonflikt. Et globalt nettverk av compliance officers, som støtter integreringen av etikk- og antikorrupsjonshensyn i Equinors forretningsvirksomhet, utgjør en viktig del av programmet.

I 2018 ble Equinors antikorrupsjonsmanual oppdatert for å gjenspeile Equinors etterlevelsesprogram som er i stadig utvikling. Equinor fortsetter å opprettholde sitt globale nettverk av personell som har ansvar for å støtte forretningsvirksomheten og sikre at etikk- og antikorrupsjonshensyn alltid er integrert i Equinors virksomhet, uavhengig av hvor den finner sted. Equinor fortsetter samarbeidet med sine partnere og leverandører om etikk og antikorrupsjon, og har startet en dialog med flere partnere om felles risikofaktorer vi står overfor, og hvilke tiltak som kan iverksettes for å redusere dem.

Equinors Joint Venture Anti-Corruption Compliance Programme ble oppdatert i 2018 for å styrke Equinors styring av korrupsjonsrisiko hos tredjepart i samarbeidsprosjekter. Det oppdaterte programmet inneholder reviderte arbeidskrav, detaljerte retningslinjer og verktøy for daglig oppfølging.

Speak Up

Equinor fokuserer på å ha en åpen dialog om etiske spørsmål. De etiske retningslinjene krever at alle som har mistanke om brudd på retningslinjene, eller annen uetisk atferd, skal melde fra om dette. Ansatte oppfordres til å diskutere sine bekymringer med sin leder. Equinor erkjenner at det ikke alltid er enkelt å melde fra, og derfor er det flere interne kanaler for varsling, blant annet gjennom personalavdelingen eller etikk- og etterlevelsesfunksjonen i juridisk avdeling. Det er også mulig å uttrykke bekymring gjennom den eksterne etikkhjelpelinjen som er åpen hele døgnet og gir mulighet for anonym rapportering og toveiskommunikasjon. Equinor har regler for at gjengjeldelse ikke skal forekomme for personer som i god tro melder fra om etiske eller juridiske saker.

Nærmere informasjon om Equinors regler og krav knyttet til de etiske retningslinjene er tilgjengelig på www.equinor.com/etik.

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 form av pengeutbetalinger. Styremedlemmer som bor utenfor Skandinavia og utenfor Europa, mottar en egen reisegodtgjørelse for hvert møte de deltar på. Godtgjørelsen er ikke avhengig av styremedlemmets prestasjon, 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 Equinor i tillegg til styrevervet, vil hele styret bli informert om dette.

Den samlede godtgjørelsen til styret, inkludert godtgjørelse til styrets tre underutvalg, var på 6.894.704 kroner (847.660 USD) i 2018.

Detaljert informasjon om individuell godtgjørelse til medlemmer av styret i 2018 er oppgitt i tabellen under.

Medlemmer av styret 2018 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer)	Ytelser totalt	Antall aksjer pr. 31. desember 2018
Jon Erik Reinhardsen (styreleder)	117	2.584
Roy Franklin (nestleder)	111	-
Wenche Agerup	65	2.677
Bjørn Tore Godal	70	-
Rebekka Glasser Herlofsen	66	-
Maria Johanna Oudeman ¹⁾	48	i.a.
Anne Drinkwater ²⁾	48	-
Jonathan Lewis ²⁾	44	-
Jeroen van der Veer	95	-
Per Martin Labråthen	59	1.653
Stig Lægreid	59	1.995
Ingrid Elisabeth Di Valerio	66	5.115
Totalt	848	14.024

1) Styremedlem til og med 30. juni 2018 (avgått)

2) Styremedlem fra 1. juli 2018

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 1.130.891 NOK (139.036 USD) i 2018.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen

I 2018 var samlet godtgjørelse til konsernledelsen USD 11.803.238. Styrets fullstendige erklæring om godtgjørelse til ledende ansatte følger nedenfor.

Kun følgende deler av teksten i seksjon 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen er en del av Equinors årsrapport på Form 20-F som registreres hos amerikanske børsmyndigheter: tabellen som oppsummerer de viktigste elementene i Equinor 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.



Jon Erik Reinhardsen
Styreleder

Erklæring fra styreleder

Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse

Equinors belønningssystemer og betingelser er tett forankret i selskapets verdigrunnlag, personalpolitikk og prestasjonsorienterte rammeverk. Belønningssystemene for ledere skal sikre at vi tiltrekker oss og beholder de rette personene – personer som er 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 lederne skal også være rettferdig og i samsvar med det generelle nivået for godtgjørelse i selskapet, og aksjonærenes interesser.

Styret har gjennomgått selskapets belønningssystemer og har konkludert at vår belønningssystemer fungerer som tilsiktet og er transparent, og avvik er forklart i henhold til gjeldende retningslinjer og god forretningskikk.

Stavanger, 5. mars 2019
Jon Erik Reinhardsen

I henhold til allmennaksjeloven § 6-16 a, vil styret legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av Equinors konsernledelse på den ordinære generalforsamlingen i 2019.

Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2019

Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningspolitikk og belønningskonsept som beskrevet i fjorårets erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse vil bli videreført i regnskapsåret 2019.

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 totale prestasjoner og økonomiske resultat

- Styrke interessefellesskapet mellom selskapets ansatte og dets eiere
- Være i samsvar med våre verdier og HMS-standarder
- Fremme kontinuerlig forbedring og et bærekraftig kostnadsnivå

Belønningskonseptet for konsernledelsen

Equinors godtgjørelser for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fast lønn: grunnlønn og eventuelt fast lønnstillegg
- Variabel lønn: årlig variabel lønn (AVP) og langtidsinsentivordning (LTI)
- Andre ytelser: hovedsaklig pensjon, forsikring og aksjespareprogram
- Selskapets resultatmodifikator og terskelverdi for variabel lønn

Tabellen på neste side illustrerer hovedelementene i selskapets belønningspolitikk og -rammeverk.

Hovedelementer – Equinors lederlønnskonsept

Belønningselement	Målsetting	Belønningsnivå	Prestasjonskriterier
Grunnlønn	Tiltrekke og beholde de rette medarbeiderne gjennom å tilby konkurransedyktige, men ikke markedsledende betingelser.	Vårt grunnlønnsnivå er i tråd med og differensiert i henhold til den enkeltes ansvar og prestasjoner. Målsettingen er å være konkurransedyktig i markedene selskapet opererer i.	Grunnlønnen er vanligvis gjenstand for årlig vurdering basert på en evaluering av den enkeltes prestasjoner, se "Variabel lønn" nedenfor.
Fastlønnstillegg	Fastlønnstillegg anvendes som et supplerende fastlønnselement for at vi skal være konkurransedyktig i markedet.	Det henvises til lønnstabellen. Fire av konserndirektørene mottar et fastlønnstillegg i stedet for pensjonsopptjening over 12G ¹² , beskrevet under avsnittet om pensjon og forsikringsordninger.	Det er ikke knyttet prestasjonskriterier til fastlønnstillegget. Fastlønnstillegget medregnes ikke i pensjonsgivende inntekt.
Variabel lønn	Motivere til en sterk prestasjonskultur. Belønne personer for årlig oppnåelse av forretningsmessige mål, både («Hva») og («Hvordan») resultatene oppnås.	Medlemmer av konsernledelsen er berettiget til en variabel lønn på 0–50 % av fastlønnen. Målbonus ¹³ er 25 %. Terskelverdi prinsippene og resultatmodifikatoren skal gjelde. (Se forklaringene nedenfor.) 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 feilaktig presentert.	Oppnåelse av årlige leveransmål («Hvordan» og «Hva» som skal leveres) for å skape langsiktig og bærekraftig verdi for aksjonærene. Vurdering 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.	LTI blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn. Selskapet kjøper aksjer tilsvarende netto årsbeløp på vegne av deltakeren. Aksjene er bundet i tre år, og frigjøres deretter til deltakerens disposisjon. Dersom bindingstiden 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 % av fastlønnen. Terskelprinsippene gjelder for den årlige tildelingen. Selskapets resultatmodifikator gjelder ikke for LTI i Equinor ASA.	I Equinor 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 veiledende parametere: 1) Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter etter skatt og før arbeidskapitalposter 2) Netto gjeldsgrad og -utvikling 3) Selskapets samlede operasjonelle og finansielle resultater Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter etter skatt og før arbeidskapitalposter som er høyere enn 12 milliarder USD, og netto gjeldsgrad lavere enn 30 %, vil vanligvis ikke føre til reduksjon i bonus.	Styret i Equinor gjennomfører en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale prestasjoner, for å vurdere om terskelen skal komme til anvendelse. Disse parametere og kriteriene er retningsgivende, og vil utgjøre en del av en bredere vurdering av bonusnivået.
Selskapets resultatmodifikator	Styrke koplingen mellom variabel lønn og selskapets resultater.	Selskapets resultatmodifikator avgjør hvor stor bonusandel som vil bli utbetalt, varierende mellom 50 % og 150 %. Anvendelse av selskapets resultatmodifikator forutsetter godkjenning fra den årlige generalforsamlingen	Selskapets resultater vurderes opp mot to kriterier som vektas likt: relativ avkastning til aksjeeierne (TSR) og relativ avkastning på sysselsatt kapital (ROACE). Anvendelse av modifikatoren avhenger av en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale resultater.
Pensjons- og forsikringsordninger	Tilby konkurransedyktige betingelser	Selskapet tilbyr en tjenestepensjonsordning og forsikringsordning som er tilpasset lokale markeder. Det henvises til avsnittet om pensjons- og forsikringsordninger nedenfor.	Ikke relevant
Aksjespareprogram	Styrke interesse-fellesskapet mellom ansatte og aksjeeiere og belønne verdiskapning over tid.	Aksjespareprogrammet tilbys alle ansatte i konsernet, forutsatt at det ikke foreligger noen restriksjoner basert på lokal lovgivning eller forretningsmessige krav. Deltakerne tilbys å kjøpe Equinor-aksjer i markedet for inntil 5 % av sin årlige grunnlønn.	En bonusaksje per kjøpt aksje tildeles dersom aksjene er beholdt i minst to år og deltakeren fortsatt er ansatt i selskapet.

¹² G er grunnbeløpet i folketrygden i Norge.

¹³ Målbonus gjenspeiler tilfredsstillende leveranser i henhold til avtalte mål.

Pensjons- og forsikringsordninger

Konserndirektørene omfattes av den generelle tjenestepensjonsordningen i Equinor ASA, som er en innskuddsbasert ordning med et innskuddsnivå på 7 % inntil 7,1 G og 22 % over 7,1 G. En ytelsesbasert ordning er beholdt for en gruppe skjermede arbeidstakere. For nye konserndirektører som tiltrer etter 13. februar 2015, gjelder et tak på pensjonsgrunnlag på 12 G. I stedet for pensjonsopptjening for lønn over 12 G gis et fastlønnstillegg.

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

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

Konsernsjefen og en av konserndirektørene har individuelle 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 pensjongivende inntekt ved en pensjonsalder på 62 år.

I 2017 ble det avtalt at konsernsjefen ikke skulle benytte seg av sin kontraktmessige rett til å gå av med pensjon ved fylte 62 år. Sætre beholder retten til tidligpensjon, med ni måneders varsling til styrelederen, og med støtte fra styret. Sætre vil senest gå av med pensjon ved fylte 67 år.

Ved beregning av medlemstid i Equinors pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert år den enkelte har tjenestegjort som konserndirektør.

I tillegg har to av Equinors konserndirektører individuelle avtaler om tidligpensjon fra 65 år og et førtidspensjonsnivå på 66 % av pensjongivende inntekt.

De individuelle pensjonsvilkårene for konserndirektørene som er beskrevet ovenfor, er resultater av forpliktelser i henhold til tidligere inngåtte avtaler.

Equinor har innført 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 som er ansatt i morselskapet uføre- og etterlattepensjon i henhold til Equinors alminnelige pensjonsordning/ ytelsespensjonsordning. Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Equinor.

Sluttvederlagsordninger

Konsernsjefen og konserndirektørene har rett til sluttvederlag tilsvarende seks månedslønner, gjeldende etter oppsigelsestiden på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratru sine stillinger. Tilsvarende sluttvederlag skal også betales dersom partene blir 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 hvor konserndirektøren er aktiv eier.

Retten til sluttvederlag er betinget av at konsernsjefen eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsømmelse av sin arbeidsplikt, illojalitet eller annet vesentlig brudd på tjenesteplikter.

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

Andre ytelser

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg naturalytelser som fri bil og fri elektronisk kommunikasjon. De kan også delta i aksjespareprogrammet som beskrevet over.

Prestasjonsstyring og resultatvurdering som grunnlag for variabel lønn

Regulering av individuell lønn og utbetaling av variabel lønn foretas med utgangspunkt i prestasjonsevalueringer og måloppnåelse som følges opp gjennom selskapets prestasjonsstyringssystem.

Prestasjonsmålene evalueres i to dimensjoner; «Hva» vi leverer, og «Hvordan» vi leverer. «Hva» vi leverer (forretningsleveranse) defineres i selskapets rammeverk for prestasjonsstyring «Ambisjon til handling», som omfatter strategiske mål, prestasjonsindikatorer (KPI-er) og tiltak for hvert av de fem perspektivene: Sikkerhet, sikring og bærekraft, Mennesker og organisasjon, Drift, Marked og Finans. Equinor setter ambisiøse mål for å inspirere og motivere til sterk innsats.

Mål for «Hvordan» vi leverer er basert på våre kjerneverdier og ledelsesprinsipper, og omfatter atferden som kreves og forventes for å oppnå leveransmålene.

Prestasjonsvurderingen er helhetlig og innebærer både måling og vurdering. Ettersom KPI-målene kun er indikatorer, anvendes skjønn. Det blir tatt hensyn til vesentlige endringer i forutsetningene samt ambisjonsnivå for de aktuelle målene, hvor bærekraftige de oppnådde resultatene er og strategiske bidrag.

Denne balanserte tilnærmingen med et bredt sett av mål knyttet til både «Hva» og «Hvordan»-dimensjonene, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, reduserer sannsynligheten for at belønningspolitikken stimulerer til overdreven risikotaking eller at den på annen måte har uheldige konsekvenser.

I prestasjonskontraktene til konsernsjefen og finansdirektøren er ett av flere mål knyttet til selskapets relative avkastning for aksjeeierne (TSR). Nivået på den variable lønnen blir bestemt ut fra en totalvurdering av oppnåelsen av ulike mål, inkludert, men ikke begrenset til selskapets relative avkastning til aksjeeierne.

I 2018 var hovedmålene og KPI-ene for forretningsleveranse for hvert perspektiv slik som beskrevet nedenfor. Hvert perspektiv ble i tillegg støttet av omfattende planer og tiltak.

Strategiske mål		Resultatvurdering for 2018
Sikkerhet, sikring og bærekraft	Strategiske mål og tiltak omfatter sikkerhet, sikring og bærekraft.	Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) endte på 0,5, og var i samsvar med målet, og viste en fortsatt forbedring fra nivået i 2017. SIF for hele året var rekordlav. Utviklingen av den samlede personskadefrekvensen (TRIF) viste ikke de samme forbedringene og endte på 2,8, på samme nivå som i 2017, og nådde ikke målet på 2,5. Antall olje- og gasslekkasjer viste en betydelig forbedring fra 2017 og endte på 0,9, et resultat som var bedre enn målet på 1,1. CO ₂ -intensitet for oppstrømporteføljen endte på 9 kg/foe i 2018, om lag samme nivå som i 2017, og Equinor nådde målet om å ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper i IOGPs selskapsrapport om denne sammenligningen.
Mennesker og organisasjon	Strategiske mål og tiltak omfatter en verdibasert og høyt presterende organisasjon.	Ansattes engasjement var over målsettingen, og viste en forbedring fra 2017-nivået. Resultatet for medarbeiderutvikling var over målet, og viste en positiv utvikling både innen læringsaktiviteter og rotasjon internt i selskapet.
Drift	Strategiske mål og tiltak omfatter pålitelig og kostnadseffektiv drift samt endring av olje- og gassindustrien.	Produksjonen i 2018 var den høyeste i Equinors historie (2.111 kfoe/dag), og oversteget den eksterne guidningen og målet for 2018. De faste driftskostnadene og salgs- og administrasjonskostnadene per fat oljeekvivalenter økte noe i 2018, hovedsakelig på grunn av ny aktivitet, og nådde ikke målet. Produksjonseffektiviteten var under målsettingen, og var hovedsakelig påvirket av regularitetsproblemer på noen modne felt og utfordringer ved oppstart av et nytt felt.
Marked	Strategiske mål og tiltak omfatter en fleksibel og robust energi-portefølje.	Reserveerstatningsraten endte på 213 %, hvorav 189 % var organisk reserveerstatningsrate, godt over målsettingen på 100 %. Dette ble oppnådd gjennom godkjenning og kjøp av nye prosjekter samt revisjoner på en rekke eksisterende felt. Ressurserstatningsraten var godt over målsettingen. Organiske investeringer endte på 9,9 milliarder USD og var bedre enn opprinnelige prognoser og målet på om lag 11 milliarder USD. Dette skyldtes kontinuerlig fokus på kapitaleffektivitet og streng prioritering. Verdiskapingen fra leteaktiviteten nådde ikke målsettingen, hovedsakelig som følge av lavere funnvolumer enn forventet, i tillegg til et høyt antall brønnoperasjoner ved årsslutt, som vil bli fullført i 2019. I 2018 sikret Equinor seg tilgang til attraktive nye arealer, både på norsk sokkel og i Mexicogolfen, Storbritannia og Brasil.
Finans	Strategiske mål og tiltak omfatter kapasitet til positiv kontantstrøm, lønnsomhet og konkurransekraft.	Med hensyn til relativ total avkastning til aksjonærene ble Equinor rangert på 2. plass blant sammenlignbare selskaper, en posisjon i første kvartil, noe som var bedre enn målsettingen om å være over gjennomsnittet. For den relative avkastningen på sysselsatt kapital (ROACE) ble Equinor rangert på 2. plass blant sammenlignbare selskaper, og var bedre enn målsettingen om å være over gjennomsnittet blant sammenlignbare selskaper.

Styrets vurdering av konsernsjefens prestasjoner

I sin vurdering av konsernsjefens prestasjoner, har styret vektlagt en sterk leveranse innen produksjon samt reserve- og ressurserstatning. Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) er den laveste i selskapets historie. Den samlede personskadefrekvensen nådde imidlertid ikke forbedringsmålene. Equinor har økt produksjonen og redusert investeringene ytterligere som følge av kontinuerlig vekt på kapitaleffektivitet og streng prioritering. Selskapet oppnådde ikke målet for kostnadsutviklingen (faste driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader per fat oljeekvivalenter), og må ha kontinuerlig fokus i tiden framover. Verdiskapingen fra leteaktiviteten var lavere enn målet, men Equinor har sikret seg tilgang til attraktive nye arealer. Godkjenning og kjøp av nye prosjekter samt en revidering av eksisterende prosjekter førte til en rekordhøy reserveerstatningsrate. Samlet avkastning til aksjonærene (TSR) og ROACE ligger begge i første kvartil. Ansattes engasjement er sterkt og blir stadig sterkere, blant annet gjennom målrettet satsing på medarbeiderutvikling.

KPI-er for konsernsjefen for 2019

Forretningsleveranse-dimensjonen («Hva») for konsernsjefens variable lønn (prestasjonsår 2019) og grunnlønsjustering i 2020 baseres på vurdering i forhold til følgende KPI-er:

Sikkerhet, sikring og bærekraft

- Frekvens for alvorlige hendelser
- CO₂-intensitet for oppstrømporteføljen

Marked

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

Resultater

- Relativ totalavkastning for aksjonærene
- Relativ ROACE

Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2018

Innledning

- Belønningspolitikken og -prinsippene som ble gjennomført i 2018, var i henhold til erklæringen som ble fremlagt for generalforsamlingen 15. mai 2018. Et individuelt avvik er forklart nedenfor.
- Basert på en vurdering av selskapets generelle resultater i 2017, besluttet styret uavkortet tildeling av langtidsinsentiver (LTI) i 2018, i samsvar med prinsippene for terskelverdien.

Selskapets modifikator for variabel lønn for prestasjonsåret 2018

Selskapets resultatmodifikator avhenger av resultatet på to kriterier, avkastning på sysselsatt kapital (ROACE) og samlet avkastning til aksjeeierne (TSR), hvor Equinors resultat på begge parametere måles i forhold til 11 andre sammenlignbare selskaper. For 2018 var resultatene for Equinor som følger: relativ ROACE nummer 2 og relativ TSR nummer 2 i gruppen av selskaper. Dette gir et ROACE-resultat i første kvartil og et TSR-resultat i første kvartil, som gir en modifikator på 1,5 for 2018.

Endringer i Equinors konsernstruktur og konsernledelse i 2018

For å gjenspeile utviklingen av den internasjonale porteføljen, gjorde Equinor noen justeringer i sin konsernstruktur med virkning fra august 2018. Utvikling og produksjon internasjonalt ble restrukturert til å omfatte driften i USA.

Forretningsporteføljen i Brasil ble organisert som et nytt forretningsområde, Utvikling og produksjon Brasil (DPB), som rapporterer til konsernsjefen.

Som en konsekvens av endringene i konsernstrukturen, ble det også gjort endringer i konsernledelsen. Anders Opedal, Pål Eitheim og Alasdair Cook ble nye medlemmer av konsernledelsen, mens Jens Økland og Hans Jakob Hegge gikk ut av konsernledelsen. John Knight sluttet i selskapet i 2018.

Vilkår for medlemmer av konsernledelsen

Konsernsjef Eldar Sætres lønn ble økt med 2,9 % (NOK 254.263) til NOK 9.021.945, med virkning fra 1. september 2018.

Konsernsjefen vil fortsatt delta i en variabel lønnsordning med et målnivå på 25 % (maks 50 %) av fastlønn og selskapets langtidsinsentivordning for 2019 med en bruttoverdi på 30 % av fastlønn. Pensjonsvilkårene er uendret, som beskrevet i avsnittet om pensjon og forsikringsordninger.

Konserndirektøren for forretningsområdet Global strategi og forretningsutvikling (GSB), Alasdair Cook, er ansatt av Equinor UK Ltd.

For å kunne tilby denne topplederen konkurransedyktig belønning basert på lokalt marked, var det nødvendig å avvike fra deler av prinsippene i lederlønnserklæringen som ble fremlagt for generalforsamlingen i Equinor ASA i 2018.

Styret anså et slikt avvik for å være formålstjenlig på grunn av markedet for internasjonale toppledere i olje- og gassindustrien. Cook ble rekruttert internt fra stillingen som direktør i forretningsområdet Utvikling og produksjon internasjonalt. Han beholder sin variable lønn og sin kompensasjon som alternativ til pensjonsopptjening fra sin forrige stilling:

- Variabel lønnsordning med målnivå på 40 % av grunnlønn (maks 80 %). Prinsippene for terskelverdi og selskapets resultatmodifikator på 0,5-1,5 kommer til anvendelse.
- Langtidsinsentivordning på 70 % av grunnlønn, og anvendelse av 3 års gjennomsnittlig resultatmodifikator (0,5-1,5).
- Kontantkompensasjon i stedet for pensjonsopptjening

Dette individuelle avviket innebærer ikke noen endring i selskapets generelle belønningskonsept for konserndirektører, som er forklart i tabellen ovenfor «Hovedelementer – Equinors lederlønnskonsept».

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.equinor.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 Equinors konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av selskapets øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige ansettelsesvilkår.

Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er kun ansvarlig overfor styret i Equinor 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.equinor.com/kompensasjonsutvalget.

Kompensasjon og aksjeeierskap til konsernledelsen

Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) ^{1), 2)}	Fast godtgjørelse					Andre skattepliktige ytelser	2018 Skattbar lønn	Ikke skattepliktige naturalytelser	Estimert pensjonskostnad ⁷⁾	Nåverdi av pensjonsforpliktelse ⁸⁾	2017 Skattbar lønn ^{9), 15)}	Antall aksjer pr. 31. desember 2018
	Fastlønn ³⁾	Fastlønnstillegg ⁴⁾	LTI ⁵⁾	Bonus ⁶⁾								
Eldar Sætre ¹⁰⁾	1.122	0	323	551	72	2.069	0	0	15.287	1.812	65.294	
Margareth Øvrum ¹¹⁾	516	0	115	234	49	914	5	0	7.926	837	61.610	
Timothy Dodson	494	0	110	188	37	829	51	155	5.435	689	31.826	
Irene Rummelhoff	433	71	106	258	27	895	0	31	1.518	692	28.472	
Jens Økland ¹⁴⁾	256	42	71	122	14	505	0	16	1.171	700	-	
Arne Sigve Nylund	478	0	112	259	27	876	0	124	5.338	720	15.729	
Lars Christian Bacher	497	0	107	232	33	869	54	137	3.033	710	27.529	
Hans Jakob Hegge ¹⁴⁾	239	41	67	123	21	490	0	15	1.641	742	-	
Jannicke Nilsson	426	66	106	191	31	820	33	38	1.488	712	42.597	
Torggrim Reitan ¹³⁾	619	0	107	232	106	1.064	13	129	2.972	1.058	39.876	
Anders Opedal ^{13), 14)}	228	27	45	93	35	429	0	11	1.521	ia	22.772	
Pål Eitrheim ¹⁴⁾	154	23	39	72	4	292	0	11	1.202	ia	9.587	
Alasdair Cook ^{11), 12), 14)}	542	0	0	254	57	853	35	0	0	ia	2.112	
John Knight ¹³⁾	597	0	0	0	111	708	0	0	0	1.824	-	

- 1) Alle beløp i tabellen er presentert i USD basert på gjennomsnittlige valutakurser. 2018: NOK/USD = 0,1231, GBP/USD = 1,3350, BRL/USD = 0,2562 (2017: NOK/USD = 0,1211, GBP/USD = 1,2882). Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelser.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen har mottatt kompensasjon i NOK unntatt Alasdair Cook og John Knight som har mottatt kompensasjon i GBP, og Margareth Øvrum og Anders Opedal som har mottatt kompensasjon i BRL for den delen av året de har vært medlemmer av konsernledelsen utstasjonert i Brasil.
- 3) Fast lønn består av grunnlønn, fastlønnselement, feriepenger, kontantgodtgjørelse (Alasdair Cook) og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.
- 4) Fastlønnstillegg består av kompensasjon for bortfall av pensjonsopptjening over 12G (grunnbeløpet i folketrygden).
- 5) I langtidssensitivordningen (LTI-ordningen) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Equinoraksjer, inkludert en bindingsperiode. LTI-elementet presenteres i tildelingsåret for medlemmer av konsernledelsen ansatt i Equinor 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 grunnlønn) pr. 31. desember 2017 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2018.
- 8) Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Øvrum og Timothy Dodson er medlemmer av den lukkede ytelsesordningen, mens de øvrige medlemmene av konsernledelsen i Equinor ASA er medlem av selskapets innskuddsordning.
- 9) Inkluderer beløp for medlemmer av konsernledelsen i 2017 som også er medlemmer i 2018.
- 10) Estimert nåverdi av Sætres pensjonsforpliktelse er basert på avgang med pensjon fra 67 år. Sætre har rett til å gå av med pensjon før fylte 67 år.
- 11) Kompensasjonene til Torggrim Reitan, Alasdair Cook, Margareth Øvrum and Anders Opedal inkluderer også Equinors betingelser for internasjonal utstasjonering.
- 12) Alasdair Cooks fastlønn inkluderer 39 tusen USD som er en kompensasjon i stedet for pensjonsopptjening.
- 13) John Knight gikk ut av konsernledelsen 30. april 2018. Hans fastlønn inkluderer 49 tusen USD som erstatter hans tidligere innskuddspensjon, samt et forholdsmessig fastlønnselement på 267 tusen USD som erstatter hans tidligere variable kompensasjonsordninger.
- 14) Alasdair Cook ble utnevnt til EVP for GSB 1. mai. Anders Opedal ble utnevnt til EVP for DPB 17. august og deretter EVP for TPD fra 15. oktober. Pål Eitrheim ble utnevnt til EVP for NES 17. august. Hans Jakob Hegge gikk ut av konsernledelsen 1. august og Jens Økland sluttet 17. august.
- 15) 2017 skattbar lønn har blitt oppdatert og økt for 4 KL medlemmer på grunn av unøyaktige historiske beregninger. Alle tall i tusen USD: Rummelhoff 35, Nilsson 34, Hegge 39 and Økland 33. I tillegg har årene 2015-2016 blitt oppdatert og økt for Rummelhoff 19, Nilsson 1, Hegge 22, Økland 18 og Opedal 22.

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

Resultatmodifikator

Innledning

Etter den opprinnelige godkjenningen 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 2019. Relativ avkastning til aksjeeierne er anbefalt som ett av kriteriene i modifikatoren. Forslaget er oversendt generalforsamlingen for godkjenning, i samsvar med bestemmelsene i Lov om allmennaksjeselskap § 5-6 tredje ledd siste punktum ref. § 6-16 a, første ledd, tredje punktum nr. 3.

Bakgrunn

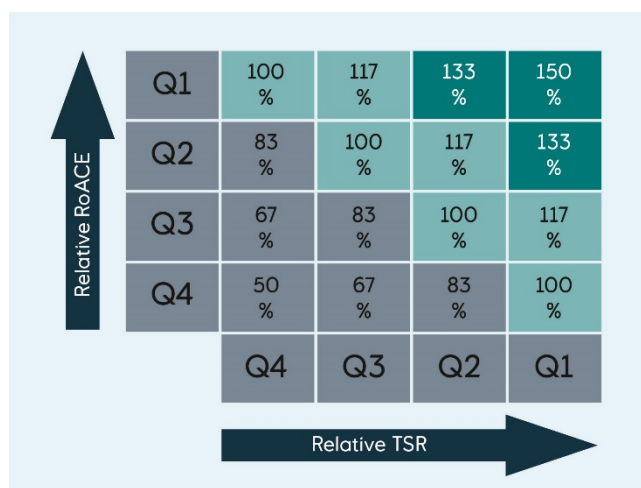
Equinor har årlige variable lønnsordninger (AVP) for medlemmer av konsernledelsen. Disse ordningene er beskrevet i avsnitt om belønningssystem og belønningssystem for konsernledelsen. Andre ledere og ansatte i definerte faglige stillinger kvalifiserer også for individuell variabel lønn i henhold til selskapets retningslinjer.

Resultatmodifikatoren er innført for å styrke koplingen mellom selskapets samlede finansielle resultater og individuell variabel lønn. Statens 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 2019. 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 fastslår vår relative posisjon. En posisjon i Q1 betyr at Equinor er i øverste kvartil blant sammenlignbare selskaper. En posisjon i Q4 betyr at Equinor er i nederste kvartil basert på prestasjon. I år med sterke leveranser på relativ TSR og ROACE vil matrisen føre til at variabel lønn blir modifisert med en faktor høyere enn 1 og, tilsvarende, lavere enn 1 i svake år. Kombinasjonen av rangering for begge mål vil fungere som en "multiplikator" i samsvar med retningslinjen i matrisen nedenfor.



Ved å benytte relative tall vil effekten av svingende oljepris bli redusert. Innenfor rammene av 50–150 % er matrisen retningsgivende og multiplikatoren (prosent) kan justeres dersom olje- eller gasspriseffektene, eller annet utenfor selskapets kontroll, anses å gi skjeve resultater i et gitt år.

Under forutsetning om godkjenning av generalforsamlingen i 2019, vil resultatmodifikatoren bli videreført i beregninger av årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen i opptjeningsåret 2019, med innvirkning på variabel lønn i 2020. Modifikatoren vil også bli benyttet i andre variable lønnsordninger under konsernledernivå. Videre benyttelse av resultatmodifikatoren vil også bli vurdert og vedtatt dersom dette anses hensiktsmessig.

Årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen vil være begrenset til rammen på 50 % av fastlønn, uavhengig av utfallet av resultatmodifikatoren. Eventuelle avvik fra denne rammen vil bli forklart i styrets årlige erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse.

Aksjeandel

Nedenfor vises antall Equinor-aksjer eid av medlemmene av styret og konsernledelsen og/eller eid av deres nærstående. Hvert medlem av styret og bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Equinor-aksjene.

Aksjeandeler i Equinor (inkludert aksjeandeler for «nære bekjente»)	Per 31. desember 2018	Per 5. mars 2019
Medlemmer i konsernledelsen		
Eldar Sætre	65,294	67,142
Lars Christian Bacher	27,529	27,529
Jannicke Nilsson	42,597	43,834
Anders Opedal	22,772	23,437
Torgrim Reitan	39,876	39,876
Alasdair Cook	2,112	2,112
Tim Dodson	31,826	33,123
Margareth Øvrum	61,610	63,285
Arne Sigve Nylund	15,729	15,729
Pål Eitrheim	9,587	9,587
Irene Rummelhoff	28,472	29,440
		0
Medlemmer i styret		
		0
Jon Erik Reinhardsen	2,584	2,584
Roy Franklin	0	0
Bjørn Tore Godal	0	0
Jeroen van der Veer	0	0
Anne Drinkwater	0	0
Rebekka Glasser Herlofsen	0	0
Wenche Agerup	2,677	2,677
Per Martin Labråten	1,653	1,836
Ingrid Elisabeth Di Valerio	5,115	5,484
Stig Lægreid	1,995	1,995

Hvert medlem av bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Equinor-aksjene per 31. desember 2018 og per 5. mars 2019. Til sammen eide medlemmer av bedriftsforsamlingen 35.150 aksjer per 31. desember 2018 og til sammen 38.020 aksjer per 5. mars 2019. 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. Equinor 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.equinor.com/finansiellkalender.

Enheten Investor Relations har det faglige ansvaret for å koordinere selskapets kommunikasjon med kapitalmarkedene og

for relasjonene mellom Equinor 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 Equinors 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 nettside. 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.equinor.com/investor.

All informasjon som sendes ut til selskapets aksjeeiere publiseres på selskapets nettside 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 Equinors vedtekter setter ingen grenser for aksjeerwerb. Equinor har ingen mekanismer som beskytter selskapet mot overtakelse i sine vedtekter, og har heller ikke iverksatt andre tiltak som begrenser muligheten til å kjøpe aksjer

i selskapet. Staten eier 67 % av aksjene, og omsetteligheten av disse aksjene er gjenstand for beslutning i Stortinget.

Styret plikter å opptre profesjonelt og i henhold til gjeldende prinsipp for god eierstyring og selskapsledelse skulle en situasjon inntreffe hvor dette punktet i Anbefalingen blir aktualisert.

Avvik fra Anbefalingen:

I henhold til Anbefalingen skal styret etablere retningslinjer for hvordan det vil opptre i tilfelle av et overtakelsestilbud. Styret har ikke etablert slike retningslinjer på grunn av selskapets eierstruktur og de årsakene som er nevnt 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 overtakelsestilbud. 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 Equinor og er valgt av generalforsamlingen. Godtgjørelsen til ekstern revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruksjonen 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.

Godtgjørelse til revisor

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Revisjonshonorar	7,1	6,1	6,5
Revisjonsrelaterte tjenester	1,0	0,9	1,0
Skattehonorar	0,0	0,0	0,1
Andre tjenester	0,0	0,0	0,0
Total	8,1	7,0	7,5

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 Equinor 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 revisjonsvalget 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 2016 – 2018

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 Equinors hovedrevisor KPMG AS for regnskapsåret 2018, 2017 og 2016.

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 Equinors konsernregnskap, internkontroll over årlig rapportering og rapporter om årsregnskapet. Det omfatter også andre revisjonstjenester, som er tjenester som det bare er ekstern revisor som kan gi, for eksempel revisjon av engangstransaksjoner og anvendelse av nye regnskapsprinsipper, revisjon av vesentlige og nylig gjennomførte systemkontroller og begrenset vurdering av kvartalsregnskapene.

Revisjonsrelaterte tjenester omfatter andre kontrolltjenester og tilknyttede tjenester levert av revisor, men som ikke er begrenset til tjenester som bare kan utføres av ekstern revisor som undertegner revisjonsberetningen, og som er relatert til gjennomføringen av revisjonen eller kontrollen av selskapets årsregnskap, for eksempel aktsomhetsvurdering i forbindelse med oppkjøp, revisjon av pensjons- og fordelsplaner, konsultasjoner vedrørende finansregnskaps- og rapporteringsstandarder.

Andre tjenester omfatter tjenester, 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 Equinor-opererte lisenser betalt til KPMG for årene 2018, 2017 og 2016 på henholdsvis 0,9 millioner USD, 0,8 millioner USD og 0,8 millioner USD.

Punkt 16 F: Endring i registrantens revisor

Den 12. desember 2018 besluttet styret i Equinor å foreslå for bedriftsforsamlingen at den fremmer et forslag til generalforsamlingen 15. mai 2019 om å vedta at Ernst & Young AS (EY) blir utnevnt til selskapets revisor for finansåret 2019. Denne beslutningen ble tatt etter en anbudsrunder.

I henhold til norsk lov har bedriftsforsamlingen mandat til å foreslå en uavhengig revisor, som må godkjennes av aksjonærene på generalforsamlingen.

KPMG AS (KPMG) har vært Equinors eksterne, uavhengige revisor siden 2012, og er ansvarlig for å utarbeide revisjonsrapporter som er inkludert i denne årsrapporten og i Form 20-F for regnskapsåret avsluttet 31. desember 2018. Med forbehold om godkjenning på generalforsamlingen, vil EY være Equinors revisor etter generalforsamlingen 15. mai 2019. EY skal være ansvarlig for å utarbeide revisjonsberetningen som skal med i Equinors årsrapport og Form 20-F for regnskapsåret som avsluttes 31. desember 2019. Det er planlagt en overgangsperiode mellom KPMG og EY i første kvartal 2019.

KPMGs revisjonsberetninger om Equinors konsernregnskap for regnskapsårene avsluttet 31. desember 2018 og 2017 inneholdt ingen negative konklusjoner eller noen konklusjon om at revisor ikke kan uttale seg om regnskapet, og heller ingen forbehold eller modifikasjoner når det gjelder usikkerhet, revisjonsomfang eller regnskapsprinsipper, bortsett fra at KPMGs beretning til konsernregnskapet for Equinor ASA og datterselskaper per 31. desember 2018 inneholdt et eget avsnitt som henviste til en

endring i framstillingen av enkelte elementer i den konsoliderte kontantstrømoppstillingen, og en endring i regnskapsprinsipper for ubalanser knyttet til løfting. Videre inneholdt KPMGs revisjonsberetning til konsernregnskapet for Equinor ASA og datterselskaper per 31. desember 2017 et eget avsnitt som henviste til en endring i framstillingen av netto rentekostnader knyttet til ytelsesplaner. KPMGs revisjonsberetninger om effektiviteten i selskapets internkontroll over finansiell rapportering per 31. desember 2018 og 2017 inneholdt ingen negative konklusjoner eller noen konklusjon om at revisor ikke kan uttale seg om regnskapet, og det var heller ingen forbehold eller modifikasjoner når det gjelder usikkerhet, revisjonsomfang eller regnskapsprinsipper, bortsett fra at KPMGs beretning per 31. desember 2017 indikerer at Equinors ikke hadde en effektiv internkontroll over finansiell rapportering per 31. desember 2017, på grunn av effekten av en vesentlig svakhet i forhold til å nå målene med kontrollkravene, og inneholder et forklarende avsnitt som konstaterer at Equinor hadde en vesentlig svakhet knyttet til selskapets kontrollfunksjoner og prosedyrer for identifisering, vurdering og rask og hensiktsmessig 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 (på andre måter enn gjennom Equinors etikkhjelpelinje).

I løpet av årene avsluttet 31. desember 2018 og 2017, og fram til 15. mars 2019, var det ingen uoverensstemmelser med KPMG, enten avklarte eller uavklarte, vedrørende spørsmål om regnskapsprinsipper eller -praksis, fremlegging av regnskaper eller revisjonsomfang eller -prosedyrer, som, dersom de ikke ble avklart til KPMGs tilfredsstillelse, ville ha fått dem til å henvise til uoverensstemmelsen i forbindelse med en av beretningene som skulle avgis.

I løpet av regnskapsårene avsluttet 31. desember 2018 og 2017 og fram til 15. mars 2019 var det ingen rapporteringspliktige hendelser, slik begrepet er definert under Item 16F(a)(1)(v) i Form 20-F, annet enn det som beskrives under.

Som det ble drøftet i Equinors "annual report on Form 20-F" for året avsluttet 31. desember 2017 ("2017 20-F"), konkluderte Equinors ledelse med at Equinors internkontroll over finansiell rapportering ikke var effektiv per 31. desember 2017, grunnet en vesentlig svakhet i kontrollfunksjoner og prosedyrer, som beskrevet over. Påstandene var gjenstand for grundige undersøkelser i samarbeid med eksterne rådgivere, og det ble ikke funnet noen vesentlig feilrapportering. Saken hadde derfor ingen innvirkning på konsernregnskapet for 2017, eller for tidligere perioder.

Bortsett fra den vesentlige svakheten som ble beskrevet i 2017 20-F, har ikke Equinors ledelse identifisert andre svakheter som kunne fått ledelsen til å konkludere med at Equinors internkontroll over finansiell rapportering ikke var effektiv per 31. desember 2017.

Equinors styre drøftet den vesentlige svakheten med KPMG, og Equinor har gitt KPMG fullmakt til å svare fullt ut på alle spørsmål fra ny, uavhengig revisor i denne saken.

Equinor har gitt KPMG en kopi av informasjonen over, og har bedt KPMG om å gi Equinor et brev adressert til Securities and

Exchange Commission som angir hvorvidt KPMG er enig i denne informasjonen. Vi har vedlagt som Exhibit 15(a)(iv) til Form 20-F en kopi av brevet fra KPMG, i henhold til kravet forbundet med Item 16F(a)(3) i Form 20-F.

I løpet av regnskapsårene avsluttet 31. desember 2018 og 31. desember 2017, og fram til 15. mars 2019, har Equinor ikke rådført seg med EY når det gjelder anvendelse av regnskapsprinsipper på gjennomførte eller overveide transaksjoner, eller når det gjelder hvilken type revisjonsberetning som kan avgis fra EY vedrørende Equinors

konsernregnskap eller effektiviteten i selskapets internkontroll over finansiell rapportering. EY har heller ikke gitt noen skriftlige eller muntlige råd som har vært viktig for Equinors vurdering når det gjelder å fatte beslutning knyttet til spørsmål om regnskap, revisjon eller finansiell rapportering, eller andre spørsmål det har vært uoverensstemmelse om eller som har vært definert som rapporteringspliktig hendelse eller andre spørsmål definert i 16F(a)(1)(v) i Form 20-F.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen



Regnskap og noter



4.1	Konsernregnskap Equinor	139
4.2	Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass	209
4.3	Selskapsregnskap for Equinor ASA	222

4.1 Konsernregnskap Equinor

Uavhengig revisors beretning

Til generalforsamlingen i Equinor ASA

Uttalelse om revisjonen av årsregnskapet

Konklusjon

Vi har revidert Equinor ASAs årsregnskap for 2018, som består av:

- konsernregnskapet for Equinor ASA med datterselskaper (konsernet), som består av balanse per 31. desember 2018, resultatregnskap, utvidet resultatregnskap, oppstilling over endringer i egenkapital og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og noter, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper, og
- selskapsregnskapet for Equinor ASA (selskapet), som består av balanse per 31. desember 2018, resultatregnskap, utvidet resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og noter, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper.

Etter vår mening:

- er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter
- gir konsernregnskapet et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til konsernet Equinor ASA per 31. desember 2018 og av konsernets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU og International Financial Reporting Standards utstedt av International Accounting Standards Board.
- gir selskapsregnskapet et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til Equinor ASA per 31. desember 2018 og av selskapets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med forenklet anvendelse av internasjonale regnskapsstandarder etter regnskapsloven § 3-9.

Grunnlag for konklusjonen

Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder de internasjonale revisjonsstandardene International Standards on Auditing (ISA-ene). Våre oppgaver og plikter i henhold til disse standardene er beskrevet i *Revisors oppgaver og plikter ved revisjon av årsregnskapet*. Vi er uavhengige av selskapet og konsernet slik det kreves i lov og forskrift, og har overholdt våre øvrige etiske forpliktelser i samsvar med disse kravene.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

Sentrale forhold ved revisjonen

Sentrale forhold ved revisjonen er de forhold vi mener var av størst betydning ved revisjonen av årsregnskapet for 2018. Disse forholdene ble håndtert ved revisjonens utførelse og da vi dannet oss vår mening om årsregnskapet som helhet. Vi konkluderer ikke særskilt på disse forholdene.

*Sentrale forhold i revisjonen***Verdsettelse av oppstrømseiendeler inkludert eiendeler under tilvirkning, aktiverte letekostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser**

Konsernet eier vesentlige oppstrømseiendeler herunder eiendeler under tilvirkning, aktiverte utviklingskostnader og oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser. Dette er et fokusområde for oss siden det er vesentlig estimeringsusikkerhet knyttet til verdsettelsen av disse eiendelene.

Verdsettelsen av oppstrømseiendelene avhenger av ledelsens estimer på fremtidige kontantstrømmer som eiendelene forventes å generere. Den bokførte verdien av eiendelene er 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 bokført verdi av oppstrømseiendelene påvirkes av endringer i forventede reserver og oppdaterte kostnadsestimer grunnet operasjonell utvikling.

I 2018 er det regnskapsført flere nedskrivninger, samt reverseringer av tidligere nedskrivninger, grunnet eiendelsspesifikke nedskrivings- eller reverseringsindikatorer, hovedsakelig:

- reversering av tidligere nedskrivning relatert til konvensjonelle offshoreeiendeler i Norge som skyldes oppdaterte forutsetninger for langsiktige valutakurser; og
- nedskrivning av ukonvensjonelle eiendeler i Nord-Amerika grunnet reduserte langsiktige prisforutsetninger og, spesielt for en eiendel, redusert virkelig verdi

Aktiverte letekostnader og aktiverte oppkjøpskostnader for olje- og gasslisenser blir vurdert for nedskrivning 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 nedskrivnings- eller reverseringstester 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 nedskrivningstest er påkrevet. Vi har ikke identifisert eiendeler hvor nedskrivningstest var nødvendig utover de som var identifisert av ledelsen. For de eiendelene ledelsen identifiserte en nedskrivnings-/reverseringsindikator, evaluerte og testet vi ledelsens kontroller av nedskrivningsberegningene, inkludert forutsetningene som ble benyttet i beregningene.

Vi har vurdert de makroøkonomiske forutsetningene ledelsen har lagt til grunn, inkludert råvarepriser på kort og lang sikt, valutakurser, inflasjonsprognoser og diskonteringsrenten. Vi har innhentet observerbare markedspriser fra uavhengige kilder og sammenlignet disse mot de kortsiktige prisprognosene som er lagt til grunn i beregningene. Vi har videre sammenlignet de langsiktige forutsetningene som ledelsen har brukt i sine modeller med vurderinger som er publisert av meglere, økonomer, konsulenter og respekterte bransjeorganisasjoner. Vurderingene som vi har innhentet direkte fra primærkildene har gitt oss et utvalg av tredjepartsdata som supplerer våre egne synspunkter.

Vi har benyttet markedsdata og sammenlignet de enkelte bestanddelene i beregningen av diskonteringsrenten ledelsen har brukt i nedskrivningstestene. De viktigste bestanddelene er risikofri rente, markedsrisikopremie og finansieringsstruktur (gjeldsgrad og gjelds- og egenkapitalkostnad). I testingen av disse forutsetningene har vi benyttet oss av verdsettelseseksperter i KPMG.

For eiendelene der ledelsen identifiserte en nedskrivnings-/reverseringsindikator, har vi vurdert verdsettelsesmetoden og estimatene på fremtidige kontantstrømmer, samt utfordret ledelsen på om estimatene er hensiktsmessige sett i lys av:

- ledelsens prognoser på råvarepriser, valutakurser og inflasjon;
- produksjons- og reserveestimer;
- investerings- og driftsbudsjetter samt oppnådde resultater; og
- tidligere års estimer.

Der ledelsen har benyttet verdsettelse utarbeidet av eksterne spesialister har vi, ved bruk av verdsettelseseksperter i KPMG, vurdert hvorvidt disse verdsettelsene har vært hensiktsmessige.

Vi har vurdert om verdsettelsesmodellene er matematisk nøyaktige, og hvorvidt nedskrivningen (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 prognoser.

Vi har vurdert og testet ledelsens kontroller for å vurdere bokført verdi av aktiverte letekostnader og anskaffelseskost for olje- og gasslisenser.

*Sentrale forhold i revisjonen***Inntektsskattestimater**

Konsernet har virksomhet i mange land, og hvert land har sitt eget skatteregime. Ledelsen gjør vurderinger og estimater for usikre skatteposisjoner og verdsettelse av utsatte skattefordeler. Dette er et fokusområde for oss siden det er vesentlig estimeringsusikkerhet knyttet til regnskapsføring av usikre skatteposisjoner og verdsettelse av utsatte skattefordeler.

Konsernet har vesentlige utsatte skattefordeler relatert til historiske skattemessige tap. Tidshorisonen 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 2018 regnskapsførte Konsernet USD 0,9 milliarder i utsatte skattefordeler knyttet til historiske skattemessige tap. Disse utsatte skattefordelene var tidligere ikke regnskapsførte.

Ledelsen bruker stor grad av skjønn for å estimere avsetninger knyttet til usikre skatteposisjoner og/eller tilhørende noteopplysninger. Disse oppstår normalt i land hvor olje- og gassindustriens skattebidraget til nasjonalbudsjettet er vesentlig, og der skatteregimene og skatteforvaltningen er umodne og/eller under utvikling.

Den vesentligste usikre skatteposisjonen er tvisten med norske skattemyndigheter. I 2016 utstedte norske myndigheter et varsel om endring av ligning vedrørende transaksjoner mellom Equinor Coordination Center (SCC) i Belgia og enkelte norske selskaper i konsernet. Saken gjelder SCCs kapitalstruktur og overholdelse av prinsippet om armlengdes avstand. I tillegg utstedte 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.

Vi henviser til note 9 *Skatter* og note 24 *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 prognoser for råvarepriser og valutakursforutsetninger er konsistente med forutsetninger beskrevet i sentrale forhold ved revisjonen om verdsettelse av oppstrømseiendeler, inklusive eiendeler under tilvirkning, aktiverte letestkoder 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 vurderer det slik at regnskapsføring for utsatte skattefordeler relatert til historiske skattemessige tap, er rimelig.

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 skatteinspeksjoner/-saker der det har vært hensiktsmessig.

Ledelsens estimater relatert til avsetninger for usikre skatteposisjoner ble vurdert 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.

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 forenklet anvendelse av internasjonale regnskapsstandarder etter regnskapsloven § 3-9, og for konsernregnskapet i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU og International Reporting Standards utstedt av International Accounting Standards Board. Ledelsen er også ansvarlig for slik intern kontroll som den finner nødvendig for å kunne utarbeide et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Ved utarbeidelsen av årsregnskapet er ledelsen ansvarlig for å ta standpunkt til selskapets og konsernets evne til fortsatt drift, og på tilbørlig måte å opplyse om forhold av betydning for fortsatt drift. Forutsetningen om fortsatt drift skal legges til grunn for årsregnskapet med mindre ledelsen enten har til hensikt å avvike konsernet eller å legge ned virksomheten, eller ikke har noe realistisk alternativ til dette.

Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet

Vårt mål med revisjonen er å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller utilsiktede feil, og å avgi en revisjonsberetning som inneholder vår konklusjon. Betryggende sikkerhet er en høy grad av sikkerhet, men ingen garanti for at en revisjon utført i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, alltid vil avdekke vesentlig feilinformasjon som eksisterer. Feilinformasjon kan oppstå som følge av misligheter eller utilsiktede feil. Feilinformasjon blir vurdert som vesentlig dersom den enkeltvis eller samlet med rimelighet kan forventes å påvirke økonomiske beslutninger som brukerne foretar basert på årsregnskapet.

Som del av en revisjon i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, utøver vi profesjonelt skjønn og utviser profesjonell skepsis gjennom hele revisjonen. I tillegg:

- identifiserer og anslår vi risikoen for vesentlig feilinformasjon i regnskapet, enten det skyldes misligheter eller utilsiktede feil. Vi utformer og gjennomfører revisjonshandlinger for å håndtere slike risikoer, og innhenter revisjonsbevis som er tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon. Risikoen for at vesentlig feilinformasjon som følge av misligheter ikke blir avdekket, er høyere enn for feilinformasjon som skyldes utilsiktede feil, siden misligheter kan innebære samarbeid, forfalskning, bevisste utelatelser, uriktige fremstillinger eller overstyring av intern kontroll.
- opparbeider vi oss en forståelse av den interne kontroll som er relevant for revisjonen, for å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets og konsernets interne kontroll.
- evaluerer vi om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimaterne og tilhørende noteopplysninger utarbeidet av ledelsen er rimelige.
- konkluderer vi på hensiktsmessigheten av ledelsens bruk av fortsatt drift-forutsetningen ved avleggelsen av regnskapet, basert på innhentede revisjonsbevis, og hvorvidt det foreligger vesentlig usikkerhet knyttet til hendelser eller forhold som kan skape tvil av betydning om selskapets 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 datoen 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 finansielle informasjonen til enhetene eller forretningsområdene i konsernet for å kunne gi uttrykk for en mening om det konsoliderte regnskapet. Vi er ansvarlige for å lede, følge opp og gjennomføre konsernrevisjonen. Vi alene er ansvarlige for vår revisjonskonklusjon.

Vi kommuniserer med styret blant annet om det planlagte omfanget av revisjonen og til hvilken tid revisjonsarbeidet skal utføres. Vi utveksler også informasjon om forhold av betydning som vi har avdekket i løpet av revisjonen, herunder om eventuelle svakheter av betydning i den interne kontrollen.

Vi gir styret en uttalelse om at vi har etterlevd relevante etiske krav til uavhengighet, og om at vi har kommunisert og vil kommunisere med dem alle relasjoner og andre forhold som med rimelighet kan tenkes å kunne påvirke vår uavhengighet, og, der det er relevant, om tilhørende forholdsregler.

Av de sakene vi har kommunisert med styret, tar vi standpunkt til hvilke som var av størst betydning for revisjonen av årsregnskapet for den aktuelle perioden, og som derfor er sentrale forhold ved revisjonen. Vi beskriver disse sakene i revisjonsberetningen med mindre lov eller forskrift hindrer offentliggjøring av saken, eller dersom vi, i ekstremt sjeldne tilfeller, beslutter at en sak ikke skal omtales i beretningen siden de negative konsekvensene av en slik offentliggjøring med rimelighet må forventes å oppveie allmennhetens interesse av at saken blir omtalt.

Uttalelse om øvrige lovmessige krav

Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsene om foretaksstyring og samfunnsansvar

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene 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 forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge.

Stavanger 5. mars 2019
KPMG AS

/s/ Ståle Christensen
Statsautorisert revisor

KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2018	2017	2016
Salgsinntekter	3, 27	78.555	60.971	45.688
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	12	291	188	(119)
Andre inntekter	4	746	27	304
Sum inntekter	3	79.593	61.187	45.873
Varekostnad		(38.516)	(28.212)	(21.505)
Driftskostnader		(9.528)	(8.763)	(9.025)
Salgs- og administrasjonskostnader		(758)	(738)	(762)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10, 11	(9.249)	(8.644)	(11.550)
Letekostnader	11	(1.405)	(1.059)	(2.952)
Driftsresultat	3	20.137	13.771	80
Netto finansposter	8	(1.263)	(351)	(258)
Resultat før skattekostnad		18.874	13.420	(178)
Skattekostnad	9	(11.335)	(8.822)	(2.724)
Årets resultat		7.538	4.598	(2.902)
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		7.535	4.590	(2.922)
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		3	8	20
Ordinært resultat per aksje (i USD)		2,27	1,40	(0,91)
Utvannet resultat per aksje (i USD)		2,27	1,40	(0,91)
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner)		3.326	3.268	3.195
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående, utvannet (i millioner)		3.335	3.288	3.207

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2018	2017	2016
Årets resultat		7.538	4.598	(2.902)
Aktuarmessige gevinster/(tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger	19	(110)	172	(503)
Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		22	(38)	129
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet		(88)	134	(374)
Omregningsdifferanser		(1.652)	1.710	17
Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg		64	(64)	0
Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer		(5)	(40)	0
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet		(1.593)	1.607	17
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		(1.681)	1.741	(357)
Sum innregnede inntekter og kostnader		5.857	6.339	(3.259)
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		5.855	6.331	(3.279)
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		3	8	20

KONSERNBALANSE

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2018	2017
EIENDELER			
Varige driftsmidler	10	65.262	63.637
Immaterielle eiendeler	11	9.672	8.621
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	12	2.863	2.551
Utsatt skattefordel	9	3.304	2.441
Pensjonsmidler	19	831	1.306
Finansielle derivater	26	1.032	1.603
Finansielle investeringer	13	2.455	2.841
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	1.033	912
Sum anleggsmidler		86.452	83.911
Varelager	14	2.144	3.398
Kundefordringer og andre fordringer	15	8.998	9.425
Finansielle derivater	26	318	159
Finansielle investeringer	13	7.041	8.448
Betalingsmidler	16	7.556	4.390
Sum omløpsmidler		26.056	25.820
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	4	0	1.369
Sum eiendeler		112.508	111.100
EGENKAPITAL OG GJELD			
Aksjonærs egenkapital		42.970	39.861
Ikke-kontrollerende eierinteresser		19	24
Sum egenkapital	17	42.990	39.885
Finansiell gjeld	18, 22	23.264	24.183
Utsatt skatt	9	8.671	7.654
Pensjonsforpliktelser	19	3.820	3.904
Avsetninger	20	15.952	15.557
Finansielle derivater	26	1.207	900
Sum langsiktig gjeld		52.914	52.198
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	21	8.369	9.737
Betalbar skatt		4.654	4.057
Finansiell gjeld	18	2.463	4.091
Skyldig utbytte	17	766	729
Finansielle derivater	26	352	403
Sum kortsiktig gjeld		16.605	19.017
Sum gjeld		69.519	71.214
Sum egenkapital og gjeld		112.508	111.100

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner USD)	Aksjekapital	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital ¹⁾	Omregnings-differanser	Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapital-konsoliderte investeringer	Aksjonærs egenkapital	Ikke-kontrollerende eierinteresser	Sum egenkapital
31. desember 2015	1.139	5.720	38.693	(5.281)	0	40.271	36	40.307
Årets resultat			(2.922)			(2.922)	20	(2.902)
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			(374)	17	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	35.072	27	35.099
Årets resultat			4.590			4.590	8	4.598
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			71	1.710	(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	34.342	(3.554)	(40)	39.861	24	39.885
Årets resultat			7.535			7.535	3	7.538
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			(24)	(1.652)	(5)	(1.681)		(1.681)
Sum innregnede inntekter og kostnader								5.857
Utbytte	5	333	(3.064)			(2.726)		(2.726)
Andre egenkapitaltransaksjoner		(19)	0			(19)	(8)	(27)
31. desember 2018	1.185	8.247	38.790	(5.206)	(44)	42.970	19	42.990

1) Tidligere rapporterte Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg er flyttet fra separat kolonne og lagt inn under opptjent egenkapital kolonnen.

Se note 27 Endring i regnskapsprinsipp for mer informasjon.

Se note 17 Egenkapital og utbytte for ytterligere informasjon.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2018	2017	2016
			(omarbeidet*)	(omarbeidet*)
Resultat før skattekostnad		18.874	13.420	(178)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10	9.249	8.644	11.550
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	11	357	(8)	1.800
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		166	(127)	120
(Gevinst) tap fra nedsalg	4	(648)	395	(110)
(Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		(526)	(884)	877
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	26	409	19	1.198
Mottatte renter		176	148	134
Betalte renter		(441)	(622)	(548)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		27.615	20.985	14.843
Betalte skatter		(9.010)	(5.766)	(4.386)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		1.090	(417)	(1.639)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		19.694	14.802	8.818
Kjøp av virksomhet	4	(3.557)	0	0
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler		(11.367)	(10.755)	(12.191)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		1.358	592	877
(Økning) reduksjon i derivater finansielle instrumenter		238	(439)	216
(Økning) reduksjon i andre rentebærende poster		343	79	107
Salg av eiendeler	4	1.773	406	761
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		(11.212)	(10.117)	(10.230)
Ny langsiktig rentebærende gjeld	18	998	0	1.322
Nedbetaling langsiktig gjeld		(2.875)	(4.775)	(1.072)
Betalt utbytte	17	(2.672)	(1.491)	(1.876)
Netto endring kortsiktige lån og annet		(476)	444	(333)
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	18	(5.024)	(5.822)	(1.959)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		3.458	(1.137)	(3.371)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		(292)	436	(152)
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakredittrekk)	16	4.390	5.090	8.613
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakredittrekk)	16	7.556	4.390	5.090

* Relatert til endring i regnskapsprinsipp. Se note 27 Endring i regnskapsprinsipp for mer informasjon.

Betalingsmidler inkluderer kassakredittrekk på 0 millioner USD per 31. desember 2018, 2017 og 2016.

Betalte renter i kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er eksklusive aktiverte renter på 552 millioner USD per 31. desember 2018, 454 millioner USD per 31. desember 2017 og 355 millioner USD per 31. desember 2016. Aktiverte renter er inkludert i Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler i kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter.

Noter til konsernregnskapet

1 Organisasjon

Equinor ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoil ASA endret navn til Equinor ASA etter godkjenning av navneendring på selskapets generalforsamling den 15. mai 2018.

Equinor ASAs aksjer er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Equinorkonsernets virksomhet består i hovedsak av leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer.

Equinorkonsernets olje- og gassvirksomhet og lisensandeler på norsk sokkel tilhører det heleide datterselskapet Equinor Energy AS. Dette selskapet er samskyldner eller garantist for enkelte av Equinor ASAs gjeldsforpliktelser.

Equinors konsernregnskap for 2018 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 5. mars 2019.

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Overensstemmelseserklæring

Det konsoliderte regnskapet for Equinor ASA og dets datterselskaper ("Equinor") er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRSer) som fastsatt av Den europeiske unionen (EU), og med IFRSer utgitt av International Accounting Standards Board (IASB) som er gjeldende per 31. desember 2018.

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, bortsett fra i tilfeller som nevnt i relevante noter, basert på implementeringen av nye regnskapsstandarder i 2018. 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.

Endring i vesentlige regnskapsprinsipper i rapporteringsperioden

Med virkning fra 1. januar 2018 implementerte Equinor IFRS 9 Finansielle instrumenter og IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter. Samtidig endret Equinor frivillig sitt prinsipp for regnskapsføring av salgsinntekt fra produksjon av olje- og gasseiendeler der Equinor deler eierinteresser med andre selskaper, samt prinsippet for presentasjon av visse elementer knyttet til derivater, ikke-monetære valutaeffekter og arbeidskapital i kontantstrømpoppstillingen. Det vises til Note 27 Endring i regnskapsprinsipp for ytterligere informasjon om disse prinsippendringene.

Utgitte, ikke implementerte standarder, tolkninger av standarder, og endringer i standarder

På balansedagen er følgende nye regnskapsstandarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder som er relevant for Equinor vedtatt, men ikke trådt i kraft:

IFRS 16 Leieavtaler

IFRS 16 vil bli implementert av Equinor 1. januar 2019. Det refereres til Note 23 Implementering av IFRS 16 for videre informasjon om standarden, Equinors prinsippvalg, og implementeringseffekten av IFRS 16.

Andre standarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder

Endringer i IFRS 10 Konsernregnskap og IAS 28 Investeringer i tilknyttede foretak og felleskontrollert virksomhet, utgitt i 2014 og effektiv fra en dato som foreløpig ikke er fastsatt av IASB, etablerer krav til regnskapsføring av salg og tingsinnskudd av eiendeler mellom en investor og investorens tilknyttede foretak eller felleskontrollerte virksomhet. Endringene skal implementeres prospektivt. Equinor har ikke bestemt implementeringstidspunkt for endringene.

Endringer i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger, utgitt i oktober 2018 og med virkning fra 1. januar 2020, innebærer forbedringer i definisjonen av en virksomhet. Endringene etablerer også en valgfri test for identifisering av konsentrasjon av virkelig verdi som, hvis testen anvendes og

kravene oppfylles, vil konkludere med at en oppkjøpt gruppe aktiviteter og eiendeler ikke utgjør en virksomhet. Endringene skal anvendes på relevante transaksjoner som skjer på eller etter implementeringsdatoen. Equinor har ennå ikke fastsatt 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 Equinors konsernregnskap, eller forventes ikke å være relevante for Equinor på implementeringstidspunktet.

Frivillig endring i vesentlige regnskapsprinsipper som er besluttet, men ikke implementert

I 2018 endret Equinor sitt prinsipp for regnskapsføring av salgsinntekt fra produksjon av olje- og gasseiendeler der Equinor deler eierinteresser med andre selskaper. Det vises til Note 27 Endring i regnskapsprinsipp for ytterligere informasjon. Spørsmålet om hvilken metode som er best egnet til å reflektere skjevloft av volumer har vært gjenstand for diskusjoner i IFRIC (tolkningskomiteen for IFRS) mot slutten av 2018 og videre i 2019. Basert på IFRIC-diskusjonene har Equinor besluttet å vende tilbake til å innregne salgsinntekt på bakgrunn av løftede og solgte volumer i perioden (salgsmetoden). Denne prinsippendringen vil bli gjennomført 1. januar 2019, og virkningen på Equinors egenkapital ved implementeringen er forventet å være uvesentlig.

Konsolidering

Konsernregnskapet omfatter regnskapet til morselskapet Equinor ASA og datterselskaper, og inkluderer Equinors eierinteresser i felleskontrollert virksomhet og tilknyttede foretak.

Datterselskaper

Foretak vurderes å være kontrollert av Equinor, og blir konsolidert i konsernregnskapet, når Equinor har makt over foretaket, mulighet til å påvirke avkastningen gjennom sin makt over foretaket, og er eksponert for eller har rettigheter til variabel avkastning fra sitt engasjement i foretaket.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert.

Ikke-kontrollerende eierinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

Felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger, felleskontrollert virksomhet og tilknyttede foretak

En ordning der Equinor er deltaker med 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 Equinor 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. Equinor innregner eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader knyttet til Equinors andel i felleskontrollerte driftsordninger i samsvar med prinsippene som gjelder for slike eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader.

Oppkjøp av eierandeler i felleskontrollerte driftsordninger med aktivitet som utgjør en virksomhet, bokføres i henhold til prinsippene for virksomhetssammenslutning.

De av Equinors lete- og utvinningslisenser som faller inn under virkeområdet til IFRS 11 Felleskontrollerte ordninger er klassifisert som felleskontrollerte driftsordninger. En betydelig andel av Equinors felles lete- og produktionsaktivitet i enheter uten begrenset ansvar drives i ordninger som ikke er felleskontrollerte, enten fordi det ikke er krav om enstemmighet mellom de involverte partene, eller fordi ingen enkeltstående gruppe deltakere har felles kontroll over virksomheten. Lisensbasert aktivitet hvor kontroll kan oppnås gjennom avtaler mellom flere enn en kombinasjon av involverte parter ansees å ligge utenfor virkeområdet til IFRS 11, og slike aktiviteter innregnes linje for linje i tråd med Equinors eierandel. For tiden er det ikke vesentlige forskjeller i Equinors regnskapsføring av lisensaktiviteter i enheter uten begrenset ansvar, enten de ligger innenfor eller utenfor virkeområdet til IFRS 11.

Felleskontrollerte virksomheter hvor Equinor har rettigheter knyttet til ordningens netto eiendeler, regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

Investeringer i foretak hvor Equinor ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsippavgjørelser, samt Equinors deltakelse i felleskontrollerte virksomheter, klassifiseres som tilknyttede foretak og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. For tiden omfatter dette flertallet av Equinors investeringer i Nye energiløsninger (NES). Egenkapitalmetoden innebærer at investeringer blir ført i balansen til kostpris med tillegg av Equinors andel av endring i enhetens netto eiendeler etter oppkjøpet, med fratrukk for mottatte kapitalutdelinger og eventuelle nedskrivninger av investeringen. Goodwill kan forekomme og utgjør det beløp som Equinors investering overstiger netto markedsverdi av det tilknyttede foretakets eller den felleskontrollerte virksomhetens identifiserbare eiendeler og forpliktelser med. Slik goodwill innregnes som del av den angjeldende investeringen. Konsernresultatregnskapet reflekterer Equinors 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 Equinors regnskapsprinsipper. Vesentlige urealiserte gevinster på transaksjoner mellom Equinor og en egenkapitalkonsolidert investering elimineres for Equinors andel av denne enheten.

Urealiserte tap elimineres også, med mindre transaksjonen innebærer bevis for at overdratte eiendeler må nedskrives. Equinor vurderer egenkapitalkonsoliderte investeringer for nedskrivning når hendelser eller endrede forhold tilsier at bokført verdi ikke er gjenvinnbar.

Equinor som operatør for felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokert med utgangspunkt i påløpte timer til forretningsområder og Equinor-opererte felleskontrollerte driftsordninger under IFRS 11 og lignende ordninger (lisenser) utenfor virkeområdet til IFRS 11. Kostnader allokert til de andre partnernes andeler i felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger reduserer kostnadene i konsernresultatregnskapet. Kun Equinors andel av resultatposter og balanseposter relatert til Equinor-opererte felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger er reflektert i Equinors resultatregnskap og balanse.

Segmentrapportering

Equinor identifiserer forretningsområder basert på de deler av konsernet som regelmessig gjennomgås av øverste beslutningstaker, konsernledelsen. Equinor rapporterer forretningsområder samlet når disse tilfredsstillende gitte aggregeringskriterier.

Regnskapsprinsippene som beskrevet i denne noten gjelder også for finansiell informasjon som er inkludert i segmentrelaterte noteopplysninger i dette konsernregnskapet.

Omregning av utenlandsk valuta

Ved utarbeidelse av regnskapene til de enkelte selskapene blir transaksjoner i andre valutaer enn selskapets funksjonelle valuta omregnet til funksjonell valuta ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til funksjonell valuta ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i konsernregnskapet som gevinst eller tap på utenlandsk valuta. Differanser som oppstår ved omregning av estimatbaserte avsetninger reflekteres imidlertid generelt som del av endringen i det underliggende estimatet, og kan således inngå i konsernregnskapets driftskostnader eller skattekostnader, avhengig av den enkelte avsetningens art. Poster som ikke er pengeposter, og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet. Lån fra Equinor ASA til datterselskap med annen funksjonell valuta enn morselskapet, og der oppgjør verken er planlagt eller sannsynlig i overskuelig fremtid, ansees som del av morselskapets nettoinvestering i datterselskapet. Omregningsdifferanser som oppstår på slike lån innregnes mot egenkapitalen i konsernregnskapet.

Presentasjonsvaluta

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, eiendeler og forpliktelser for hvert datterselskap omregnet fra funksjonell valuta til USD, som er presentasjonsvaluta for Equinors konsernregnskap. Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn USD, omregnes eiendeler og gjeld til USD basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på kursen på transaksjonstidspunktet. Differanser ved omregning fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta føres direkte mot inntekter og kostnader innregnet mot egenkapitalen. Ved salg av en virksomhet blir det akkumulerte omregningsbeløpet som tidligere er innregnet mot egenkapitalen reklassifisert til resultatregnskapet og inkludert som en del av salgsgevinst eller -tap.

Virksomhetssammenslutninger

Skjønn må utøves i hvert tilfelle for å vurdere hvorvidt et oppkjøp tilfredsstillende 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

Equinor presenterer 'Inntekter fra kundekontrakter' og 'Andre salgsinntekter' på en enkelt linje, 'Salgsinntekter' i konsernresultatregnskapet.

Inntekter fra kundekontrakter

Inntekter fra kundekontrakter blir regnskapsført når leveringsforpliktelsene for varer eller tjenester i hver enkelt kundekontrakt er oppfylt. Inntekten som innregnes er det beløpet som selskapet forventer å motta som godtgjørelse knyttet til disse varene og tjenestene. Inntektene fra salg og transport av råolje, naturgass og petroleumsprodukter samt andre varer blir regnskapsført når kunden tar kontroll over varene, normalt når eiendomsretten overføres ved varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Hvert slikt salg representerer normalt en leveringsforpliktelse, som når det gjelder naturgass gjennomføres over tid i henhold til levering av de fysiske kvantum.

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind").

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettobasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i resultatregnskapet.

Andre salgsinntekter

Poster som representerer en form for salgsinntekt, eller som er nær knyttet til salgskontrakter, presenteres som Andre salgsinntekter hvis de ikke kvalifiserer som inntekter fra kundekontrakter. Andre salgsinntekter inkluderer skatt betalt i form av fysisk leveranse ("in kind") i henhold til visse

produksjonsdelingsavtaler (PSAer), og nettoeffekten av råvaretrading og råvarebaserte derivater knyttet til salgskontrakter eller til inntektsrelatert risikostyring.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor Equinor har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres basert på Equinors eierandel i feltene. Justeringer for ubalanser mellom olje- og gassproduksjon og salg (overløft eller underløft av volumer) vises som Andre salgsinntekter, og inngår i balansen til markedsverdi som kortsiktige fordringer eller gjeld.

Transaksjoner med Den norske stat

Equinor markedsfører og selger Den norske statens andel av olje- og gassproduksjon fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom SDØE. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som henholdsvis varekostnad og inntekter fra kundekontrakter. Equinor selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Disse salgene, og de relaterte utgifter refundert av Den norske stat, er regnskapsført netto i konsernregnskapet.

Ytelser til ansatte

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid.

Forskning og utvikling

Equinor driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Equinors 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.

Inntektsskatt

Skattekostnad i konsernregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i konsernresultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er innregnet direkte mot egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrav vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalinger (knyttet til potensielle skattekrav, inkludert straffeskatt) inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt (knyttet til omstridte skattekrav) reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sannsynlig. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i netto finansposter i konsernregnskapet. Friinntekten på norsk sokkel innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker betalbar skatt.

Utsatt skatt beregnes som utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier av eiendeler og gjeldsposter og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte eller i praksis vedtatte skattesatser. Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelene kan utnyttes. For å balanseføre utsatte skattefordeler basert på forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet, underbygget av faktorer som eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer, forventede valutakursendringer og lignende forhold. En utsatt skatteforpliktelse med en tilsvarende utsatt skattefordel innregnes ved første gangs innregning av en fjerningsforpliktelse i konsernregnskapet.

Lete- og utbyggingsutgifter

Equinor 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 evalueringsfasen 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 evalueringsutgifter, kostnadsføres løpende.

Balanseførte leteutgifter knyttet til letebrønner offshore som påviser sikre reserver, inkludert utgifter til kjøp av andeler i letelisenser, overføres fra balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter (under immaterielle eiendeler) til varige driftsmidler på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet. Når ingen sanksjonering er påkrevd for landbaserte brønner, skjer overføring av balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter (under immaterielle eiendeler) til varige driftsmidler når hver brønn er produksjonsklar.

Ved kjøp av andeler i letelisenser ("farm-in"-avtaler) hvor Equinor 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 Equinor nedsalg i eierandeler i letelisenser ("farm-out"-avtaler) med kontinuitet, uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Ved etter-skatt baserte avhendelser av eiendeler på norsk sokkel inkluderes tilbakeføring av tidligere beregnede og regnskapsførte utsatte skatteforpliktelser knyttet til disse eiendelene i 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, letekostnader overført fra immaterielle eiendeler, og eventuelle lånekostnader henført til eiendeler som kvalifiserer for slik balanseføring. Betinget vederlag som inngår i anskaffelsen av en eiendel eller gruppe av like eiendeler måles opprinnelig til virkelig verdi. Senere endringer i virkelig verdi som ikke kun skyldes tidsforløp, reflekteres i bokført verdi av eiendelen eller gruppen av eiendeler, med mindre eiendelen er verdiforringet. Varige driftsmidler omfatter også kostnader pådratt i henhold til betingelsene i PSAer i enkelte land, og som kvalifiserer for innregning som eiendeler i konsernbalansen. Statseide virksomheter i de enkelte land besitter imidlertid normalt de formelle eierrettighetene til slike PSA-baserte varige driftsmidler.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som avgis, med mindre hverken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner inkluderer utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene der en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte Equinor. Utgifter ved inspeksjoner og ettersyn i tilknytning til større vedlikeholdsprogram som planlegges og gjennomføres med mer enn ett års jevnlig mellomrom, balanseføres og avskrives over perioden frem til neste planlagte inspeksjon og vedlikeholdsarbeid. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Balanseførte leteutgifter, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass, balanseføres som produksjonsanlegg olje og gass innenfor varige driftsmidler. Når slike balanseførte utgifter er bygget for vesentlig større volumer enn reservene knyttet til allerede utbygde og produserende brønner, avskrives de etter produksjonshetsmetoden basert på totale sikre reserver som forventes utvunnet fra området i løpet av konsesjons- eller avtaleperioden. Produksjonsbrønner avskrives etter produksjonshets-metoden basert på sikre utbygde reserver, og balanseført kjøpesum for sikre reserver avskrives i henhold til produksjonshetsmetoden basert på totale sikre reserver. I sjeldne tilfeller der bruken av sikre reserver som avskrivningsgrunnlag ikke reflekterer mønsteret for hvordan eiendelens fremtidige økonomiske fordeler forventes å bli forbrukt, anvendes mer hensiktsmessige reserve-estimer. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives normalt lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av varige driftsmidler med en kostpris som er betydelig i forhold til det totale driftsmiddelet avskrives separat. For oppstrømsrelaterte driftsmidler er det etablert separate avskrivningskategorier. Disse skiller som minimum mellom plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig, og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av et varig driftsmiddel blir fraregnet dersom den avhendes, eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes ved bruk av eiendelen. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i andre inntekter eller driftskostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

Eiendeler klassifisert som holdt for salg

Anleggsmidler klassifiseres separat som holdt for salg i balansen når deres balanseførte verdi vil bli gjenvunnet ved en salgstransaksjon heller enn ved fortsatt bruk. Denne betingelsen ansees bare oppfylt når salget er svært sannsynlig, eiendelen er tilgjengelig for umiddelbart salg i sin nåværende tilstand, og ledelsen har forpliktet seg til salget, som må forventes å kvalifisere for innregning som fullført salg innen ett år fra tidspunktet for klassifisering. Forpliktelser direkte knyttet til eiendelene klassifisert som holdt for salg og som forventes å inngå i salgstransaksjonen blir også klassifisert separat. Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler klassifisert som holdt for salg blir ikke avskrevet eller amortisert fra klassifiseringstidspunktet. Netto eiendeler og gjeld som inngår i en avhendingsgruppe klassifisert som holdt for salg vurderes til laveste av balanseført verdi og virkelig verdi fratrukket salgsutgifter.

Leieavtaler

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til Equinor, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Når en eiendel leid av en felleskontrollert driftsordning eller tilsvarende ordning som Equinor deltar i kvalifiserer som finansiell leieavtale, eller når en slik eiendel er innleid av Equinor som operatør direkte på vegne av en felleskontrollert driftsordning eller tilsvarende ordning, regnskapsfører Equinor sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen. Finansielle leieavtaler klassifiseres i konsernbalansen som henholdsvis varige driftsmidler og finansiell gjeld. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle

leieavtaler, og utgiftene innregnes i relevant driftskostnadslinje, lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordeler knyttet til leieavtalene.

Equinor skiller mellom leieavtaler og kapasitetskontrakter. Leieavtaler gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode, mens kapasitetskontrakter gir Equinor rettigheter til, samt også plikt til å betale for, tilgang til en viss volumkapasitet knyttet til transport, terminalbruk, lagring, o.l. Slike kapasitetskontrakter som ikke omfatter særskilte enkelteideler og heller ikke det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, blir av Equinor vurdert å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Vederlag for kapasitet regnskapsføres som driftskostnader i den perioden der kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for Equinor.

Immaterielle eiendeler inkludert goodwill

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer anskaffelseskost for leterettigheter, utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger.

Goodwill innregnes når summen av overført vederlag og innregnet beløp knyttet til ikke-kontrollerende eierinteresser overstiger virkelig verdi av oppkjøpte identifiserbare eiendeler og forpliktelser overtatt i en virksomhetssammenslutning på oppkjøpstidspunktet. Goodwill ved oppkjøp allokteres til hver kontantgenererende enhet (KGE) 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. Ved oppkjøp gjennomført på et etter skatt-grunnlag i tråd med reglene på norsk sokkel, innregnes en utsatt skatteforpliktelse i regnskapet basert på forskjellen mellom oppkjøpskost og det overførte grunnlag for skattemessige avskrivninger. Motposten til slike utsatt skatt-beløp vises som goodwill, som allokteres til den KGE eller gruppe av KGE'er som omfatter det skattemessige avskrivningsgrunnlaget som den utsatte skatten er beregnet på grunnlag av.

Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler innregnes første gang til virkelig verdi når Equinor blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdiberegninger, se seksjonen Måling av virkelig verdi nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle eiendelene avhenger av hvilken kategori de klassifiseres i ved førstegangs innregning.

Equinor klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre kategorier ved førstegangsinnregning: Finansielle investeringer til amortisert kost, til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, og til virkelig verdi med verdiendringer til egenkapitalen, basert på vurdering av kontraktsbetingelsene og den anvendte forretningsmodell. Visse langsiktige investeringer i andre enheter, som ikke kvalifiserer til innregning etter egenkapitalmetoden eller konsolidering, innregnes til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

Betalingsmidler omfatter kontanter, innskudd i banker og tilsvarende institusjoner, og kortsiktige særlig likvide investeringer som kan konverteres til fastsatte kontantbeløp, er eksponert for uvesentlig risiko for endringer i virkelig verdi, og med løpetid på tre måneder eller kortere fra ervervstidspunktet. Kortsiktige særlig likvide investeringer med opprinnelig løpetid på mer enn tre måneder klassifiseres som kortsiktige finansielle investeringer. Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer innregnes til amortisert kost eller til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

Kundefordringer bokføres til opprinnelig beløp med fradrag for avsetning for tap, som er beregnet på grunnlag av forventningsverdi.

Kreditrisiko for Equinors finansielle eiendeler måles og innregnes basert på forventede tap.

En del av Equinors finansielle investeringer styres samlet som en investeringsportefølje for Equinors 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 til virkelig verdi med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom deres gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de av andre årsaker forventes oppgjort innen dette, eller dersom de holdes for omsetningsformål. Finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser vises hver for seg i konsernbalansen med mindre Equinor både juridisk har rett til og påviselig har til hensikt å gjøre opp fordringer på og forpliktelser til en og den samme motpart 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 grupperes som kontantgenererende enheter (KGEer), som er den minste identifiserbare

gruppen av eiendeler som genererer inngående kontantstrømmer som i all vesentlighet er uavhengige av inngående kontantstrømmer fra andre grupper av eiendeler. Olje- og gassfelt eller installasjoner anses normalt som separate KGEer. Hvert ukonvensjonelle skiferområde vurderes som en KGE når ingen inngående kontantstrøm fra deler av området er pålitelig identifiserbar som i all vesentlighet uavhengig av inngående kontantstrøm fra andre deler av området. Ved nedskrivningsvurderinger blir bokført verdi av KGEer bestemt på samme grunnlag som det gjennvinnbare beløp. I Equinors virksomhet kreves det skjønn for å vurdere hva som utgjør en KGE. Utvikling i produksjon, infrastrukturløsninger, markeder, produktprising, ledelsesbeslutninger og andre faktorer kan over tid føre til endringer i KGEer, som for eksempel inndeling av en opprinnelig KGE i flere.

Ved vurderingen av om en eiendel må nedskrives, sammenlignes eiendelens bokførte verdi med gjennvinnbart beløp. Gjennvinnbart 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 armlengdes avstand, eller basert på Equinors estimat av oppnåelig pris for eiendelen i en transaksjon mellom velinformerte og frivillige markedsdeltakere. Slike estimater 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-verdsettelsler. Bruksverdi beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De estimerte fremtidige kontantstrømmene som legges til grunn i bruksverdiestimater blir basert på rimelige og dokumenterbare forutsetninger og representerer ledelsens beste estimat på de ulike økonomiske forhold som vil foreligge i eiendelens gjenværende utnyttbare levetid, slik disse fremgår av Equinors nyeste godkjente langtidsprognose. I utarbeidelsen av langsiktige prognoser anvender Equinor en metode for jevnlig oppdateringer av forutsetninger og økonomiske forhold som gjennomgås av konsernledelsen og oppdateres minst en gang i året. For eiendeler og KGEer med forventet levetid eller produksjon av forventede olje- og gassreserver ut over en periode på fem år, inkluderer estimatene forventet produksjon, 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 gjennvinnbart beløp blir de fremtidige forventede kontantstrømmer risikjustert i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på Equinors gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Bruken av etter-skatt diskonteringsrente for å beregne gjennvinnbart 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 gjennvinnbart beløp, og minimum en gang i året. Letebrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, eller der økonomisk lønnsomhet for større investeringer vil avhenge av vellykket gjennomføring av ytterligere leteboring, forblir balanseført i evalueringperioden 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 gjennvinnbare beløp. Nedskrivninger reverseres bare i den grad det har skjedd endringer i estimatet som legges til grunn for å bestemme en eiendels gjennvinnbare beløp siden forrige nedskrivning ble regnskapsført. Når dette er tilfelle, økes eiendelens bokførte verdi til dens gjennvinnbare 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 gjennvinnbart beløp for den KGE, eller den gruppe av enheter, som goodwillen er tilordnet. Dersom gjennvinnbart beløp for KGEen, eller for gruppen av enheter, er lavere enn balanseført verdi, blir tapet ved verdifallet innregnet i konsernresultatregnskapet. Ved testing for nedskrivning av goodwill som opprinnelig ble regnskapsført som motpost til en beregnet avsetning for utsatt skatt i en etter-skatt transaksjon på norsk sokkel, vil det gjenværende utsatt skattebeløpet bli hensyntatt i nedskrivningsvurderingen. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

Finansielle forpliktelser

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når Equinor blir part i kontrakten. Den påfølgende målingen av finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert inn i. Kategoriene som er relevante for Equinor er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rente-metoden. Sistnevnte kategori omfatter Equinors langsiktige banklån og obligasjonslån.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er holdt for omsetningsformål. Finansielle forpliktelser fraregnes i balansen når den kontraktsmessige forpliktelsen utløper, blir oppfylt eller kansellert. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansielle poster eller renter og andre finansieringskostnader innenfor netto finansposter.

Finansielle derivater

Equinor 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 andre salgsinntekter, da det alt vesentlige av slike derivater er knyttet til salgskontrakter eller salgsinntektsrelatert risikostyring. Resultateffekten av andre finansielle instrumenter inngår i netto finansposter.

Finansielle derivater presenteres som eiendeler når virkelig verdi er positiv og som gjeld når virkelig verdi er negativ. Finansielle derivateiendeler eller -gjeld som forventes inndrevet eller som innebærer juridisk rett til oppgjør mer enn 12 måneder etter balansedagen er klassifisert som langsiktige. Finansielle derivater for omsetning (trading) klassifiseres alltid som kortsiktige.

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 Equinors forventede innkjøps-, salgs- eller bruksbehov ("eget bruk"). Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Slike salg og kjøp av fysiske volumer vises i Konsernresultatregnskapet som henholdsvis inntekter fra kundekontrakter og varekostnader. Dette gjelder et betydelig antall av Equinors kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass, som innregnes ved levering.

Derivater innebygd i vertskontrakter som ikke er finansielle eiendeler som omfattes av IFRS 9, 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 Equinor kjennetegnene til et slikt prisbasert innebygd derivat å være nært relatert til vertskontrakten hvis prisformelen er basert på relevante indekser som er vanlig i bruk blant andre markedsaktører. Dette gjelder noen av Equinors langsiktige gasssalgskontrakter.

Pensjonsforpliktelser

Equinor har pensjonsplaner for ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet (ytelsesplaner), eller til en innskuddsbasert pensjon, der en del av innskuddene er innskudd over drift, der forpliktelsen øker med en lovet avkastning som skal godtgjøres over driften, og som settes lik den faktiske avkastning på midler investert i den ordinære innskuddsplanen. For ytelsesplaner er det beløpet den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningsstid, pensjonsår og fremtidig lønnsnivå.

Equinors forholdsmessige andel av flerforetaks-ytelsesplaner innregnes som forpliktelse i balansen i den grad tilstrekkelig informasjon er tilgjengelig og forpliktelsen kan estimeres pålitelig.

Equinors netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet neddiskonteres for å beregne nåverdien av forpliktelsen, og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer tilnærmet løpetid for Equinors 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 utgiftføres over perioden der ansatte utfører tjenester og opparbeider rett til å motta ytelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Netto renteelement for ytelsesplaner beregnes ved å anvende fastsatt diskonteringsrente på forpliktelsens og pensjonsmidlenes nåverdi i begynnelsen av perioden, og hensynta alle vesentlige endringer i løpet av året. 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 tilbaketrekking av, eller endringer i, en ytelsesplan) eller når avkorting (betydelig reduksjon foretatt av foretaket i antallet ansatte som omfattes av en ordning) finner sted, eller når relaterte omstrukturingskostnader eller sluttvederlag blir innregnet. Forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene blir målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger, og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i konsernregnskapet.

Aktuarmessige gevinster og tap innregnes i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Aktuarmessige gevinster og tap knyttet til sluttvederlagsavsetning innregnes i konsernregnskapet i perioden de oppstår. Da morselskapet Equinor ASAs funksjonelle valuta er amerikanske dollar, vil den vesentligste del av Equinors pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. norske kroner). Aktuarmessige gevinster 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 Equinor 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 allokert til forretningsområder og felleskontrollerte driftsordninger (lisenser) der Equinor er operatør med utgangspunkt i påløpte timer, og innregnet i resultatregnskapet basert på funksjon.

Tapsbringende kontrakter

Equinor regnskapsfører avsetning for netto kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene ved å oppfylle kontraktsforpliktelsene overstiger de økonomiske fordelene som forventes mottatt i tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en KGE med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av KGEen, inngår i nedskrivningsvurderingene for den aktuelle KGEen.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når Equinor har en (juridisk eller faktisk) forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Forpliktelsen innregnes med nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Diskonteringsrenten som anvendes ved beregning av fjerningsforpliktelser er en risikofri rente som hensyntar relevant valuta og tidshorisont for de underliggende kontantstrømmene, justert for kredittpremie som reflekterer Equinors egen kredittrisiko. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gassinstallasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av driftsperioden gjennom endring i lovgivningen eller ved en beslutning om å opphøre med virksomheten, eller være knyttet til Equinors løpende bruk av rørledningssystemer der fjerningsforpliktelser påhviler skiperne. Forpliktelsene inngår i avsetninger i konsernbalansen.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives deretter sammen med denne. Endring i et estimat for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen. Når en reduksjon i nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene knyttet til en produserende eiendel overstiger eiendelens bokførte verdi, bokføres det resterende beløp som en reduksjon av avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger i resultatregnskapet. Når en eiendel har nådd slutten av sin bruksperiode, blir alle påfølgende endringer i fjerningsforpliktelsene løpende regnskapsført under driftskostnader i resultatregnskapet. Avsetninger for fjerning knyttet til Equinors 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 Equinor anvender derfor slike så langt det lar seg gjøre. Finansielle instrumenter notert i aktive markeder vil normalt omfatte finansielle instrumenter med noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler. Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og finansielle derivater fastsettes med referanse til midtkurs ved balansedagens utløp.

Når det ikke foreligger et aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdsettelsesmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi for et annet instrument som er i det vesentligste det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller med tilhørende interne forutsetninger. I verdsettelsesmetodene tar Equinor også hensyn til motpartens og egen kredittrisiko. Dette gjøres enten via diskonteringsrenten som benyttes, eller ved direkte å justere de beregnede kontantstrømmene. Når Equinor bokfører elementer av langsiktige råvarebaserte kontrakter til virkelig verdi baseres dermed verdsettelsen så langt som mulig på noterte terminpriser og underliggende indekser i kontraktene, samt forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige observerbare markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimater

Bruk av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, bortsett fra de som omfatter estimering (se under), og som har særlig betydning for beløpene som er innregnet i konsernregnskapet.

Inntektsføring - brutto eller netto presentasjon av SDØE-volumer

Som beskrevet over i avsnittet Transaksjoner med Den norske stat markedsfører og selger Equinor Den norske stats andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som henholdsvis varekostnad og inntekter fra kundekontrakter. Equinor har i vurderingen av brutto eller netto presentasjon vurdert om kontroll over de statsgenererte volumene overføres til Equinor før videre salg til tredjeparter. Equinor styrer bruken av volumene, og selv om visse fordeler fra salgene i ettertid tilflytter staten, kjøper Equinor volumene fra staten og oppnår det alt vesentlige av gjenværende fordeler. På dette grunnlag er det konkludert med at Equinor opptrer som prinsippal i disse salgene.

Equinor 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 Equinors regnskap. I denne vurderingen har Equinor konkludert med at eierskap til gassen ikke blir overført fra SDØE til Equinor. Selv om Equinor er gitt rett til å styre bruken av volumene, tilflytter alle fordeler fra salget av disse volumene staten. På denne bakgrunn ansees ikke Equinor å være prinsippal i salgene av SDØEs naturgassvolumer.

Hovedkilder til estimeringsusikkerhet

Utarbeidelse av konsernregnskap krever at ledelsen benytter estimater og bygger på forutsetninger som påvirker rapporterte beløp for eiendeler og gjeld, inntekter og kostnader. Estimatenes 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. Estimatenes og de underliggende forutsetningene evalueres løpende med hensyn til dagens og forventede fremtidige markedsforhold.

Equinor er eksponert for endringer i en rekke underliggende økonomiske faktorer som påvirker totalresultatet, slik som pris på olje og naturgass, raffineringmarginer, kurser på utenlandsk valuta og rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes fra endringer i disse faktorene. I tillegg påvirkes Equinors 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 skjønnet 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 produksjonshetsavskrivninger. 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. Estimatenes 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.

Equinors eksperter har estimert Equinors 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.

Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønnet inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, samt kapasitet på installerte anlegg. For fremtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimerer når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og gjennomføring, og når relevante godkjenninger er mottatt fra regulatorer og myndigheter eller vil bli mottatt med rimelig grad av sikkerhet. Påliteligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvaliteten og kvantiteten på de tekniske og økonomiske data, og effektiviteten ved utvinning og prosessering av hydrokarbonene. Equinors reserver er vurdert av en uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra Equinors 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 besluttet for utbygging, basert på Equinors 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 Equinors eksperter på basis av bransjestandarder og er klassifisert i henhold til det norske Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem. Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrømmeieendeler ved nedskrivningsvurdering og ved beregning av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser. Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønnet 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 feltens levetid eller der tilgjengelige data er begrenset som følge av en nylig gjennomført endring i produksjonsmetode.

Letekostnader og kjøpte leterettigheter

Equinor balansefører midlertidig utgifter til boring av letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Equinor balansefører også kjøpte letearealer og signaturbonuser som betales for å oppnå tilgang til ikke utviklede olje- og gassarealer. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse utgiftene skal forbli balanseførte eller bli fraregnet eller nedskrevet i perioden kan i betydelig grad påvirke periodens driftsresultat.

Regnskapsføring av oppkjøp

Equinor anvender oppkjøpsmetoden ved regnskapsføring av virksomhets sammenslutninger, og anvender prinsippene fra oppkjøpsmetoden ved kjøp av en eierinteresse eller økt eierinteresse i en felleskontrollerte driftsordning med aktivitet som utgjør en virksomhet. Anvendelse av oppkjøpsmetoden kan innebære betydelig skjønn blant annet når det gjelder å fastslå og å måle hele vederlaget i transaksjonen, inkludert elementer av betinget salgsvederlag, samt å identifisere alle materielle og immaterielle eiendeler og gjeld som er overtatt, fastslå deres virkelige verdi, avgjøre utsatt skatt-elementer, og fordele kjøpsprisen i tråd med dette, inkludert allokering av goodwill. Vurderingene som gjøres i forbindelse med regnskapsføring av oppkjøp kan påvirke konsernregnskapet vesentlig både i transaksjonsperioden og når det gjelder fremtidige perioders driftsinntekter.

Nedskrivning/reversering av nedskrivning

Equinor har betydelige investeringer i varige driftsmidler og immaterielle eiendeler. Endrede omstendigheter eller forventninger med hensyn til en eiendels fremtidige bruk eller inntjening kan være en indikasjon på verdifall og kan medføre at den balanseførte verdien må nedskrives til gjenvinnbart beløp. Dersom gjenvinnbart beløp senere øker, reverseres nedskrivningen. Vurderingen av hvorvidt en eiendel må nedskrives, eller om en nedskrivning skal reverseres, bygger i stor grad på skjønnsmessige vurderinger og vesentlige etablerte forutsetninger om fremtiden.

Slike vesentlige forutsetninger innebærer endringsrisiko på bakgrunn av de iboende volatile egenskapene til makroøkonomiske faktorer som fremtidige råvarepriser eller diskonteringsrente, og usikkerhet når det gjelder eiendellspesifikke faktorer som reserveestimerer samt driftsbeslutninger som påvirker produksjonsprofil og aktivitetsnivå for våre olje- og gaseieendeler. Ved estimering av gjenvinnbart beløp anvendes i hovedsak den mest sannsynlige fremtidige kontantstrømmen, et punktestimert, for å reflektere iboende tids- og beløpsusikkerhet knyttet til forutsetningene anvendt i den estimerte fremtidige kontantstrømmen. Ved forutsetninger som forventes å ha vesentlige skjevheter i sannsynlighetsfordeling eller utfall anvendes beslutningsstrøer 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 brønnen for nedskrivning. Etter første evalueringsfase vil det være å anse som indikasjon på at nedskrivningsvurdering av en brønn må gjennomføres hvis ingen utbyggingsbeslutning er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er konkrete planer om videre boring på lisensen. Nedskrivning av letebrønner reverseres i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Når gjenvinnbare beløp er basert på estimerte fremtidige kontantstrømmer som reflekterer Equinors 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, raffineringmarginer, 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 Equinor 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 potensielt betydelig påvirkning på beløpene som presenteres. Betydelige endringer i disse forutsetningene mellom perioder vil kunne ha en vesentlig virkning på konsernregnskapet.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Equinor har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Kostnadene knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene krever oppdatering grunnet endringer i gjeldende regelverk og tilgjengelig teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden, og teknologi og fjerningsutgifter er i konstant forandring. Estimaten inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og om hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungløftlektene vil være på fjerningstidspunktet. Disse faktorene kan variere betydelig avhengig av hvilket fjerningskonsept som forutsettes. Både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse med tilhørende balanseførte utgifter, og den etterfølgende justeringen av disse balansepostene, involverer dermed betydelig skjønn.

Finansielle derivater

Når virkelig verdi av derivater ikke er direkte observerbar i aktive markeder, beregnes virkelig verdi basert på interne forventninger og direkte observerbar markedsinformasjon, herunder pris- og avkastningskurver for råvarer, valuta og renter. Endringer i forventninger og pris- og avkastningskurver kan ha vesentlig effekt for beregnet virkelig verdi av derivater og tilhørende inntekter eller tap i konsernresultatregnskapet, og da spesielt for langsiktige kontrakter.

Inntektsskatt

Equinor betaler årlig betydelige beløp i skatt under ulike skatteregimer rundt i verden og regnskapsfører betydelige endringer i utsatte skatteeiendeler og skattegjeld, som alle er basert på ledelsens tolkning av gjeldende lover, forskrifter og relevante rettsavgjørelser. Kvaliteten på estimatene avhenger av korrekt anvendelse av til tider meget kompliserte gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, identifisering og

implementering av endringer i regelverket, samt når det gjelder utsatte skattefordeler, ledelsens evne til å forutse fremtidig inntjening fra aktiviteter der fremførbare underskudd vil kunne redusere fremtidig inntektsskatt.

3 Segmentinformasjon

Equinors virksomhet styres gjennom følgende forretningsområder: Utvikling & produksjon Norge (UPN), Utvikling & produksjon Brasil (DPB), Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI), Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP), Nye energiløsninger (NES), Teknologi, prosjekter & boring (TPD), Leting (EXP) og Global strategi & forretningsutvikling (GSB). DBP ble etablert som eget forretningsområde fra tredje kvartal 2018 og tidligere Utvikling og produksjon USA ble inkludert i DPI. Disse endringene har ikke betydning for rapporteringssegmentene.

Forretningsområdene Utvikling & produksjon er ansvarlige for den kommersielle utviklingen av olje- og gassporteføljen innenfor sine respektive geografiske områder; UPN på norsk sokkel, DPB i Brasil og DPI for alle områder utenom UPN og DPB.

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 allokert til og presentert i de respektive utvikling og produksjon-områdene.

Teknologi, prosjekter og boring er ansvarlig for den globale prosjektporteføljen, brønnleveranser, ny teknologi og anskaffelser i hele Equinor. Aktivitetene er allokert til og presentert i de forretningsområdene som er mottaker av leveransene.

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 DBP er slått sammen til ett rapporteringssegment; Leting & produksjon internasjonalt (E&P International). Sammenslåingen til ett rapporteringssegment er foretatt på grunnlag av likheter innenfor økonomiske karakteristika, produkter, tjenester og produksjonsprosesser, samt kundesammensetning, distribusjonsmetoder og rammebetingelser. Rapporteringssegmentene Leting & produksjon Norge (E&P Norway) 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. Det meste av kostnadene i disse forretningsområdene allokteres 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 2018, 2017 og 2016. Grunnlaget for segmentenes inntjening er Resultat før finansposter og skattekostnad. I tabellene under er utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle poster ikke allokert til segmentene. I tillegg er tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser ikke med i linjen Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte selskaper.

(i millioner USD)	E&P Norway	E&P International	MMP	Andre	Elimineringer	Sum
For regnskapsåret 2018						
Eksternt salg, annet salg og andre inntekter	588	3.181	75.487	45	0	79.301
Salg mellom segmenter	21.877	9.186	291	2	(31.355)	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	10	31	16	234	0	291
Sum inntekter	22.475	12.399	75.794	280	(31.355)	79.593
Varekostnad	2	(26)	(69.296)	(0)	30.805	(38.516)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(3.270)	(3.006)	(4.377)	(288)	653	(10.286)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(4.370)	(4.592)	(215)	(72)	0	(9.249)
Letekostnader	(431)	(973)	0	0	0	(1.405)
Resultat før finansposter og skattekostnad	14.406	3.802	1.906	(79)	103	20.137
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	6.947	7.403	331	519	0	15.201
Balanseinformasjon						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	1.102	296	92	1.373	0	2.863
Segmentets øvrige anleggsmidler	30.762	38.672	5.148	353	0	74.934
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						8.655
Totale anleggsmidler						86.452

Regnskap og noter

Konsernregnskap

(i millioner USD)	E&P					Eliminerings	Sum
	E&P Norway	International	MMP	Andre			
Før regnskapsåret 2017							
Eksternt salg, annet 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 allokert til segmentene						9.102	
Totale anleggsmidler						83.911	

1) Deler av gasstransportkostnadene som tidligere ble allokert til MMP, og derfor fratrukket i den interne overføringsprisen mellom segmentene, er fra 1.1.2017 allokert til E&P Norway.

(i millioner USD)	E&P					Sum
	E&P Norway	International	MMP	Andre	Elimineringer	
Før regnskapsåret 2016						
Eksternt salg, annet 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 allokert til segmentene						8.090
Totale anleggsmidler						79.133

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 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler for informasjon vedrørende forpliktelser som har påvirket segmentene.

Geografisk inndeling av inntekter fra kundekontrakter

Equinor 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 75% til norske selskaper og 18% til selskaper i USA.

Anleggsmidler per land

(i millioner USD)	31. desember		
	2018	2017	2016
Norge	34.952	34.588	31.484
USA	19.409	19.267	18.223
Brasil	7.861	4.584	5.308
Storbritannia	4.588	4.222	3.108
Angola	1.874	2.888	3.884
Canada	1.546	1.715	1.494
Aserbajdsjan	1.452	1.472	1.326
Algerie	986	1.114	1.344
Andre land	5.128	4.958	4.873
Sum anleggsmidler ¹⁾	77.797	74.809	71.043

Ekskludert utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler.

Inntekter fra kundekontrakter

(in USD million)			
	2018	2017	2016
Råolje	40.948	29.519	24.307
Naturgass	14.559	11.420	9.202
Raffinerte produkter	13.124	11.423	8.142
Flytende naturgass	7.167	5.647	4.036
Transport	1.033		
Annet salg	903	2.963	1
Sum inntekter fra kundekontrakter og andre inntekter	77.734	60.971	45.688
Over/underløfting	137		
Skatt betalt in natura	865		
Gevinst (tap) på råvarederivater	(216)		
Andre inntekter	36		
Sum andre inntekter	821		
Salgsinntekter	78.555	60.971	45.688

Transport element inkludert i salgskontrakter med kunder ble i 2016 og 2017 inkludert i Råolje, Raffinerte produkter og Naturgass. Annen transport var inkludert i Annet salg. I 2018 er dette rapportert under Transport. Elementene som er inkludert i Sum andre inntekter, var i 2017 og 2016 inkludert i Annet salg.

Endringen skyldes implementering av IFRS 15, se note 27 Endring i regnskapsprinsipp.

4 Oppkjøp og nedsalg

2018

Kjøp av eierinteresser i Martin Linge-feltet og Garantiana funnet

I mars 2018 gjennomførte Equinor og Total en avtale om kjøp av Totals eierandeler i Martin Linge-feltet (51%) og Garantiana-funnet (40%) på norsk sokkel. Equinors eierandel i Martin Linge-feltet økte fra 19% til 70%. Equinor betalte et kontantvederlag på 1.541 millioner USD til Total og overtok begge operatørskapene. Eiendeler og gjeld knyttet til den oppkjøpte delen av Martin Linge-feltet og Garantiana-funnet ble regnskapsført basert på prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Transaksjonen medførte at Equinors varige driftsmidler økte med 1.418 millioner USD, immaterielle eiendeler med 116 millioner USD, goodwill med 265 millioner USD, utsatt skatt med 265 millioner USD og øvrige

eiendeler med 7 millioner USD. Eierne har felles kontroll over virksomheten og Equinor innregner fortsatt linje for linje i tråd med Equinors eierandel. Kjøpet ble regnskapsført i segmentet Leting & produksjon Norge (E&P Norway).

Kjøp av Cobalt International Energys andel i North Platte-funnet i Mexicogolfen

I mars 2018 leverte Equinor og Total et felles vinner-bud i en konkurransesjøn for noen av Cobalts eiendeler i North Platte-funnet med en samlet kjøpesum på 339 millioner USD. Kjøpet ble slutført i april 2018. Etter dette har Total operatørskapet og en andel på 60% og Equinor har en andel på 40%. Verdien av de kjøpte leterettighetene har blitt regnskapsført i segmentet Leting & produksjon internasjonalt (E&P International) segmentet og medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 246 millioner USD. I tillegg inkluderer kjøpesummen et betinget vederlag begrenset oppad til 20 millioner USD.

Oppkjøp av andeler i Roncador-feltet

I juni 2018 gjennomførte Equinor og Petrobras en transaksjon der Equinor kjøpte en andel på 25% av Petrobras' andel i Roncador, et oljefelt i Campos-bassenget i Brasil. Et kontantvederlag på 2,133 millioner USD ble betalt på gjennomføringstidspunktet. Den resterende del av kjøpesummen på 392 millioner USD er avhengig av visse betingelser og er bokført til virkelig verdi på gjennomføringstidspunktet. Eiendeler og gjeld knyttet til den oppkjøpte delen av Roncador feltet ble regnskapsført basert på prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Transaksjonen medførte at Equinors varige driftsmidler økte med 2.550 millioner USD, immaterielle eiendeler med 392 millioner USD og avsetninger med 808 millioner USD. Verdien er justert i tråd med ny informasjon mottatt i fjerde kvartal 2018. På nåværende tidspunkt er verdien av det samlede vederlag og allokering av kjøpesummen foreløpige. Eierne har felles kontroll over virksomheten og virksomhetsaktiviteter innregnes linje for linje i tråd med Equinors eierandel. Kjøpet ble regnskapsført i segmentet E&P International.

Kjøp og salg av Equinoropererte eierinteresser i Carcara feltet i Brasil

I november 2016 kjøpte Equinor en 66% eierandel og overtok operatørskap i den brasilianske lisensen BM-S-8 i Santos-bassenget utenfor kysten av Brasil fra Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"). Verdien av de kjøpte leterettighetene medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 2.271 millioner USD på gjennomføringstidspunktet.

I oktober 2017 leverte et konsortium bestående av Equinor (operatør, 40%), ExxonMobil (40%) og Galp (20%) vinnerbudet (67,12% av «profit oil») for Carcará Nord-lisensen i Santos-bassenget. Equinors andel av den forhåndsbestemte signaturbonusen som ble betalt av konsortiet i desember 2017 var 350 millioner USD og ble regnskapsført som en immateriell eiendel.

I desember 2017 kjøpte Equinor Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) sin 10% eierandel i lisensen BM-S-8 i Santos-bassenget og utvidet den samlede opererte eierandelen til 76%. Verdien av de kjøpte leterettighetene medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 362 millioner USD på transaksjonsdatoen.

I juni 2018 gjennomførte Equinor et nedsalg av 39,5% av sin andel på 76% i BM-S-8, kunngjort i oktober 2017. 36,5% eierandel i lisensen ble solgt til ExxonMobil og 3% til Galp for et samlet vederlag på 1.493 millioner USD. Transaksjonen hadde ingen effekt på konsernresultatregnskapet. Kontantstrøm fra salget var 1.016 millioner USD. Transaksjonene ble regnskapsført i segmentet E&P International.

I juli 2018 inngikk Equinor og Barra Energia («Barra») en avtale om at Equinor skal kjøpe Barras 10% eierandel i lisens BM-S-8 i Brasils Santos-basseng. Ved slutføring planlegger Equinor å selge seg ned med 3,5% til ExxonMobil og 3% til Galp. Det samlede vederlaget for Barras 10% andel er 379 millioner USD. Transaksjonen slutføres under forutsetning av at alminnelige forretningsvilkår er oppfylt, blant annet godkjenning fra partnere og myndigheter, som forventes innen et år. Dette gir full samordning av eierandeler på tvers av BM-S-8 og Carcará Nord, som forventes å bli unitisert.

Kjøp av 100% av aksjene i det danske energihandelsselskapet Danske Commodities

I juli 2018 inngikk Equinor en avtale om å kjøpe 100% av aksjene i det danske energihandelsselskapet Danske Commodities (DC) for 400 millioner euro, justert for enkelte kontant- og arbeidskapitalelementer på gjennomføringsdatoen, samt ytterligere betaling av mindre beløp avhengig av DCs resultater de neste årene. Transaksjonen ble gjennomført i januar 2019. Ved gjennomføring av transaksjonen vil eiendeler og gjeld knyttet til det oppkjøpte selskap bli regnskapsført basert på prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Kjøpet vil bli regnskapsført i Markedsføring, midtstrøm & prosessering segmentet (MMP) og vil medføre bokføring av goodwill som gjenspeiler forventede synergier fra oppkjøpet. På det nåværende tidspunkt er både verdien av det samlede vederlag og allokering av kjøpesummen foreløpige.

Kjøp av Rosebank-prosjektet på britisk sokkel

I oktober 2018 inngikk Equinor en avtale om kjøp av Chevrons operatørandel på 40% i Rosebank-prosjektet i området vest for Shetland på britisk sokkel. Suncor Energy (40%) og Siccar Point Energy (20%) er partnere i prosjektet. Avtalen ble gjennomført i januar 2019. Kjøpet bokføres i segmentet E&P International.

Salget av to funn på norsk sokkel

I desember 2018 gjennomførte Equinor salget av en operatørandel på 77,8% i King Lear-funnet til Aker BP for et samlet beløp på 250 millioner USD og en partneroperert andel i Tommeliten-funnet til PGNiG for et samlet beløp på 220 millioner USD. En gevinst på 449 millioner USD ble inntektsført og presentert som Andre inntekter i segmentet E&P Norway i konsernregnskapet. Transaksjonen var unntatt fra skatteplikt i henhold til det norske regelverket for Norsk petroleumsskatt.

Bytte-transaksjoner i områdene Norskehavet og Nordsjøen på norsk sokkel

I desember 2018 ble Equinor og Faroe Petroleum enige om flere transaksjoner i områdene Norskehavet og Nordsjøen på norsk sokkel. Disse transaksjonene anses å være et balansert bytte basert på verdi, uten kontantvederlag. Transaksjonene trer i kraft 1. januar 2019. Slutføring av transaksjonene forutsetter myndighetsgodkjenning. Ved gjennomføring, som er forventet i første halvår av 2019, blir transaksjonene regnskapsført i segmentet E&P Norway.

Kjøp av havvind-lisens i USA

I desember 2018 leverte Equinor det høyeste budet på 135 millioner USD for lisens OCS-A 0520 under den nettbaserte havvindauksjonen som ble holdt av amerikanske Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). Ved slutføring, som er forventet i første halvår av 2019, blir transaksjonen regnskapsført i Andre segmentet.

2017

Salg av eierandel i oljesandvirksomhet Kai Kos Dehseh

I januar 2017 gjennomførte Equinor en avtale om salg av sin 100% eierandel i oljesandprosjektene Kai Kos Dehseh (KKD) til Athabasca Oil Corporation. 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 på totalt 185 millioner CAD (142 millioner USD). Equinor 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 E&P International.

Forlengelse av Azeri-Chirag-Deepwater Gunashlis produksjonsdelingsavtale

I september 2017 ble Azeri-Chirag-Deepwater Gunashlis (ACGs) produksjonsdelingsavtale utvidet med 25 år. 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 Equinors 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. Equinors andel er omtrent 349 millioner USD som vil bli betalt over 8 år.

2016

Kjøp av aksjer i Lundin Petroleum AB (Lundin) og salg av eierandel i Edvard Grieg-feltet

I januar 2016 kjøpte Equinor 11,93% av de stemmeberettigede utestående aksjene i Lundin AB for totalt 4,6 milliarder SEK (541 millioner USD). I juni 2016 gjennomførte Equinor en avtale med Lundin om salg av hele sin eierandel på 15% i Edvard Grieg-feltet, av 9% eierandel i Edvard Grieg oljerørledning og 6% eierandel i Utsirahøyden gassrørledning, samt betaling av et kontantvederlag på 544 millioner SEK (64 millioner USD) til Lundin Petroleum mot økt aksjepost i Lundin Petroleum AB. Etter gjennomføring av transaksjonen eier Equinor 68,4 millioner aksjer i Lundin Petroleum, tilsvarende 20,1% av aksjene og stemmerettighetene. Equinor 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 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 Equinor betydelig innflytelse over Lundin og regnskapsførte investeringen i henhold til egenkapitalmetoden. Merverdier ble hovedsakelig allokert til Lundins Lete- og produksjonslisenser på den norske kontinentalsokkel. Investeringen i Lundin ble inkludert i konsernbalansen på regnskapslinjen Egenkapitalkonsoliderte investeringer med en bokført verdi på 1.199 millioner USD per 30. juni 2016. Lundininvesteringen er inkludert i 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 Equinor 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 Equinor opererte eierinteresser i skiferfeltet Marcellus

I juli 2016 solgte Equinor 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 segmentet i tredje kvartal 2016 med uvesentlig innvirkning på konsernresultatregnskapet.

5 Finansiell risikostyring

Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Equinors forretningsaktiviteter medfører eksponering for finansiell risiko. Equinor benytter en helhetlig tilnærming til vurdering og styring av risiko. Equinor tar hensyn til korrelasjoner mellom de viktigste markedsrisikoene og de naturlige sikringene som er tilstede i Equinors portefølje. Denne tilnærmingen gir Equinor mulighet til å redusere antallet sikringstransaksjoner og dermed redusere transaksjonskostnader og unngå sub-optimalisering.

Konsernriskikomiteen 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 konsernriskikomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle Equinors overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevne tiltak på konsernnivå. Vesentlige strategiske transaksjoner blir vurdert av Equinors konsernriskikomite.

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 Equinors totale markedsrisiko.

Finansiell risiko

Equinors aktiviteter eksponerer Equinor for markedsrisiko (inkludert råvareprisrisiko, valutarisiko, renterisiko og aksjeprisrisiko), likviditetsrisiko og kredittrisiko.

Markedsrisiko

Equinor 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 Equinor best kan oppnå optimal risikojustert avkastning innenfor gitte fullmakter. Langsiktige eksponeringer styres på konsernnivå, mens kortsiktige eksponeringer generelt styres basert på handelsstrategier og mandater.

For mer informasjon om sensitivitetsanalyse av markedsrisiko, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Råvareprisrisiko

Equinors mest betydelige langsiktige råvarerisiko (olje og naturgass) er relatert til fremtidige markedspriser hvor Equinors risikopolisy er å være eksponert for både positive og negative prisbevegelser. For å styre kortsiktig råvareprisrisiko 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. Equinors bilaterale gassalgsporfølje er eksponert mot ulike prisindekser og bruker derivater til å styre den totale eksponeringen mot en diversifisert kombinasjon av lange og kortsiktige prispunkter.

Derivater knyttet til råolje og øvrige 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

Equinors 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. Equinors valutastyring er hovedsakelig knyttet til å sikre betalinger i NOK. Dette betyr at Equinor regelmessig kjøper NOK, hovedsakelig i spotmarkedet, men også ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et fremtidig tidspunkt.

Renterisiko

Obligasjonslånene er vanligvis utstedt med fast rente i ulike lokale valutaer (blant annet USD, EUR og GBP). Obligasjonslånene blir normalt konvertert til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutabytteavtaler. Equinor styrer renterisiko på obligasjonsgjeld basert på risiko- og kostnadshensyn fra et helhetlig risikostyringsperspektiv. Dette betyr at andel på fast/flytende renteeksponering kan variere over tid. For mer detaljert informasjon om Equinors langsiktige gjeldsprofølje se note 18 Finansiell gjeld.

Aksjeprisrisiko

Equinors forsikringsselskap (captive) eier børsnoterte aksjer som en del av sin portefølje. I tillegg har Equinor noen andre noterte og ikke noterte aksjer som hovedsakelig eies for langsiktig strategisk formål. Ved å eie disse eiendelene har konsernet aksjeprisrisikoeksponering, definert som reduksjon i aksjeprisen, som kan medføre en reduksjon i den bokførte verdien av Equinors eiendeler innregnet i balansen. Risikoen i porteføljen eid av Equinors forsikringsselskap er styrt, med mål om å opprettholde en moderat risiko profil, gjennom geografisk diversifisering og bruk av brede referanseindekser.

Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er risiko for at Equinor ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditetsstyring er å sikre at Equinor til enhver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Equinors største utbetalinger inkluderer kvartalsvise utbyttebetalinger og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Hvis prognosen for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler er under definerte minimumsnivå, vil opptak av langsiktig finansiering bli vurdert.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket av 5,0 milliarder USD via US Commercial Paper Programme (CP) som er dekket av en rullerende kredittfasilitet på 5,0 milliarder USD, støttet av Equinors 21 viktigste kjernebanker, med forfall i 2022. Kredittfasiliteten er ubrukt per 31. desember 2018 og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating.

For langsiktig finansiering bruker Equinor alle de største kapitalmarkedene (USA, Europa og Asia). Equinors policy er å ha en forfallsstruktur på obligasjonsgjelden, der nedbetaling ikke overstiger 5% av sysselsatt kapital i hvert av de nærmeste fem år. Equinors langsiktige gjeld har en gjennomsnittlig løpetid på cirka ni år.

For mer informasjon om Equinors langsiktige gjeld, se note 18 Finansiell gjeld.

Tabellen nedenfor viser forfallsprofilen til Equinors finansielle forpliktelser basert på udiskonterte kontraktmessige kontantstrømmer.

(i millioner USD)	31. desember		31. desember	
	2018	2017	2018	2017
	Finansielle forpliktelser	Finansielle derivater	Finansielle forpliktelser	Finansielle derivater
År 1	12.020	271	14.502	166
År 2 og 3	5.624	677	5.246	85
År 4 og 5	5.042	203	4.441	369
År 6 til 10	10.761	611	11.630	283
Etter 10 år	9.617	725	11.294	204
Totalt spesifisert	43.064	2.488	47.114	1.107

Kreditrisiko

Kreditrisiko er risikoen for at Equinors kunder eller motparter kan påføre Equinor finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kreditrisiko oppstår gjennom kreditteksponering knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivater og innskudd i finansinstitusjoner.

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever Equinors kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og det fastsettes en intern kredittrating og kredittgrense. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer Equinors vurdering av motpartens kredittrisiko, og er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant forretningsinformasjon. Alle etablerte motparter revurderes jevnlig.

Equinor bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene inkluderer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositum.

Equinor har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens absolutte kredittrisiko samt for maksimal kreditteksponering for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kredittgrense. Den totale kredittporteføljen til Equinor er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje- og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av Equinors eksponering er med selskaper med "investment grade" rating.

Tabellen nedenfor viser Equinors balanseførte verdi av finansielle eiendeler og finansielle derivater inndelt etter Equinors 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 av avklaring av disputer knyttet til eierandelinteresser fra partnere innen ukonvensjonelle operasjoner i USA. Avsetninger, basert på forventet kredittapsmodell, er gjort for å dekke forventede tap. Kun ikke-børsnoterte instrumenter er inkludert i finansielle derivater. For mer informasjon om effekt knyttet til implementering av IFRS 9, se note 27 Endring i regnskapsprinsipp.

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle fordringer	Kundefordringer og andre fordringer	Langsiktige finansielle derivater	Kortsiktige finansielle derivater
31. desember 2018				
Kredittvurdering, med klassifisering A eller høyere	460	1.811	682	100
Annen kredittvurdering	150	5.412	350	183
Lavere kredittvurdering eller ikke klassifisert	244	1.265	0	35
Sum finansielle eiendeler	854	8.488	1.032	318
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

For mer informasjon vedrørende Kundefordringer og andre fordringer, se note 15 Kundefordringer og andre fordringer.

Per 31. desember 2018 er 213 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av Equinors kredittkspenning. Per 31. desember 2017 var 704 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse. Sikkerhetsstillelsen er kontanter mottatt som sikkerhet for å redusere kredittkspenning i tilknytning til positive virkelige verdier fra rentebytteavtaler, rente valutabytteavtaler og valutabytteavtaler. Kontanter er innkrevd som sikkerhet i samsvar med hovedavtaler med ulike motparter når den positive virkelige verdien for de ulike swappene er over en avtalt grense.

I henhold til vilkår i ulike nettooppgjørsordninger for finansielle derivater er det per 31. desember 2018 utlignet 119 millioner USD, mens 655 millioner USD presentert som finansielle forpliktelser ikke oppfyller kriteriene for motregning. Per 31. desember 2017 var 141 millioner USD utlignet, mens 706 millioner USD ikke var utlignet. Mottatt sikkerhetsstillelse og ikke utlignet beløp under nettooppgjørsavtaler reduserer kredittkspenningen for finansielle derivater presentert i tabell ovenfor, da de ved en eventuell misligholdssituasjon for motparten kan kreves nettooppgjort. For kundefordringer og andre fordringer under liknende nettooppgjørsordninger er det per 31. desember 2018 utlignet 557 millioner USD mens det per 31. desember 2017 var utlignet 502 millioner USD.

6 Godtgjørelse

(i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Lønnskostnader ¹⁾	2.863	2.671	2.576
Pensjonskostnader	463	469	650
Arbeidsgiveravgift	409	387	394
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	318	290	276
Sum lønnsrelaterte kostnader	4.052	3.818	3.895
Gjennomsnittlig antall ansatte ²⁾	20.700	20.700	21.300

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttpakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør 3% for hvert av årene 2018, 2017 og 2016.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis viderebelastet partnerne i Equinor-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) ²⁾	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Kortsiktige ytelser	12.471	11.067	9.270
Pensjonsytelser	667	636	574
Andre langsiktige ytelser	21	25	19
Aksjebasert avlønning	197	175	102
Sum	13.356	11.902	9.966

1) Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjening i perioden.

Per 31. desember 2018, 2017 og 2016 er det ikke gitt lån til medlemmer av styret eller konsernledelsen.

Aksjebasert avlønning

Equinors aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Equinor gjennom månedlige lønnstrekk og tilskudd fra Equinor. Dersom aksjene beholdes i kjøpsåret samt i de to påfølgende hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Equinor, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Equinor i 2018-, 2017- og 2016-programmene, inkludert tilskudd fra Equinor og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 72 millioner USD, 62 millioner USD og 61 millioner USD. Beregnet kostnad for Equinor for 2019 programmet (avtaler inngått i 2018) utgjør 73 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2018, som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode, utgjør 153 millioner USD.

7 Andre kostnader

Godtgjørelse til revisor

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Revisjonshonorar	7,1	6,1	6,5
Revisjonsrelaterte tjenester	1,0	0,9	1,0
Skattehonorar	0,0	0,0	0,1
Andre tjenester	0,0	0,0	0,0
Total	8,1	7,0	7,5

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar knyttet til Equinor-opererte lisenser på 0,9 millioner USD, 0,8 millioner USD og 0,8 millioner USD for årene 2018, 2017 og 2016.

Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 315 millioner USD, 307 millioner USD og 298 millioner USD i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Utgiftene er delvis finansiert av partnerne på Equinor-opererte lisenser. Equinors andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

8 Finansposter

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Agioeffekter finansielle derivater	149	(920)	353
Andre agioeffekter	(315)	1.046	(473)
Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta	(166)	126	(120)
Mottatt utbytte	150	63	46
Verdipapirgevinst/(tap) finansielle investeringer	(72)	108	(0)
Renteinntekter verdipapirer	45	64	63
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	27	24	22
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	132	228	305
Renteinntekter og andre finansielle poster	283	487	436
Gevinst/(tap) finansielle derivater	(341)	(61)	470
Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater	(922)	(1.004)	(830)
Rentekostnader finansielle leieavtaler	(23)	(26)	(26)
Balanseførte lånekostnader	552	454	355
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	(461)	(413)	(420)
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	(185)	86	(122)
Renter og andre finansieringskostnader	(1.040)	(903)	(1.043)
Netto finansposter	(1.263)	(351)	(258)

Equinors største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som virkelig verdi over resultatet samt amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko. For mer informasjon om effekt knyttet til implementering av IFRS 9, se note 27 Endring i regnskapsprinsipp.

Linjen Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater, inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost på 868 millioner USD, 1.084 millioner USD og 1.018 millioner USD og netto rente på tilknyttede derivater inkludert i kategorien virkelig verdi over resultatet, netto rentekostnad på 55 millioner USD, netto renteinntekt 80 millioner USD og netto renteinntekt 188 millioner USD for henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Linjen Gevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi endring på derivater knyttet til renterisiko. Et tap på 357 millioner USD, tap på 77 millioner USD og gevinst på 454 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet er inkludert for henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

Linjen Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader inkluderer en inntekt på 319 millioner USD relatert til bortfall av en betinget forpliktelse.

Agioeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko.

Linjen Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta inkluderer et netto tap på utenlandsk valuta på 422 millioner USD, en netto gevinst på 427 millioner USD og et netto tap på 205 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet for henholdsvis 2018, 2017 og 2016.

9 Skatter

Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Årets betalbare skatt	(10.724)	(7.680)	(3.869)
Korreksjon av tidligere års skatter	(49)	(124)	(158)
Betalbar skatt	(10.773)	(7.805)	(4.027)
Årets endring i midlertidige forskjeller	(1.359)	(904)	1.372
Innregning av tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel	923	0	0
Endring i skattelovgivning	(28)	(14)	(50)
Korreksjon av tidligere års skatter	(99)	(100)	(20)
Utsatt skatt	(563)	(1.017)	1.302
Total skattekostnad	(11.335)	(8.822)	(2.724)

Equinor 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. Equinor 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		
	2018	2017	2016
Resultat før skattekostnad	18.874	13.420	(178)
Beregnet skatt etter nominell sats ¹⁾	(5.197)	(3.827)	676
Beregnet norsk særskatt ²⁾	(8.189)	(5.945)	(2.250)
Skatteeffekt av friinntektsfradrag ²⁾	736	784	812
Skatteeffekt av permanent forskjell knyttet til nedsalg	400	(85)	153
Skatteeffekt av permanent forskjell som skyldes forskjellig funksjonell valuta og skattevaluta	116	(229)	(356)
Skatteeffekt av øvrige permanente forskjeller	337	291	(48)
Skatteeffekt av tvist med finansdepartementet i Angola ³⁾	0	496	0
Innregning av tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel ⁴⁾	923	0	0
Endring av ikke innregnet utsatt skattefordel	72	(169)	(1.625)
Endring i skattelovgivning	(28)	(14)	(50)
Korreksjon av tidligere års skatter	(148)	(224)	(177)
Annet inkludert kurseffekter	(357)	100	141
Total skattekostnad	(11.335)	(8.822)	(2.724)
Effektiv skattesats	60,1%	65,7%	>(100 %)

- 1) Vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser var 27,5% i 2018, 28,5% i 2017 og 379,8% i 2016. Satsene er påvirket av inntektsfordelingen mellom skatteregimer med lav nominell skattesats og skatteregimer med høy nominell skattesats. Endringen i vektet gjennomsnittlig nominell skattesats fra 2017 til 2018 skyldes hovedsakelig reduksjonen i nominell norsk skattesats fra 24% i 2017 til 23% i 2018. Den høye skattesatsen i 2016 og endringen i vektet gjennomsnittlig nominell skattesats fra 2016 til 2017 skyldes hovedsakelig inntektsfordelingen mellom skatteregimer med lav nominell skattesats og skatteregimer med høy nominell skattesats. I 2016 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 55% særskatt (56% fra 2019) 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 2018 er friinntektssatsen på 5,3% per år, mens den for 2017 er 5,4% per år og for årene 2014–2016 er 5,5% per år. I 2019 vil satsen være 5,2% 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 satsen 7,5% per år. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang. Per 31. desember 2018 utgjør ikke regnskapsført friinntekt 1.780 millioner USD. Tilsvarende tall for 2017 var 2.003 millioner USD.
- 3) I juni 2017 signerte Equinor 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) skal utlignes, for Equinors deltakelse i blokk 4, blokk 15, blokk 17 og blokk 31 på angolansk sokkel for årene 2002 til og med 2016.
- 4) Tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel på 923 millioner USD ble innregnet i rapporteringssegmentet E&P International i 2018. 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.

Spesifikasjon av utsatt skattefordel og utsatt skatt

(i millioner USD)	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	Fjerningsforpliktelser	Pensjoner	Derivater	Annet	Totalt
Utsatt skatt 31. desember 2018							
Utsatt skattefordel	5.761	351	8.118	785	95	1.095	16.205
Utsatt skatt	(0)	(20.987)	0	(14)	(96)	(476)	(21.573)
Netto fordel/(forpliktelse) 31. desember 2018							
	5.761	(20.636)	8.118	771	(1)	620	(5.367)
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)

Årets endring i netto utsatt skatt var:

(i millioner USD)	2018	2017	2016
Netto utsatt skatt 1. januar	5.213	4.231	5.399
Innregnet i resultatoppstillingen	563	1.017	(1.302)
Innregnet mot egenkapitalen	(22)	38	(129)
Omregningsdifferanser og annet	(386)	(73)	264
Netto utsatt skatt 31. desember	5.367	5.213	4.231

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	
	2018	2017
Utsatt skattefordel	3.304	2.441
Utsatt skatt	8.671	7.654

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 2018 og 31. desember 2017 var utsatt skattefordel på henholdsvis 3.304 millioner USD og 2.441 millioner USD hovedsakelig regnskapsført i Norge, Angola, Brasil, Storbritannia og Canada (2018). Herav er henholdsvis 1.868 millioner USD og 924 millioner USD regnskapsført i enheter som har hatt skattemessig tap i inneværende eller foregående periode.

Ikke innregnet utsatt skattefordel

(i millioner USD)	31. desember			
	2018		2017	
	Grunnlag	Skatt	Grunnlag	Skatt
Skattereduserende midlertidige forskjeller	2.439	1.123	3.415	1.409
Fremførbare skattemessige underskudd	14.802	3.940	17.412	4.661
Sum	17.241	5.062	20.827	6.070

Rundt 9% av fremførbare skattemessige underskudd, som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen, har ubegrenset fremføringsadgang. Majoriteten av de resterende ikke innregnede skattemessige underskudd utløper i perioden etter 2029. Ikke innregnet utsatt skattefordel knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene utløper ikke under eksisterende skatteregler. Utsatt skattefordel er ikke

innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

Ved årsslutt 2018 utgjorde ikke innregnet utsatte skattefordeler i USA og Angola henholdsvis 3.480 millioner USD og 884 millioner USD av totalt ikke innregnet utsatt skattefordel på 5.062 millioner USD. Tilsvarende tall for 2017 var 3.559 millioner USD i USA og 879 millioner USD i Angola av en total på 6.070 millioner USD.

10 Varige driftsmidler

(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 2017	3.470	157.533	8.646	866	18.140	188.656
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	76	2.473	0	48	1.370	3.968
Tilganger og overføringer	90	13.017	328	32	(3.322)	10.144
Avgang til anskaffelseskost	(12)	(505)	(0)	(1)	(366)	(884)
Omregningsdifferanser	(28)	(5.752)	(314)	(13)	(861)	(6.967)
Anskaffelseskost 31. desember 2018	3.596	166.766	8.660	932	14.961	194.916
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017	(2.853)	(113.781)	(6.200)	(439)	(1.746)	(125.019)
Avskrivning	(137)	(9.249)	(426)	(29)	0	(9.841)
Nedskrivning	0	(762)	0	0	(32)	(794)
Reversering av nedskrivning	155	1.087	0	0	156	1.398
Overføringer	(0)	(1.799)	(229)	(1)	1.067	(961)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang	12	602	0	0	366	980
Omregningsdifferanser	21	4.312	242	4	5	4.583
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018	(2.802)	(119.589)	(6.613)	(465)	(185)	(129.654)
Bokført verdi 31. desember 2018	794	47.177	2.048	467	14.776	65.262
Estimert levetid (år)	3-20	PEM ¹⁾	15 - 20	20 - 33 ²⁾		

Regnskap og noter

Konsernregnskap

(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 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⁾		

1) Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper vedrørende avskrivninger etter produksjonshetsmetoden (PEM).

2) Tomter avskrives ikke.

Bokført verdi av eiendeler overført til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde 161 millioner USD og 401 millioner USD i henholdsvis 2018 og 2017.

Se note 4 Oppkjøp og nedsalg vedrørende tilgang ved virksomhetssammenslutning.

Nedskrivninger/reversering av nedskrivninger

(i millioner USD)	Varige driftsmidler	Immaterielle eiendeler ³⁾	Sum
31. desember 2018			
Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging ¹⁾	(604)	237	(367)
Anskaffelseskost relatert til olje og gass leterettigheter ²⁾	-	52	52
Netto nedskrivning/(reversering)	(604)	289	(315)
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)

1) Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging og goodwill er gjenstand for nedskrivningsvurdering i henhold til IAS 36. Netto reversering av tidligere kostnadsførte nedskrivninger etter IAS 36 beløp seg til 367 millioner USD i 2018 sammenlignet med 1.381 millioner USD i 2017 inkludert nedskrivning av anskaffelseskost – olje og gass leterettigheter (immaterielle eiendeler).

2) Anskaffelseskostnader knyttet til leteaktiviteter som er gjenstand for nedskrivningsvurdering etter «successful efforts»-metoden (IFRS 6).

3) Se note 11 Immaterielle eiendeler.

Ved vurdering av behov for nedskrivning 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% etter skatt og er utledet fra Equinors vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad. En avledet før-skatt diskonteringsrente vil normalt ligge i intervallet 7 - 12%, 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.

Tabellen nedenfor viser per område for de eiendeler som er nedskrevet (reversert), den vurderingsmetoden som er benyttet for å komme frem til gjenvinnbar verdi, netto nedskrivninger (reverseringer) og bokført verdi etter nedskrivning.

(i millioner USD)	Verdsettelses metode	2018		2017	
		Bokført beløp etter nedskrivninger	Netto nedskrivning (reversering)	Bokført beløp etter nedskrivninger	Netto nedskrivning (reversering)
31. desember					
Leting & produksjon Norge	VIU	1.966	(201)	2.169	(826)
	FVLCOD	1.232	(402)	1.507	(80)
Nord-Amerika - ukonvensjonell	VIU	5.771	762	5.017	(1.266)
	FVLCOD	0	0	1.422	856
Nord-Amerika - konvensjonell offshore Mexicogulfen	VIU	3.989	(246)	1.200	(17)
	FVLCOD	0	0	0	0
Nord-Afrika	VIU	451	(126)	0	0
	FVLCOD	0	0	0	0
Markedsføring, midtstrøm & prosessering	VIU	403	(155)	263	(48)
	FVLCOD	0	0	0	0
Sum		13.813	(367)	11.578	(1.381)

Leting & produksjon Norge

I Leting & produksjon Norge ble det i 2018 bokført reversering av tidligere nedskrivninger på 604 millioner USD hovedsakelig på grunn av endringer i de langsiktige valuta forutsetningene.

I 2017 ble det inntektsført netto reversering av tidligere nedskrivninger på 906 millioner USD i hovedsak forårsaket av økte reserver, kostnadsreduksjoner og oppjustering av kortsiktige prisforutsetninger.

Nord-Amerika - ukonvensjonell

I området Nord-Amerika – ukonvensjonell ble det i 2018 kostnadsført nedskrivninger på 762 millioner USD, hvorav 237 millioner USD er klassifisert som Letekostnader, hovedsakelig som følge av nedjusterte langsiktige prisforutsetninger og redusert virkelig verdi av en eiendel.

I 2017 ble det inntektsført netto reversering av tidligere kostnadsførte nedskrivninger med 410 millioner USD.

Nord-Amerika – konvensjonell offshore Mexicogulfen

I 2018 ble det inntektsført en netto reversering av tidligere nedskrivninger på 246 millioner USD på grunn av forbedrede produksjonsprofiler og ulike driftsmessige forbedringer delvis motvirket av negative endringer i reserveestimer.

I området Nord-Amerika - konvensjonell offshore Mexicogulfen ble det i 2017 inntektsført netto reverseringer av tidligere nedskrivninger på 17 millioner USD.

Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP)

I 2018 ble det inntektsført reversering av tidligere nedskrivning på 155 millioner USD på grunn av forutsetning om forbedret raffineri margin.

I 2017 reverserte MMP-segmentet nedskrivning på 48 millioner USD.

Nord - Afrika

I 2018 ble det inntektsført en reversering av tidligere nedskrivning på 126 millioner USD på grunn av forlenget lisensperiode.

I 2017 ble det ikke inntektsført reverseringer eller kostnadsført nedskrivninger i Nord-Afrika.

Estimater vedrørende eiendelens bruksverdi og neddiskonterte kontantstrømmer som benyttes for å bestemme gjenvinnbar verdi, er basert på interne forutsetninger om kostnader, produksjonsprofiler og råvarepriser. Kortsiktige råvarepriser (2019/2020/2021) er estimert ved å benytte observerbare markedspriser for 2019 og lineær projisering mot intern prisforutsetning for 2022.

Generelt er prisforutsetninger som er benyttet for beregning av nedskrivninger som følger (priser benyttet ved beregning av nedskrivninger i 2017 for de respektive årene er vist i parentes):

År reelle priser ¹⁾	2019	2020	2025	2030
Brent Blend - USD/fat	62 (66)	66 (70)	77 (80)	80 (84)
NBP - USD/mmBtu	7.7 (6.7)	7.4 (6.8)	8.0 (8.4)	8.0 (8.4)
Henry Hub - USD/mmBtu	3.1 (3.4)	3.2 (3.7)	4.0 (4.2)	4.0 (4.2)

1) Basisår 2018

Sensitiviteter

Råvareprisene har historisk sett vært volatile. Vesentlig ytterligere nedjustering av Equinors forutsetninger om råvarepriser ville resultert i nedskrivninger av enkelte produksjonseiendeler og anlegg under utbygging i Equinors portefølje. Ved en ytterligere nedjustering av priser over eiendelenes fulle levetid på 20%, noe som vurderes til å være en rimelig mulig endring, kunne nedskrivningsbeløpet ligge i området rundt 8 milliarder USD før skatt. Sensitiviteten, laget for illustrasjonsformål, forutsetter at det ikke er endringer i andre faktorer enn priser. En prisreduksjon på 20% vil imidlertid sannsynligvis resultere i endrede forretningsplaner så vel som endring i andre estimater 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 Equinor og lisenspartnere da redusert olje- og gass priser vil ha effekt på boreplaner og produksjonsprofiler for nye og eksisterende anlegg. Å kvantifisere effekten av dette er vurdert til ikke å være praktisk gjennomførbart fordi det vil kreve detaljerte tekniske, geologiske og økonomiske vurderinger basert på et hypotetisk scenario og ikke basert på eksisterende forretningsplaner eller utbyggingsplaner.

11 Immaterielle eiendeler

(i millioner USD)	Balansførte leteutgifter	Anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2017	2.715	5.363	339	419	8.836
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	0	116	265	392	773
Tilganger	392	917	0	(7)	1.302
Avgang til anskaffelseskost	(272)	(89)	0	(4)	(364)
Overføringer	(13)	(148)	0	0	(161)
Kostnadsføring av tidligere balansførte leteutgifter	(68)	(289)	0	0	(357)
Omregningsdifferanser	(70)	(17)	(39)	(2)	(128)
Anskaffelseskost 31. desember 2018	2.685	5.854	565	797	9.901
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017				(215)	(215)
Amortisering og nedskrivning				(13)	(13)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang				(2)	(2)
Omregningsdifferanser				1	1
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018				(229)	(229)
Bokført verdi 31. desember 2018	2.685	5.854	565	568	9.672

(i millioner USD)	Balansførte leteutgifter	Anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2016	2.856	5.907	328	346	9.438
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 balansførte leteutgifter	(73)	81	0	0	8
Omregningsdifferanser	56	6	11	4	77
Anskaffelseskost 31. desember 2017	2.715	5.363	339	419	8.836
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2016				(195)	(195)
Amortisering og nedskrivning				(12)	(12)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang				(6)	(6)
Omregningsdifferanser				(2)	(2)
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017				(215)	(215)
Bokført verdi 31. desember 2017	2.715	5.363	339	204	8.621

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

Se note 4 Oppkjøp og nedsalg vedrørende tilgang ved virksomhetssammenslutning.

I 2018 ble immaterielle eiendeler påvirket av netto nedskrivninger av oppkjøpskostnader med 237 millioner USD i området Nord Amerika - ukonvensjonell og netto nedskrivninger av oppkjøpskostnader knyttet til leteaktiviteter med 52 millioner USD, hovedsakelig som et resultat av tørre brønner og ikke-kommersielle funn Sør-Amerika, Mexicogulven og E&P Norway.

Equinors letelicens Block 2 i Tanzania utgikk formelt i juni 2018, men basert på kommunikasjon med relevante myndigheter i Tanzania, fortsetter driften mens prosessen med videreføring av letelicensen for de eksisterende lisenshaverne pågår. Block 2 forblir eiendel i balansen i E&P International segmentet per 31. desember 2018.

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 estimater 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)	2018	2017
Mindre enn 1 år	392	218
1-5 år	1406	1.799
Mer enn 5 år	887	698
Sum	2.685	2.715

Tabellen under viser spesifikasjon av årets letekostnader.

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Leteutgifter	1.438	1.234	1.437
Kostnadsførte leteutgifter balanseført tidligere år	357	(8)	1.800
Balanseførte leteutgifter	(390)	(167)	(285)
Letekostnader	1.405	1.059	2.952

12 Egenkapitalkonsoliderte investeringer

(i millioner USD)	Lundin Petroleum AB	Andre tilknyttede selskaper	Totalt
Investeringer 31. desember 2017	1.125	1.426	2.551
Resultatandel fra andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	10	281	291
Endring innbetalt egenkapital	0	548	548
Utbetalinger fra selskapene	(31)	(244)	(275)
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital	(5)	(66)	(70)
Nedsalg, nedskrivning og reduksjon av innbetalt kapital	0	(183)	(183)
Investeringer 31. desember 2018	1.100	1.763	2.862

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen for de tilknyttede selskapene.

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 Equinor ved anvendelse av egenkapitalmetoden i forhold til Lundin Petroleum ABs egne resultater. Equinor justerer Lundin Petroleum ABs 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 Equinors prinsipper. Disse justeringene har redusert resultatet for 2018, som vist i tabellen nedenfor, sammenlignet med tilsvarende beløp rapportert av Lundin Petroleum AB.

(i millioner USD)	Lundin Petroleum AB	
	2018	2017
31. desember		
Omløpsmidler	79	101
Anleggsmidler	3.010	2.920
Kortsiktig gjeld	(58)	(62)
Langsiktige forpliktelser	(1.931)	(1.834)
Netto eiendeler	1.100	1.125
31. desember		
Inntekter	495	376
Resultat før skatt	225	226
Resultat	10	126
Tilgang anleggsmidler	231	250

Markedsverdi på Equinors andel i Lundin Petroleum AB per 31. desember 2018 var 1.691 millioner USD (andel per 31. desember 2017 var 1.565 millioner USD)

13 Finansielle eiendeler og langsiktige forskuddsbetalinger

Langsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Obligasjoner	1.261	1.611
Børsnoterte aksjer	530	619
Unoterte aksjer	664	611
Finansielle investeringer	2.455	2.841

Obligasjoner og børsnoterte aksjer knytter seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap og andre noterte og ikke noterte aksjer som hovedsakelig eies for langsiktig strategisk formål, som i hovedsak er regnskapsført over resultat i henhold til virkelig verdi.

Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Rentebærende fordringer	345	716
Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer	688	196
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	1.033	912

Rentebærende fordringer knytter seg hovedsakelig til lån til ansatte samt prosjektfinansiering av tilknyttede selskaper.

Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Tidsinnskudd	4.129	4.111
Rentebærende verdipapirer	2.912	4.337
Finansielle investeringer	7.041	8.448

Per 31. desember 2018 inkluderer kortsiktige finansielle investeringer 896 millioner USD knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap som i hovedsak er regnskapsført over resultat i henhold til virkelig verdi.

Regnskapsført beløp per 31. desember 2017 var på 714 millioner USD.

For informasjon om finansielle instrumenter per kategori, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

14 Varelager

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Råolje	1.173	2.323
Petroleumsprodukter	345	596
Naturgass	274	149
Annet	351	330
Sum	2.144	3.398

Linjen Annet består i hovedsak av bore- og brønnutstyr.

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 164 millioner USD i 2018 og 32 millioner USD i 2017.

15 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Kundefordringer fra kundekontrakter	6.267	7.649
Andre kortsiktige fordringer	1.800	427
Fordringer felleskontrollerte eiendeler	390	478
Fordringer egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærstående parter	31	6
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	8.488	8.560
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	510	865
Kundefordringer og andre fordringer	8.998	9.425

Kundefordringer fra kundekontrakter er presentert netto, fratrukket en uvesentlig avsetning for forventet tap.

For mer informasjon vedrørende kredittkvaliteten på Equinors motparter, se note 5 Finansiell risikostyring. For informasjon om valutasensitivitet, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

16 Betalingsmidler

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Bankinnskudd	1.140	591
Tidsinnskudd	2.068	1.889
Pengemarkedsfond	2.255	381
Rentebærende verdipapirer	1.590	1.092
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	501	437
Betalingsmidler	7.556	4.390

Bundne midler per 31. desember 2018 og 2017 inkluderer margininnskudd på henholdsvis 365 millioner USD og 300 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 2018 utgjør Equinors aksjekapital 8.346.653.047,50 NOK (1.184.547.766 USD) bestående av 3.338.661.219 aksjer pålydende 2,50 NOK. Aksjekapital per 31. desember 2017 utgjorde 8.307.919.632,50 NOK (1.179.542.543 USD) bestående av 3.323.167.853 aksjer pålydende 2,50 NOK.

Equinor ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til enhver tid foreslåtte utbyttet og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Et midlertidig utbytteaksjeprogram, vedtatt av Equinors generalforsamling i mai 2016, ble avsluttet som planlagt i 2017. De siste utstedte aksjer relatert til utbytteaksjeprogrammet ble utstedt i første kvartal 2018 basert på utbytte fra tredje kvartal 2017.

I løpet av 2018 er det foretatt oppgjør av utbytte for tredje og fjerde kvartal 2017 og for første og andre kvartal 2018. 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 2018 relaterer seg til fjerde kvartal 2017 og de tre første kvartalene i 2018.

Den 5. februar 2019 foreslo styret et utbytte for fjerde kvartal 2018 på 0,26 USD per aksje (betinget av generalforsamlingens godkjenning). Equinor-aksjen vil handles ex utbytte den 16. mai 2019 på OSE og den 17. mai 2019 for eiere av American Depositary Receipts (ADRs) på NYSE. Record date (eierregisterdato) vil være 20. mai på OSE og NYSE. Forventet utbetaling er på eller omkring den 29. mai 2019.

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Vedtatt utbytte	3.064	2.891
USD per aksje eller ADS	0,9200	0,8804
Utbytte betalt som kontantoppgjør	2.672	1.491
USD per aksje eller ADS	0,9101	0,8804
NOK per aksje	7,4907	7,2615
Utbytte aksjer	338	1.357
Antall utstedte aksjer (i millioner)	15,5	78,1
Totalt oppgjort utbytte	3.010	2.848

I løpet av 2018 har Equinor ervervet 2.740.657 egne aksjer for 68 millioner USD, og 3.631.220 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. I løpet av 2017 har Equinor ervervet 3.323.671 egne aksjer for 63 millioner USD, og 3.219.327 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. Per 31. desember 2018 har Equinor 10.352.671 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2017 var beholdningen av egne aksjer 11.243.234. For ytterligere informasjon, se note 6 Godtgjørelse.

18 Finansiell gjeld

Kapitalstyring

Equinor sine retningslinjer for kapitalstyring er å beholde en sterk finansiell posisjon og sikre tilstrekkelig finansiell fleksibilitet. Non-GAAP måltallet netto justert rentebærende gjeld (ND) over sysselsatt kapital (CE) er ett av flere viktige nøkkeltall i vurderingen av Equinor sin finansielle robusthet.

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Netto justert rentebærende gjeld (ND)	12.246	16.287
Sysselsatt kapital (CE)	55.235	56.172
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert (ND/CE)	22,2%	29,0%

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 1.261 millioner USD og 1.014 millioner USD i 2018 og 2017). I tillegg kommer justeringer for balanser relatert til SDØE (henholdsvis 146 millioner USD og 164 millioner USD i 2018 og 2017). 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⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Usikrede obligasjonslån						
Amerikanske dollar (USD)	4,14	3,73	13.088	14.953	13.657	16.106
Euro (EUR)	2,10	2,10	8.928	9.347	9.444	10.057
Britiske pund (GBP)	6,08	6,08	1.760	1.859	2.532	2.734
Norske kroner (NOK)	4,18	4,18	345	366	388	427
Sum			24.121	26.524	26.021	29.325
Usikrede lån						
Japanske yen (JPY)	4,30	4,30	91	89	119	118
Finansielle leieavtaler			432	478	425	496
Sum			523	567	544	614
Sum finansiell gjeld			24.644	27.090	26.565	29.938
Fratrukket kortsiktig andel			1.380	2.908	1.379	2.924
Langsiktig finansiell gjeld			23.264	24.183	25.186	27.014

- 1) Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta per 31. desember, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.
- 2) Virkelig verdi er hovedsakelig kalkulert i eksterne modeller som baserer seg på markedsobservasjoner fra ulike kilder klassifisert som nivå 2 i virkelig verdi hierarkiet. I de tilfeller det er tilgjengelig, er virkelig verdi av langsiktig finansiell gjeld fastsatt basert på noterte markedspriser som faller inn under nivå 1 i virkelig verdi hierarkiet.

Usikrede obligasjonslån på 13.088 millioner USD er utstedt i USD og usikrede obligasjonslån utstedt i andre valutaer på 10.062 millioner USD er konvertert til USD. Ett lån på 972 millioner USD er utstedt i EUR og ikke konvertert. Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko for ytterligere informasjon

I all vesentlighet inneholder avtaler knyttet til usikrede obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

I 2018 utstedte Equinor følgende obligasjoner:

Utstedelsesdato	Beløp i USD millioner	Rentesats i %	Forfallsdato
5. september 2018	1000	3,625	September 2028

Av konsernets totale utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 38 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. Balanseført verdi av disse lånene utgjør 23.776 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2018.

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	
	2018	2017
År 2 og 3	4.003	3.521
År 4 og 5	3.736	3.041
Etter 5 år	15.525	17.620
Sum tilbakebetaling av langsiktig gjeld	23.264	24.183
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	3,67	3,50

Mer informasjon vedrørende finansielle leieforpliktelser er gitt i note 22 Leieavtaler.

Kortsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Innkalt margin	213	704
Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år	1.380	2.908
Annet inklusiv US Commercial paper program og kassekreditt	870	479
Kortsiktig finansiell gjeld	2.463	4.091
Vektet gjennomsnittlig rentesats	1,62	1,65

Innkalt margin og annen kortsiktig gjeld er kontanter mottatt for å sikre en andel av konsernets kreditteksponering og utestående beløp knyttet til US Commercial paper (CP) program. Utstedelse under CP programmet utgjorde 842 millioner USD per 31. desember 2018 og 449 millioner USD per 31. desember 2017.

Avstemming av kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter mot finansielle poster i balanseoppstillingen

(i millioner USD)	Langsiktig finansiell gjeld	Kortsiktig finansiell gjeld	Finansielle fordringer (Innkalt margin 1)	Annen innskutt egenkapital Aksjebasert avlønning/Egne aksjer	Ikke-kontrollerende eierinteresser	Skyldig utbytte	Totalt
31. desember 2017	24.183	4.091	(272)	(191)	24	729	28.564
Overføring til kortsiktig andel	(1.380)	1.380	-	-	-	-	-
Effekt av valutakursendringer	(556)	2	-	-	-	(1)	(555)
Vedtatt utbytte	-	-	-	-	-	3.064	3.064
Utbytteaksjer	-	-	-	-	-	(338)	(338)
Kontantstrømmer fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	998	(2.949)	(331)	(64)	(7)	(2.672)	(5.025)
Andre endringer	20	(61)	11	59	2	(16)	15
31. desember 2018	23.264	2.463	(591)	(196)	19	766	25.725

(i millioner USD)	Langsiktig finansiell gjeld	Kortsiktig finansiell gjeld	Finansielle fordringer Innkalt margin 1)	Annen 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	(2.908)	2.908	-	-	-	-	-
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	(2.250)	(2.472)	464	(62)	(12)	(1.491)	(5.823)
Andre endringer	40	(5)	(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 for ytterligere informasjon.

19 Pensjoner

Equinor ASA og en rekke av dets datterselskaper har innskuddsbasert pensjonsordning som hovedordning, hvor innbetalt premie utgjør årets pensjonskostnad i resultatregnskapet. I tillegg inneholder innskuddsordningen i Equinor ASA enkelte ufonderte elementer. Disse innskuddsplanene over drift reguleres likt som avkastningen for hovedinnskuddsordningen og er vurdert til virkelig verdi og innregnes som pensjonsforpliktelser. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for mer informasjon om regnskapsmessig behandling av innskuddsplanene over drift rapportert i Equinor ASA.

Equinor ASA har i tillegg lukkede ytelsesbaserte pensjonsordninger for ansatte som har mindre enn 12 års framtidig tjenestetid før ordinær pensjonsalder, samt for ansatte i enkelte datterselskaper. Equinors pensjonsytelser er generelt basert på minst 30 års tjenestetid med opptil 66% av sluttlønn, inkludert en antatt offentlig støtte som skal gis fra den norske folketrygden. De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon, og Equinors pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

Ytelsesbaserte pensjonsordninger i Norge administreres og finansieres gjennom Equinor Pensjon. Equinor Pensjon er en selveiende stiftelse hvor ansatte i Equinors norske selskaper er dekket. Equinor Pensjons midler holdes atskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler. Equinor Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Equinor er medlem av den offentlige Avtalefestede Førtdispensjonsavtalen (AFP), hvor premien beregnes på basis av de ansattes inntekter opptil 7,1 G (Grunnbeløp i Folketrygden). Premien må betales for alle ansatte fram til fylte 62 år. Pensjonsutbetaling fra administrator av AFP-ordningen er livsvarig. Equinor har vurdert at forpliktelsen til denne flerforetakstytelsesordningen kan estimeres med tilstrekkelig pålitelighet for regnskapsføring. Følgelig har selskapet innregnet sin forholdsmessige estimerte andel av AFP-ordningen som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktelser for ytelsesplaner.

Nåverdien av bruttoforpliktelsen, med unntak av den ufonderte innskuddsordningen, samt årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening, er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til fremtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetningene. Diskonteringsrenten per 31. desember 2018 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 15,9 år ved utgangen av 2018. Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto finansiering og inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Equinor har mer enn én ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er uvesentlige og er derfor ikke særskilt opplyst om. Deler av pensjonskostnadene er viderebelastet partnere på Equinoropererte lisenser.

Netto pensjonskostnader

(i millioner USD)	2018	2017	2016
Nåverdi av årets opptjening	214	242	238
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	-	-	192
Renteinntekt på pensjonsmidler	-	-	(148)
Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	0	(0)	2
Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	20	15	109
Amortisering av aktuariemessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	0	(1)	59
Innskuddsplaner over drift	55	51	50
Ytelsesplaner	289	308	503
Innskuddsplaner	173	162	148
Sum netto pensjonskostnader	462	469	650

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 167 millioner USD, og renteinntekter på 127 millioner USD er innregnet i 2018.

(i millioner USD)	2018	2017
Brutto pensjonsforpliktelse		
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	8.286	7.791
Nåverdi av årets opptjening	214	243
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	182	219
Aktuarmessige (gevinster) tap - Økonomiske forutsetninger	174	(26)
Aktuarmessige (gevinster) tap - Erfaring	(27)	(21)
Utbetalte ytelser fra ordningene	(219)	(311)
Tap (gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring	(1)	13
Fripoliser	(18)	(84)
Omregningsdifferanse	(469)	411
Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift	55	52
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	8.176	8.286
Virkelig verdi av pensjonsmidler		
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	5.687	5.250
Renteinntekt på pensjonsmidler	136	148
Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter)	(135)	283
Innbetalt av selskapet	49	39
Utbetalt ytelser fra ordningene	(217)	(196)
Fripoliser og personforsikring	(18)	(121)
Omregningsdifferanse valuta	(315)	283
Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember	5.187	5.687
Netto pensjonsforpliktelser 31. desember	(2.990)	(2.599)
Spesifikasjon:		
Eiendel innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning)	831	1.306
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning)	(3.821)	(3.905)
Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger	8.176	8.286
Fonderte pensjonsplaner	4.359	4.392
Ufonderte pensjonsplaner	3.817	3.894
Faktisk avkastning på pensjonsmidler	1	431

Aktuarmessig tap i 2018 skyldes endring i økonomiske forutsetninger som økt forventet vekst i løpende pensjoner og økt forventet lønnsvekst. I 2017 fikk Equinor en aktuarmessig gevinst fra endringer i økonomiske og demografiske forutsetninger.

Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i egenkapitalen

(i millioner USD)	2018	2017	2016
Årets netto aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen gjennom året	(282)	331	(482)
Årets aktuarmessige (tap) gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	172	(158)	(21)
Skatteeffekt på aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen	22	(38)	129
Innregnet i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter skatt	(88)	135	(374)
Akkumulerte aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter skatt	(1.141)	(1.053)	(1.188)

Aktuarmessige forutsetninger

	Økonomiske forutsetninger for resultatenelementer i %		Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer i %	
	2018	2017	2018	2017
Diskonteringsrente	2,50	2,50	2,75	2,50
Forventet lønnsvekst	2,25	2,25	2,75	2,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	1,75	1,75	2,00	1,75
Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp	2,25	2,25	2,75	2,25
Vektet gjennomsnittlig durasjon for pensjonsforpliktelsen			15,9	17,2

Forutsetningene presentert over gjelder konsernselskaper i Norge som er medlem av Equinors pensjonskasse. Andre datterselskaper har også ytelsesplaner, men disse utgjør uvesentlige beløp for konsernet.

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2018 var på henholdsvis 0,2% og 0,0% i kategoriene ansatte fra 50 til 59 år og 60 til 67 år, og 0,2% og 2,2% i 2017. I 2018 er det beregnet en forventet sannsynlighet for frivillig avgang med tidlig uttak av pensjon for ansatte fra 60 til 67 år på 3,2%.

For planer i Norge er dødelighetstabell K 2013 i kollektiv pensjonsforsikring, utarbeidet av Finanstilsynet, brukt som beste estimat på dødelighet.

Uføretabeller for planer i Norge er utarbeidet av aktuar i 2013 og representerer beste estimat for planer i Norge.

Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimaten er basert på relevante forhold per 31. desember 2018.

(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 2018	(611)	695	169	(167)	520	(473)	296	(324)
Nåverdi av årets opptjening for 2019	(21)	25	7	(7)	16	(14)	8	(9)

Sensitiviteten i de finansielle resultatene til hver av de vesentlige forutsetningene er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekten vil avvike fra faktiske tall da regnskapet også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

Pensjonsmidler

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene er målt til virkelig verdi. Equinor Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom.

Eiendommer eiet av Equinor Pensjon utgjør 417 millioner USD per 31. desember 2018 og 447 millioner USD per 31. desember 2017. Disse blir leid ut til selskaper i konsernet.

Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen for finansporteføljen godkjent av styret i Equinor Pensjon for 2018. Porteføljeverktingen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

(i %)	Pensjonsmidler på ulike investeringsklasser		Mål porteføljeverkt
	2018	2017	
Egenkapitalinstrumenter	36,5	37,5	31 - 43
Obligasjoner	44,9	41,7	36 - 48
Sertifikater	12,3	14,3	0 - 29
Eiendom	6,3	6,1	5 - 10
Andre eiendeler	0,0	0,4	
Sum	100,0	100,0	

I 2018 hadde 92% av egenkapitalinstrumentene, 31% av obligasjonene og 55% av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked (nivå 1). 8% av egenkapitalinstrumentene, 69% av obligasjonene og 45% 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 2017 hadde 92% av egenkapitalinstrumentene, 32% av obligasjonene og 67% av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked. 8% av egenkapitalinstrumentene, 68% av obligasjonene og 32% av sertifikatene var basert på andre data enn de noterte prisene (nivå 2). For definisjon på de ulike nivåene, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Premiebetaling til Equinor Pensjon i 2019 forventes å være mindre enn 100 millioner USD.

20 Avsetninger

(i millioner USD)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Avsetninger for krav og tvister	Andre avsetninger	Total
Langsiktig andel 31. desember 2017	12.383	1.271	1.904	15.557
Kortsiktig andel 31. desember 2017 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	69	68	547	684
Avsetninger 31. desember 2017	12.451	1.339	2.451	16.241
Nye eller økte avsetninger	1.609	6	858	2.473
Reduksjon i estimater	(382)	(386)	(121)	(889)
Beløp belastet mot avsetninger	(157)	(4)	(588)	(749)
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	(838)	-	24	(814)
Rentekostnad på forpliktelser	461	-	-	461
Reklassifisering og overføring	-	6	15	21
Omregningsdifferanser	(536)	(0)	(32)	(568)
Avsetninger 31. desember 2018	12.609	961	2.606	16.175
Kortsiktig andel 31. desember 2018 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	65	56	103	224
Langsiktig andel 31. desember 2018	12.544	905	2.503	15.952

Linjen Nye eller økte avsetninger inkluderer tilleggsavsetninger gjort i perioden, herunder økning i estimater, og forpliktelser knyttet til virksomhetssammenslutninger.

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. Endringen i kategorien Avsetninger for krav og tvister består hovedsakelig av en utvikling i redetermineringsprosessen på Agbami-feltet i Nigeria. For mer informasjon om utviklingen samt andre betingede forpliktelser, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

Kategorien Andre avsetninger er hovedsakelig relatert til betingede vederlag knyttet til kjøp av virksomheter, avsetninger for tapskontrakter, kanselleringshonorarer og annet. I 2018 avsatte Equinor for betingede vederlag og fjerningsforpliktelser knyttet til kjøp av eierandel i oljefeltet Roncador i Brasil. I første kvartal 2018 betalte Equinor den kortsiktige delen av et betinget vederlag knyttet til kjøp av eierandel i lisens BM-S-8 i Brasil i 2016. Den kortsiktige delen var på 0,3 milliarder USD og gjenværende avsetning er på 0,9 milliarder USD. For mer informasjon se note 4 Oppkjøp og nedsalg.

For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimater, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

Forventet oppgjørstidspunkt

(i millioner USD)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger, inkludert for krav og tvister	Total
2019 - 2023	1.307	2.447	3.754
2024 - 2028	1.891	682	2.574
2029 - 2033	3.530	36	3.566
2034 - 2038	2.534	13	2.546
Deretter	3.348	388	3.736
Avsetninger 31. desember 2018	12.609	3.567	16.175

21 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Leverandørgjeld	2.532	3.181
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	2.604	2.345
Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler	2.254	2.464
Gjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærstående parter	725	858
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	8.115	8.849
Kortsiktig andel av avsetninger og annen ikke finansiell kortsiktig gjeld	255	888
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	8.369	9.737

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 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler. For informasjon om valutasensitivitet se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko. Ytterligere informasjon vedrørende leverandørgjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskaper og andre nærstående parter, se note 25 Nærstående parter.

22 Leieavtaler

Equinor leier diverse eiendeler, i hovedsak borerigger, skip og kontorbygninger. Leiekontrakter inngått av en lisens er presentert netto, basert på Equinors deltakerandel i de respektive lisensene. Leiekontrakter inngått for helikoptre, forsyningskip og andre eiendeler benyttet til flere lisenser er presentert netto basert på Equinors gjennomsnittlige deltakerandel i disse lisensene.

I 2018 utgjorde netto leiekostnad 2.080 millioner USD (2.075 millioner USD i 2017 og 2.569 millioner USD i 2016). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2018, 2017 eller 2016.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2018:

(i millioner USD)	Operasjonelle leieavtaler					Sum
	Rigger	Skip	Tomter og bygninger	Lager	Andre	
2019	998	662	143	83	113	2.001
2020	523	599	141	60	84	1.406
2021	349	534	140	41	50	1.114
2022	372	384	136	40	28	960
2023	280	316	198	25	13	832
2024-2028	75	789	544	68	50	1.527
2029-2033	-	131	223	6	17	376
Deretter	-	-	32	-	7	39
Sum fremtidig minsteleie	2.597	3.414	1.558	322	363	8.253

Equinor hadde per 31. desember 2018 enkelte operasjonelle leieavtaler for borerigger. Gjenværende kontraktperiode 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, innleid av Equinor, har blitt videreformidlet for hele eller deler av leieperioden, hovedsakelig til Equinor-opererte lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist netto (Equinors andel) under operasjonelle leieavtaler i tabellen over.

Enkelte kontrakter inkluderer både leie- og serviceelementer. Disse serviceelementene, som hovedsakelig knytter seg til drift av skip og borerigger, er estimert til 1,5 milliarder USD og er inkludert som forpliktelser i tabellen over.

Equinor 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 2018 tre bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi var cirka 529 millioner USD ved utgangen av 2018 og er inkludert i kategorien Skip i tabellen ovenfor.

Kategorien Tomter og bygninger inkluderer fremtidig minsteleie fra Equinor ASA til en nærstående part på 474 millioner USD for leie av kontorbygning i Bergen og Harstad, eid av Equinor Pensjon. Denne operasjonelle leieforpliktelsen løper til 2037, og 356 millioner USD forfaller etter 2022.

Equinor hadde forpliktelser relatert til finansielle leieavtaler på 432 millioner USD per 31. desember 2018. Nominell minsteleie knyttet til disse finansielle leieavtalene beløp seg til 555 millioner USD. Varige driftsmidler inkluderer 380 millioner USD for eiendeler relatert til finansielle leieavtaler som var balanseført ved årsslutt (439 millioner USD i 2017), 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 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler

IFRS 16 Leieavtaler, som vil bli implementert av Equinor 1. januar 2019, regulerer regnskapsføring av leieavtaler og tilhørende noteinformasjon og vil erstatte IAS 17 Leieavtaler. Den nye standarden definerer en leieavtale som en kontrakt som overfører retten til kontroll over bruken av en identifisert eiendel i en periode i bytte mot et vederlag. IFRS 16 krever at alle kontrakter som tilfredsstiller standardens definisjon av en leieavtale, skal innregnes i leietakers regnskap som en bruksrettseiendel og en leieforpliktelse. Leiebetaling skal reflekteres som rentekostnad og en reduksjon i leieforpliktelser. Bruksrettseiendelene skal avskrives over det korteste av kontraktperioden og eiendelens brukstid. IFRS 16 medfører

også endringer i presentasjon av leierelaterte betalinger i kontantstrømoppstillingen, hvor den delen av betalingen som representerer nedbetaling av leieforpliktelsen vil klassifiseres som kontantstrøm brukt i finansieringsaktiviteter.

Standarden innebærer en vesentlig endring av leietakers regnskapsføring av leieavtaler som i dag er definert som operasjonelle leieavtaler under IAS 17.

Beskrivelsene nedenfor reflekterer regnskapsføring av leieavtaler fra leietakers perspektiv, ettersom Equinor hovedsakelig er leietaker i sine leieavtaler. Regnskapsføring som utleier blir imidlertid benyttet i enkelte tilfeller og spesielt knyttet til Equinors rolle som operatør for felleskontrollerte driftsordninger i enheter uten begrenset ansvar (lisenser).

Equinor har benyttet følgende valg av regnskapsprinsipper og overgangsregler ved implementering av IFRS 16:

IFRS 16 overgangsregler

- IFRS 16 vil bli implementert retrospektivt med akkumulert effekt som en justering av egenkapitalen på implementeringstidspunktet, uten omarbeiding av tidligere perioders rapporterte tall («modifisert retrospektive metode»)
- Kontrakter som tidligere er klassifisert som enten leieavtaler eller som kapasitetskontrakter vil beholde sine respektive klassifikasjoner ved implementeringen av IFRS 16 ("grandfathering of contracts")
- Leieavtaler hvor leieperioden avsluttes innen 12 måneder fra 1. januar 2019 vil ikke bli reflektert som leieavtaler under IFRS 16
- Bruksrettseiendeler vil for de fleste kontrakter bli regnskapsført til en verdi lik den tilhørende leieforpliktelsen. Eventuelle eksisterende avsetninger for tapskontrakter knyttet til leiekontrakter vil redusere verdien av den tilhørende regnskapsførte bruksrettseiendel

Valg av regnskapsprinsipper under IFRS 16

- Kortsiktige leieavtaler (12 måneder eller mindre) og leieavtaler der den underliggende eiendelen har lav verdi, blir ikke reflektert i balansen, men blir kostnadsført eller (hvis aktuelt) balanseført over leieperioden, avhengig av aktiviteten der den leide eiendelen er benyttet.
- Ikke-leie komponenter (serviceelementer) i en kontrakt som inneholder en leieavtale blir regnskapsført separat for alle klasser av underliggende eiendeler og blir reflektert som kostnader eller (hvis relevant) balanseført over leieperioden, avhengig av hvor den leide eiendelen er benyttet.

Vesentlige regnskapsvurderinger og tolkninger i forbindelse med bruk av IFRS 16

Anvendelse av IFRS 16 generelt, samt valg av prinsipper, medfører en rekke regnskapsmessige tolkninger og bruk av skjønn som vil påvirke Equinors konsernregnskap. De regnskapsmessige problemstillingene og tolkningene som i størst grad vil påvirke Equinors implementering av IFRS 16 er beskrevet nedenfor.

Skille mellom operatører og felleskontrollerte virksomheter som leietakere, inkludert vurderinger rundt fremleie

Den vesentligste regnskapsmessige vurderingen i forbindelse med Equinors anvendelse av IFRS 16 har vært, og fortsetter å være, å avgjøre hvorvidt det er lisensen eller operatøren som skal regnes som relevant leietaker i forbindelse med leieavtaler i selskapets oppstrømsaktiviteter, og følgelig hvorvidt disse kontraktene skal reflekteres brutto (100%) i operatørens regnskaper, eller i samsvar med hver enkelt deltakers relative andel av leieavtalen. I olje- og gassindustrien, hvor aktiviteten ofte drives gjennom felleskontrollerte driftsordninger eller tilsvarende samarbeidsformer, krever bruk av IFRS 16 en evaluering for hver enkelt leieavtale om deltakerne i fellesskap eller operatøren skal anses som leietaker i avtalen.

I mange situasjoner hvor operatøren alene signerer en leiekontrakt for en eiendel som skal benyttes i en spesifikk felleskontrollert virksomhet, vil operatøren implisitt eller eksplisitt gjøre dette på vegne av den felleskontrollerte virksomheten. I enkelte jurisdiksjoner etablerer konsesjonene gitt av myndighetene både en plikt og rett for en operatør til å inngå nødvendige avtaler i navnet til en lisens (felleskontrollert driftsordning). For Equinor er dette viktig, siden slike konsesjoner er situasjonen på norsk kontinentalsokkel (NCS), I tråd med vanlig praksis innen oppstrømsaktiviteter organisert som felleskontrollert driftsordninger vil operatøren forvalte leieavtalen, foreta betalinger til utleier og deretter viderebelaste partnere for deres respektive andel av leiebetalingene. I hvert enkelt slikt tilfelle er det nødvendig å avgjøre:

- Hvorvidt operatør er leietaker alene i den eksterne leieavtalen, og i så fall, hvorvidt viderebelastningene til lisenspartnerne vil kunne anses som fremleie, eller;
- Hvorvidt det reelt sett er den felleskontrollerte driftsordningen som er leietaker, der hver av deltakerne regnskapsfører sin forholdsmessige andel av leieavtalen.

Konklusjonen på disse spørsmålene vil være avhengig av faktum og omstendigheter i hvert enkelt tilfelle, og vil kunne variere mellom kontrakter og mellom legale jurisdiksjoner.

Oppsummert forventer Equinor å innregne leaseforpliktelser basert på prinsippene beskrevet nedenfor. I det følgende er begrepet «lisens» benyttet for å beskrive felleskontrollerte driftsordninger i enheter uten begrenset ansvar, samt tilsvarende samarbeidsformer.

Leieavtaler innregnet av Equinor som operatør for en lisens

Equinor vil innregne leieforpliktelser og bruksrettseiendeler netto, basert på Equinors netto eierinteresse i lisensen, i tilfeller hvor alle deltakere i en lisens er vurdert å dele primæransvaret for leiebetalingene under en leiekontrakt. Slike tilfeller inkluderer kontrakter hvor alle lisensdeltakere har signert leiekontrakten i fellesskap, samt situasjoner hvor Equinor, i egenskap av å være operatør for lisensen, har juridisk bindende fullmakt til

å inngå en leiekontrakt på vegne av lisenspartnerne, gitt at denne fullmakten gjør hver enkelt lisensdeltaker til primæransvarlig for den eksterne leieforpliktelsen.

Equinor vil innregne en leieavtale brutto (100%) når selskapet vurderes å ha primæransvaret for de totale eksterne leiebetalingene. Dersom det vurderes å eksistere en finansiell fremleieavtale mellom Equinor og en lisens, vil Equinor fraregne en andel av bruksrettseiendelen tilsvarende ikke-operatørens andel av leieavtalen, og i stedet innregne en tilsvarende finansiell leasingfordring. Finansiell fremleie vil typisk eksistere i tilfeller hvor Equinor inngår en kontrakt i eget navn, hvor selskapet har primæransvaret for de eksterne leiebetalingene, hvor den leide eiendelen skal benyttes på en spesifikk lisens og hvor kostnader og risiko knyttet til bruken av denne eiendelen er båret av den spesifikke lisensen.

I tilfeller hvor Equinor rapporterer sine leieforpliktelser brutto, som følge av å være vurdert å ha primæransvaret for de eksterne leiebetalingene, og hvor bruken av det leide driftsmiddelet på en lisens ikke er vurdert å være finansiell fremleie, vil Equinor også innregne den relaterte bruksrettseiendelen brutto. Leiebetalinger som Equinor får dekket av sine lisenspartnerne, i henhold til deres forholdsmessige del av leieavtalen, vil bli innregnet som andre salgsinntekter. Under tidligere regnskapsregler for leieavtaler har Equinor reflektert tilsvarende kostnader netto, basert på Equinors deltakerandel i lisensen. Kostnader som ikke er inkludert i en innregnet leieforpliktelse, slik som betalinger under kortsiktige leieavtaler, ikke-leiekomponenter og variable leiebetalinger, vil fremover fortsatt bli presentert netto i Equinors resultatregnskap basert på Equinors deltakerandel i lisensen.

Leieavtaler innregnet av Equinor, som ikke-operatør på en lisens

Som lisensdeltaker, men uten å være operatør for en olje- og gasslisens, vil Equinor innregne sin forholdsmessige andel av en leieavtale i tilfeller hvor Equinor vurderes å dele primæransvaret for den eksterne forpliktelsen for en lisenskommitert leieforpliktelse. Dette inkluderer kontrakter hvor Equinor har signert kontrakten sammen med øvrige lisensdeltakere, samt kontrakter hvor operatør er gitt et juridisk bindende mandat til å inngå eksterne leieavtaler på vegne av sine lisenspartnerne.

Equinor vil også innregne sin forholdsmessige andel når en leiekontrakt er inngått av operatøren på en lisens, og hvor operatørens bruk av eiendelen vurderes å være fremleie fra operatøren til lisensen. Fremleie antas å eksistere i situasjoner hvor operatøren og lisenspartnerne avtaler at en identifisert eiendel er forpliktet til å bli benyttet kun i driften av en spesifikk lisens for en spesifikk tidsperiode, og hvor bruken av denne eiendelen er vurdert å være kontrollert av deltakerne i lisensen i fellesskap.

Rapportering av riggdeleavtaler

Som en betydelig operatør på norsk kontinentalsokkel kan Equinor i visse tilfeller inngå leieavtaler på vegne av en eller flere individuelle lisenser som har forpliktet seg til bruk av en rigg for gitte tidsperioder. En riggdelingsavtale vil styre når og hvor riggen vil bli brukt gjennom kontraktsperioden. I tilfeller hvor en lisens er vurdert å være leietaker i en riggdelingsavtale, er denne ansett å være leietaker for sin respektive andel av den totale kontraktsperioden. Som følge av dette vil Equinor regnskapsføre disse leieavtalene fra et lisensperspektiv, både når det gjelder bruk av IFRS 16 sitt unntak for kortsiktige leieavtaler og ved vurdering av dato for iverksettelse av leieavtalen.

Når en riggleieavtale er inngått i Equinors eget navn vil leieforpliktelsen innregnes brutto (100%) i Equinors konsernbalanse. Equinor vil imidlertid ikke innregne forpliktelser for perioder hvor riggen er formelt transportert til en annen part, og hvor bruksretten og det primære juridiske ansvaret for leiebetaling er overført til den annen part.

Når en leid eiendel er transportert til en lisens for to eller flere ikke-sammenhengende perioder innenfor sammen kontrakt, vil Equinor innregne disse ikke-sammenhengende periodene samlet, både når det gjelder bruk av IFRS 16 sitt unntak for kortsiktige leieavtaler og ved vurdering av dato for iverksettelse av leieavtalen.

Utskilling av bestanddelene i en kontrakt

Mange av Equinors leiekontrakter, slik som kontrakter for leie av rigger og skip, inneholder en rekke tilleggstenester og andre ikke-leiekomponenter, inkludert bruk av personell, borerelaterte aktiviteter og andre elementer. For en rekke av disse kontraktene vil disse tilleggstenestene representere en ikke ubetydelig del av den totale kontraktsverdien. Når disse tilleggstenestene ikke er priset separat, er den totale betalingen blitt allokert forholdsmessig på grunnlag av den relative frittstående prisen på leiekomponenten og den samlede frittstående prisen på ikke-leiekomponentene. Equinors tidligere praksis ved rapportering av forpliktelser knyttet til leiekontrakter har vært å rapportere leieforpliktelser uten å skille ut eventuelle ikke-leiekomponenter. Prinsippvalget under IFRS 16 om å regnskapsføre ikke-leiekomponenter separat fra leiekomponenter for alle eiendelsklasser medfører således en endring i Equinors rapportering av leieavtaler.

Evaluerings av virkning av opsjonperioder ved identifisering av lengde på leieperiode

Flere av Equinors vesentlige leiekontrakter, som leie av skip, rigger og bygninger, inkluderer opsjoner om å forlenge leieperioden. Under IFRS 16 blir vurderingen av hvorvidt det er rimelig sikkert at en kontrakts forlengelsesopsjon vil bli utøvd, gjort på iverksettelsestidspunktet, og senere oppdatert i tilfeller hvor faktum og omstendigheter som Equinor har kontroll over krever det. Etter Equinors syn innebærer begrepet "rimelig sikkert" et sannsynlighetsnivå som er betydelig høyere enn «sannsynlig» og dette er reflektert i Equinors vurderinger.

Skille mellom faste og variable elementer i leiebetalingene

IFRS 16 krever at faste og i realiteten faste betalinger inkluderes i beregnet leieforpliktelse på dato for iverksettelse, mens variable betalinger som avhenger av bruken av eiendelen ikke inkluderes. Særsilt i forbindelse med leie av borerigger vil Equinors leiekontrakter inkludere faste rater for perioder hvor den aktuelle eiendelen er i bruk, samt alternative lavere rater («stand-by-rater») for perioder hvor eiendelen er benyttet til andre spesifiserte aktiviteter eller ikke er i bruk, men fortsatt er under kontrakt. Variabiliteten i leiebetalingene vil hovedsakelig skyldes forskjellig

bruk og aktivitetsnivå, og de variable elementene har blitt vurdert kun å knytte seg til ikke-leiekomponenter. Følgelig er leiekomponentene i disse betalingene i avtalen ansett som faste ved regnskapsføring etter IFRS 16.

Fastsetting av marginal lånerente som skal brukes som diskonteringsfaktor

Ved måling av nåverdi av leieforpliktelsene under IFRS 16 krever standarden at leietakers marginale lånerente benyttes til diskontering dersom en implisitt lånerente ikke enkelt kan avledes av leieavtalen. Ved innregning av Equinors leieforpliktelser er den marginale lånerenten som er benyttet som diskonteringsfaktor for betalinger etablert på grunnlag av en konsistent metode som reflekterer konsernets lånerente, forpliktelsens valuta, leieperiodens lengde og kredittpåslaget for den juridiske enheten som har inngått leiekontrakten.

Forventet effekt på Equinors regnskaper fra implementeringen av IFRS 16

Balansen

Equinor forventer at implementeringen av IFRS 16 den 1. januar 2019 vil øke den konsoliderte balansen gjennom tillegg av leieforpliktelser på omtrent 4.2 milliarder USD samt tilsvarende bruksrettseiendeler på eiendelssiden. Følgelig forventes ingen endring av egenkapitalen som følge av implementering av IFRS 16. Beløpet er et foreløpig estimat, basert på Equinors nåværende tolkinger av regelverket.

Tabellen nedenfor viser en avstemming mellom operasjonelle leieforpliktelser rapportert av Equinor under IAS 17 per 31. desember 2018 og den leieforpliktelsen som forventes å innregnes i den konsoliderte balansen etter IFRS 16 per 1. januar 2019.

(i millioner USD)	
Operasjonelle leieforpliktelser (IAS17) 31. desember 2018	8.253
Kortsiktige leieforpliktelser med utløpsdato i 2019	(666)
Ikke-leiekomponenter	(1.469)
Forpliktelser knyttet til leieavtaler som ennå ikke er tatt i bruk	(2.116)
Leieforpliktelser brutto vs netto	711
Diskonteringseffekt	(485)
Finansielle leieforpliktelser (IAS 17) som er balanseført per 31. desember 2018	432
Leieforpliktelser rapportert i henhold til IFRS 16 1. januar 2019	4.660

Det henvises til prinsippbeskrivelsene over for forklaring av avstemmingspostene. Leieavtaler som ikke er iverksatt knytter seg til situasjoner hvor en kontrakt er inngått, men hvor Equinor ikke enda har overtatt retten til å kontrollere bruken av den aktuelle eiendelen, enten på egenhånd eller gjennom en felleskontrollert driftsordning.

Opsjoner om å forlenge eller å si opp leieavtalene er for det alt vesentligste rapportert på samme måte som under IAS 17 Leieavtaler. De fleste leieavtaler er benyttet i operasjonelle aktiviteter. Leieavtaler hvor det er vurdert at en forlengelsesopsjon med rimelig sikkerhet vil bli utøvet gjelder i hovedsak der hvor det er foretatt operasjonelle beslutninger som medfører at det leide driftsmiddelet er avgjørende for videre forretningsaktiviteter.

Resultatregnskapet

I konsernresultatregnskapet vil operasjonelle leiekostnader erstattes med avskrivnings- og rentekostnader. For leiekostnader allokert til aktiviteter som blir balanseført vil leiekostnadene fortsette å bli kostnadsført som før som avskrivning av den aktuelle eiendelen eller som senere kostnadsføring av balanseførte leteutgifter.

Equinor forventer økt volatilitet fra valutasvingninger innenfor finansposter som følge av balanseføring av leieforpliktelser i utenlandsk valuta. Dette knytter seg spesielt til leiekontrakter avtalt i USD for eiendeler som borerigger og forsyningskip benyttet på norsk kontinentalsokkel, hvor kontrakten er inngått av et Equinor-selskap med NOK som sin funksjonelle valuta, og også til NOK-baserte leiekontrakter inngått av Equinor ASA, som har USD som sin funksjonelle valuta.

Kontantstrømpoppstillingen

Under IFRS 16 vil nedbetalingselementet av leiebetalingene presenteres som kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter i kontantstrømpoppstillingen. Tidligere ble operasjonelle leieavtaler presentert innenfor kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter eller kontantstrøm brukt i investeringsaktiviteter, avhengig av om den leide eiendelen blir brukt i driftsaktiviteter eller i aktiviteter som blir balanseført.

I situasjoner hvor Equinor anses å ha primæransvaret for en leieforpliktelse, og følgelig rapporterer leieforpliktelsen brutto, vil en tilhørende refusjon fra en lisenspartner bli regnskapsført som andre salgsinntekter i resultatregnskapet, og vil også bli rapportert brutto i kontantstrømpoppstillingen, med brutto betalinger presentert som kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter og refusjon fra lisenspartnere presentert som en kontantstrøm fra drift.

Av denne grunn vil kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter øke og kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter reduseres som følge av implementeringen av IFRS 16.

Segmentrapportering

Equinor planlegger ikke å endre måten selskapets ledelse følger opp bruk av leiekontrakter i sine forretningsaktiviteter. Alle leiekontrakter vil derfor presenteres som del av Equinors «Andre»-segment, og lete- og produksjonssegmentene, samt MMP segmentet vil fortsette å bli presentert uten at IFRS 16 reflekteres regnskapsmessig. I disse segmentene blir kostnader knyttet til operasjonelle leieavtaler presentert som driftskostnader og ikke som avskrivnings- og rentekostnader. «Andre»-segmentet vil innregne en tilsvarende kreditering for å utligne kostnadene regnskapsført i lete- og produksjons- og MMP-segmentene.

24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

Kontraktsmessige forpliktelser

Equinor hadde kontraktsmessige forpliktelser på 6.269 millioner USD per 31. desember 2018. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Equinors andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler samt forpliktete investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper.

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved utløpet av 2018 er Equinor forpliktet til å delta i 43 brønner, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 39%. Equinors andel av estimerte kostnader knyttet til å bore disse brønnene utgjør om lag 578 millioner USD. Brønner som Equinor i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn i gitte lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

Andre forpliktelser, betinget gjeld og betinget eiendeler

Equinor 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. Equinor 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 2044.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktuelle avtalte prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Equinors forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist brutto i tabellen under. Forpliktelser knyttet til aktiviteter som innregnes linje for linje i tråd med Equinor's eierandel (for eksempel rørledninger), er vist netto i tabellen (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Equinors eierandel).

Nominelle andre langsiktige minimumsforpliktelser per 31. desember 2018:

(i millioner USD)	
2019	1.584
2020	1.463
2021	1.303
2022	1.134
2023	1.050
Deretter	4.947
Sum	11.479

Garantier

Equinor har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld, kontraktsmessige betalingsforpliktelser og noen tredjepartsforpliktelser på 741 millioner USD. Bokført verdi av garantien er uvesentlig.

Betingede eiendeler og forpliktelser

Redetermineringsprosess på Agbami-feltet

På grunnlag av sitt eierskap i OML 128 i Nigeria er Equinor part i en prosess knyttet til redeterminering av eierandeler på Agbami-feltet. I oktober 2015 mottok Equinor den endelige beslutningen fra en oppnevnt ekspert, som ville medføre en reduksjon på 5,17 prosentpoeng i Equinors eierandel i feltet. Equinor hadde allerede initiert voldgift for å få opphevet en tidligere delavgjørelse fra ekspert, men dette ble avvist av voldgiftsdomstolen i november 2015. Equinor tok saken videre til en ankeinstans for å få opphevet voldgiftsdommen, men anken ble avvist i fjerde kvartal 2018. I oktober 2016 initierte Equinor også en voldgiftssak for å få opphevet ekspertens endelige beslutning. Avgjørelsen i denne saken kom i andre kvartal 2018, og Equinors krav ble avvist. Avgjørelsen hadde ingen effekt for regnskapsføringen av redetermineringen på Agbami-feltet, ettersom avsetningen ble gjort i konsernbalansen i tråd med ekspert-avgjørelsen fra oktober 2015.

I 2018 utforsket Equinor også muligheten for et utenomrettslig forlik av redetermineringsprosessen. En ikke-bindende avtale ble inngått i fjerde kvartal 2018. Equinors beste estimat knyttet til redetermineringsprosessen har endret seg, og avsetningen er redusert med 349 millioner USD etter skatt i fjerde kvartal. Reduksjon i avsetningen er innregnet i konsernregnskapet, sammen med effekten av volumer løftet per 31. desember 2018, og har medført økning i andre inntekter på 774 millioner USD, økte avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger på 143 millioner USD, og økt skattekostnader 297 millioner USD.

Per 31. desember 2018 har Equinor en gjenværende avsetning knyttet til redetermineringsprosessen på Agbami-feltet på 854 millioner USD etter skatt. Avsetningen er innregnet på langsiktige avsetninger i konsernbalansen.

Voldgift knyttet til prisrevisjon

Noen langsiktige gassavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler, som i noen tilfeller fører til krav som blir gjenstand for voldgift. Equinors eksponering knyttet til slik voldgift økte i andre kvartal 2018, og er estimert til ca. 1,2 milliarder USD for gass levert før årsslutt 2018. Basert på Equinors vurderinger ble det ikke gjort noen avsetninger i Equinors konsernregnskap ved årsslutt 2018. Tidsplanen for avklaring av utfall er usikker, men anslås til 2019-2020. Prisrevisjonsrelaterte endringer i avsetninger gjennom 2018 er uvesentlige er bokført som reduksjon av salgsinntekter i konsernregnskapet.

Twist med brasilianske skattemyndigheter

Brasilianske skattemyndigheter har endret ligningen for 2011 for et brasiliansk datterselskap av Equinor som var part i salget da Equinor det året solgte 40% av Peregrino-feltet til Sinochem. Den nye ligningen bestrider Equinors allokering av salgsinntekten mellom involverte eiendeler og selskaper, noe som fører til en vesentlig høyere skattbar inntekt og skattekostnad i Brasil. Equinor er uenig i ligningen, og har gjort dette klart i sine tilsvær. 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. Equinor 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 Equinor

I mars 2017 anla Union of Workers of Oil Tankers of Sergipe (Sindipetro) i et gruppesøksmål mot Petrobras, Equinor og ANP - den relevante brasilianske regulatoriske myndighet (de saksøkte) med krav om å annullere Petrobras salg av eierinteressen i BM-S-8 til Equinor, som ble gjennomført i november 2016 etter partner- og myndighetsgodkjenning. I tillegg ble det fremsatt et krav om rettslig pålegg om å utsette overdragelsen, og dette kravet ble akseptert av en føderal dommer i april 2017. Det rettslige pålegget ble senere opphevet av en føderal regionsdomstol. Saken verserer fortsatt i rettsystemet. Ved utløpet av 2018 inngår eierandelen i Equinors balanse som immaterielle eiendeler i E&P International segmentet. For ytterligere informasjon om Equinors anskaffelser og nedsalg i BM-S-8 vises det til note 4 Oppkjøp og nedsalg i konsernregnskapet for 2018

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 Equinor Coordination Centre (ECC) i Belgia og Equinor ASA. Det vesentligste spørsmålet i denne saken gjelder ECCs kapitalstruktur og hvorvidt denne følger prinsippet om armlengdes avstand. Equinor 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.

Equinor mottok 28. februar 2018 et varsel om endring av ligning fra norske skattemyndigheter knyttet til størrelsen på forsknings- og utviklingskostnader som kan allokere til selskapets særskattepliktige virksomhet, noe som økte maksimal eksponering for denne saken til omkring 500 millioner USD. Equinor har avsatt for beste estimat.

Twist knyttet til terminering av leieavtale for boreriggen COSL Innovator

I mars 2016 terminerte Equinor Energy AS, på vegne av partnerne på Troll-feltet, en langsiktig leieavtale for boreriggen COSL Innovator. Termineringen ble bestridt av riggeier COSL Offshore Management AS (COSL). Equinors andel av eksponeringen, basert på COSLs opprinnelige krav, har blitt estimert til omtrent USD 200 millioner eksklusive forsinkelsesrenter. I mai 2018 avgjorde Oslo tingrett at termineringen ikke var gyldig, men at leiekontrakten kunne kanselleres mot en avtalt kanselleringskostnad. I juni 2018 anket begge parter avgjørelsen til lagmannsretten, og Oslo tingretts avgjørelse er derfor ikke endelig. Equinor vil forsvare sitt og partnerne på Troll-feltet sitt standpunkt, og er av den oppfatning at

det er sannsynlighetsovervekt for at det i en endelig rettsavgjørelse vil bli lagt til grunn at termineringen var gyldig. Equinor har per 31. desember 2018 ikke foretatt avsetninger for denne tvisten.

Tvist mellom de føderale myndighetene i Nigeria og de statlige myndighetene i Rivers, Bayelsa og Akwa Ibom i Nigeria

I oktober 2018 avgjorde Nigerias høyesterett en tvist mellom de føderale myndighetene i Nigeria på den ene siden, og de statlige myndighetene i Rivers, Bayelsa og Akwa Ibom i Nigeria på den andre siden, i favør av sistnevnte. Høyesterettsdommen legger opp til en mulig tilbakevirkende justering av enkelte produksjonsdelingskontrakter, herunder for OML 128 (Agbami) hvor Equinors eierandel er 53,85%, i favør av myndighetene i Nigeria. Equinor er av den oppfatning at et slikt krav vil være grunnløst. Equinor har per 31. desember 2018 ikke foretatt avsetninger for denne tvisten.

Andre krav

Equinor er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, 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. Equinor har gjort avsetninger i konsernregnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Equinor forventer ikke at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene. Equinor forfølger de ovennevnte tvistene aktivt med de kontraktmessige 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.

25 Nærstående parter

Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i Equinor og eier betydelige eierandeler i andre norske selskaper. Per 31. desember 2018 hadde Den norske stat en eierandel i Equinor på 67,0% (Folketrygdfondets andel i Equinor på 3,3% er holdt utenfor). Eierskapsstrukturen medfører at Equinor deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapsstruktur, og derfor tilfredsstillere 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 8.604 millioner USD, 7.352 millioner USD og 5.848 millioner USD i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 49 millioner USD, 39 millioner USD og 44 millioner USD i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Nevnte kjøp av olje og naturgass er bokført i Equinor ASA. Equinor 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 Equinor kontrakter relatert til transport, gasslagring og behandling av petroleumsprodukter, med selskaper som Equinor har eierinteresser i. Slike transaksjoner blir utført etter armlengdes prinsipp, og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet. Gassled og enkelte andre infrastruktureiendeler er operert av Gassco AS, som er en enhet under felles kontroll av Olje- og energidepartementet. Gasscos aktiviteter blir utført for rørlednings- og terminaleiernes regning og risiko. Kapasitetsbetalingene som blir håndtert av Gassco blir videregitt til de respektive eierne. Equinors betalinger som Gassco gjennomførte på vegne av eierne utgjorde 1.351 millioner USD i 2018, 1.155 millioner USD i 2017 og 1.167 millioner USD i 2016. Disse betalingene blir gjennomført av Equinor ASA. I tillegg gjennomfører Equinor ASA, i sitt eget navn, men for statens regning og risiko, statens andel av Gassco betalinger. Disse transaksjonene er presentert netto.

Per 31. desember 2018 hadde Equinor en eierandel i Lundin Petroleum AB (Lundin) på 20,1% av aksjene og stemmerettighetene. Samlet kjøp av olje og relaterte produkter fra Lundin beløp seg til 879 millioner USD, 176 millioner USD og 155 millioner USD i henholdsvis 2018, 2017 og 2016. Samlet salg av olje og relaterte produkter fra Lundin beløp seg til 296 millioner USD i 2018 og null i 2017 og 2016. Kjøp og salg mot Lundin bokføres i Equinor ASA.

For mer informasjon vedrørende leieavtaler med Equinors 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 Equinor ASA.

26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivetsanalyse av markedsrisiko

Finansielle instrumenter etter kategori

Tabellen nedenfor presenterer Equinors klasser av finansielle instrumenter med tilhørende bokført verdier slik kategoriene er definert i IFRS 9 Finansielle instrumenter: innregning og måling. Se note 27 Endring i regnskapsprinsipp for informasjon om hvordan Equinors klasser av finansielle instrumenter ble målt til IAS 39 kategorier. For finansielle investeringer er forskjellen mellom måling som definert av kategoriene i IFRS 9 og måling til virkelig verdi uvesentlig. 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	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
31. desember 2018					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	1.032	-	1.032
Langsiktige finansielle investeringer	13	90	2.365	-	2.455
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	854	-	179	1.033
Kundefordringer og andre fordringer	15	8.488	-	510	8.998
Kortsiktige finansielle derivater		-	318	-	318
Kortsiktige finansielle investeringer	13	6.145	896	-	7.041
Betalingsmidler	16	5.301	2.255	-	7.556
Sum		20.878	6.866	689	28.433

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
31. desember 2017					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	1.603	-	1.603
Langsiktige finansielle investeringer	13	47	2.794	-	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	4.363	-	8.448
Betalingsmidler	16	2.917	1.473	-	4.390
Sum		16.332	10.393	1.053	27.778

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2018					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	18	23.264	-	-	23.264
Langsiktige finansielle derivater		-	1.207	-	1.207
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld					
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	21	8.115	-	255	8.369
Kortsiktig finansiell gjeld	18	2.463	-	-	2.463
Skyldig utbytte		766	-	-	766
Kortsiktige finansielle derivater		-	352	-	352
Sum		34.608	1.559	255	36.422

(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					
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		37.852	1.302	888	40.042

Virkelig verdi hierarki

Den etterfølgende tabellen oppsummerer hver klasse av finansielle instrumenter innregnet i konsernbalansen til virkelig verdi fordelt på Equinors 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 2018								
Nivå 1	1.088	-	365	-	-	-	-	1.453
Nivå 2	1.027	806	531	274	2.255	(1.172)	(351)	3.370
Nivå 3	250	227	-	44	-	(35)	(1)	485
Sum virkelig verdi	2.365	1.032	896	318	2.255	(1.207)	(352)	5.307
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

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 Equinor 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 tidshorizonten til den underliggende kontantstrømmen. Kontantstrømmen er justert for en kredittpremie for å reflektere enten Equinors 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 med inflasjon. Bruk av denne forutsetningen ville fått ubetydelig innvirkning på virkelig verdi for disse kontraktene.

Avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2018 og 2017 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
Inngående pr. 1 januar 2018	397	283	37	-	(4)	713
Total gevinst og tap i resultatregnskapet	(91)	(44)	46	(35)	3	(122)
Kjøp	35	-	-	-	-	35
Oppgjør	-	-	(36)	-	-	(36)
Overføring til nivå 1	(88)	-	-	-	-	(88)
Omregningsdifferanser	(3)	(13)	(3)	-	-	(18)
Utgående pr. 31 desember 2018	250	227	44	(35)	(1)	485
Inngående pr. 1 januar 2017	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 pr. 31 desember 2017	397	283	37	-	(4)	713

Eiendelene og forpliktelsene på nivå 3 har i løpet av 2018 hatt en netto reduksjon i virkelig verdi på 228 millioner USD. De 122 millioner USD som er innregnet i konsernregnskapet i 2018 er påvirket av en økning på 54 millioner USD relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out" avtaler. I tilknytning til de samme "earn-out" avtalene er 36 millioner USD inkludert i åpningsbalansen for 2018 fullt realisert siden de underliggende volumene har blitt levert i løpet av 2018 og beløpet er presentert som oppgjort i tabellen over.

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvarepriserisiko

Tabellen nedenfor inneholder sensitiviteter for råvarepriserisiko på Equinors råvarebaserte derivatkontrakter. Se note 5 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisikoer og hvordan konsernet styrer disse risikoene.

Equinors 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 2018 på 30% og ved utgangen av 2017 på 20% 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)	2018		2017	
	- 30%	+ 30%	- 20%	+ 20%
31. desember				
Råolje og raffinerte produkter netto gevinst (tap)	275	(230)	687	(606)
Naturgass og elektrisitet netto gevinst (tap)	1.157	(1.156)	613	(613)

Valutarisiko

Ved utgangen av 2018 har den etterfølgende valutarisikosensitiviteten blitt beregnet ved å forutsette et mulighetsområde for endringer på 9% for de valutakursene som påvirker konsernets finansielle posisjon. Ved utgangen av 2017 var en endring på 8% 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)	2018		2017	
	- 9%	+ 9%	- 8%	+ 8%
31. desember				
USD netto gevinst (tap)	(230)	230	119	(119)
NOK netto gevinst (tap)	311	(311)	(94)	94

Renterisiko

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,6 prosentpoeng ved utgangen av 2018. Også ved utgangen av 2017 var en endring på 0,6 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)	2018		2017	
	- 0,6 prosentpoeng	+ 0,6 prosentpoeng	- 0,6 prosentpoeng	+ 0,6 prosentpoeng
31. desember				
Renterisiko gevinst (tap)	575	(575)	664	(664)

27 Endring i regnskapsprinsipp

Med virkning fra 1. januar 2018 implementerte Equinor IFRS 9 Finansielle instrumenter og IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter. Samtidig endret Equinor frivillig sitt prinsipp for presentasjon av visse elementer knyttet til derivater, ikke-monetære valutaeffekter og arbeidskapital i kontantstrømoppstillingen, samt prinsippet for regnskapsføring av salgsinntekt fra produksjon av olje- og gasseiendeler der Equinor deler eierinteresser med andre selskaper.

IFRS 9 Finansielle instrumenter

IFRS 9 erstattet IAS 39 Klassifisering og måling av finansielle instrumenter. IFRS 9 ble implementert retrospektivt ved å bokføre den kumulative effekten av førstegangsimplementering innregnet på implementeringsdagen. Implementeringseffekten av IFRS 9 er uvesentlig, og Equinors egenkapital per januar 2018 har som følge av dette ikke blitt justert for implementering av ny standard. I samsvar med IFRS 9 overgangsbestemmelser er sammenligningstallene ikke omarbeidet.

På dato for implementering av IFRS 9 ble Equinor ASAs finansielle eiendeler inndelt i kategorier basert på tidligere krav og IFRS 9 som følger i tabellen under. Tabellen viser også forskjeller i bokførte verdier hvor det er aktuelt.

(i millioner USD)	Klasse		Bokført verdi		Differanse
	Tidligere (IAS 39)	Ny (IFRS 9)	Tidligere (IAS 39)	Ny (IFRS 9)	
Eiendeler 1. januar 2018					
Langsiktige finansielle derivater	Holdt for omsetning	Virkelig verdi over resultatet	1.603	1.603	-
Langsiktige finansielle investeringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	47	47	-
	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet	397	397	-
	Virkelig verdiopsjon	Virkelig verdi over resultatet	2.397	2.397	-
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	723	723	-
	Ikke finansielle eiendeler	Ikke finansielle eiendeler	188	188	-
Kundefordringer og andre fordringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	8.560	8.571	11
	Ikke finansielle eiendeler	Ikke finansielle eiendeler	865	865	-
Kortsiktige finansielle derivater	Holdt for omsetning	Virkelig verdi over resultatet	159	159	-
Kortsiktige finansielle investeringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	4.085	4.085	-
	Holdt for omsetning	Amortisert kost	3.649	3.639	(10)
	Virkelig verdiopsjon	Virkelig verdi over resultatet	714	714	-
Betalingsmidler	Lån og fordringer	Amortisert kost	2.917	2.917	-
	Holdt for omsetning	Virkelig verdi over resultatet	381	381	-
	Holdt for omsetning	Amortisert kost	1.092	1.091	(1)
Sum			27.778	27.778	-

Det er ingen endring knyttet til klassifisering av Equinors gjeld etter implementeringen av IFRS 9.

Deler av Equinors kontantekvivalenter og kortsiktige finansielle investeringer, som i henhold til IAS 39 ble klassifisert som holdt for omsetning og virkelig verdi over resultatet, blir klassifisert til amortisert kost under IFRS 9 basert på en evaluering av kontraktsvilkår og forretningsmodell. Effekten av endringen er uvesentlig.

For visse finansielle eiendeler som i dag, under IAS 39, er klassifisert som holdt for omsetning, vil endring i virkelig verdi bli reflektert i resultatet sammenlignet med inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen. Som følge av dette vil et akkumulert virkelig verdi tap på 64 millioner USD under finansielle eiendeler tilgjengelig for salg bli kostnadsført som en implementeringseffekt.

Det er ingen vesentlige endringer i Equinors taps-innregningsprosess for å tilfredsstille IFRS 9 nedskrivningskrav for finansielle eiendeler. Kredittisiko knyttet til finansielle investeringer bokført til amortisert kost er uvesentlig.

IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter

IFRS 15 omhandler regnskapsføring av inntekter fra kundekontrakter og relaterte notekrav, og har erstattet tidligere regler for inntektsføring, inkludert IAS 18 Driftsinntekter. Equinor har implementert IFRS 15 retrospektivt med den kumulative effekt av førstegangsimplementeringen innregnet på implementeringsdatoen. Implementeringseffekten på Equinors egenkapital er uvesentlig. I tråd med det standarden tillater, er tidligere perioder ikke endret med tilbakevirkende kraft. Dermed er sammenligningstall for årene 2017 og 2016 som inngår i notene til dette konsernregnskapet og som er påvirket av implementeringen av IFRS 15 heller ikke endret. Sum inntekter i konsernresultatregnskapet er ikke vesentlig påvirket av IFRS 15-implementeringen.

IFRS 15 krever identifisering av leveringsforpliktelser for varer eller tjenester i hver enkelt kundekontrakt. Inntekt blir regnskapsført når leveringsforpliktelsene er oppfylt, med det beløp som Equinor forventer å motta som godtgjørelse for disse varene eller tjenestene. Det vises til note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for en nærmere beskrivelse av Equinors prinsipper for inntektsføring, inkludert hvilke elementer som klassifiseres som andre salgsinntekter, samt vurderingene som er gjort knyttet til IFRS 15 og Equinors salg av SDØEs olje og naturgass.

Med virkning fra 1. januar 2018 presenterer Equinor Inntekter fra kundekontrakter og Andre salgsinntekter på en linje, Salgsinntekter, i konsernresultatregnskapet. Det vises til note 3 Segmentinformasjon for nærmere informasjon om elementer og beløp som er inkludert i Inntekter fra kundekontrakter og Andre salgsinntekter. I tillegg inngår virkningen av visse råvarebaserte "earn-out" avtaler og betingede salgsvederlagselementer på linjen Andre inntekter. Disse elementene var tidligere inkludert i Salgsinntekter.

Endring presentasjon av kontantstrømoppstillingen – omarbeidelse av sammenlignbare perioder

Equinor har endret presentasjonen av enkelte poster knyttet til derivater, valutaeffekter uten kontantvirkning og arbeidskapital i den konsoliderte kontantstrømoppstillingen. Presentasjonen er endret for å bedre reflektere kontanteffekten av enkelte poster innenfor operasjonelle, investerings- og finansieringsaktiviteter. Endringen påvirker klassifiseringen av kontantstrøm poster innenfor operasjonelle aktiviteter og reklassifisering av poster knyttet til valuta derivater fra operasjonelle til investerings- og finansieringsaktiviteter.

Endring av klassifisering av valutaderivater

Equinor benytter valutaderivater til å sikre valutaeksponering knyttet til finansielle investeringer og langsiktig gjeld i utenlandsk valuta. Kontanter mottatt og betalt knyttet til disse derivatene ble tidligere klassifisert som kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter sammen med kontantstrømmen fra andre derivatposisjoner. For å bedre sammenstillingen av inn- og utbetalinger fra valutaderivatene med de underliggende sikrede posisjonene er inn- og utbetalinger fra valutaderivatene reklassifisert fra kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter til kontantstrøm fra investerings- og finansieringsaktiviteter avhengig av arten av den sikrede posisjonen.

Endring i klassifisering av valutaeffekter uten kontantvirkning

Valutagevinster og -tap uten kontanteffekt og omregningseffekter som tidligere ble presentert som en del av den enkelte linjeposten innenfor kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er reklassifisert til linjen Gevinst/tap på valutatransaksjoner. Dette er gjort for bedre å skille endringer i poster knyttet til operasjonelle aktiviteter, f.eks økning/reduksjon i arbeidskapital fra balanse effekten av valutaeffekter uten kontantvirkning.

Endring i klassifisering av arbeidskapitalelementer

Visse poster som tidligere ble presentert som en del av endring i arbeidskapital er reklassifisert til økning/reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter hvis arten av poster er avsetninger uten kontanteffekt.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	2017 som rapportert	2017 endring i presentasjon	2017 omarbeidet
Resultat før skattekostnad		13.420		13.420
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10	8.644		8.644
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	11	(8)		(8)
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		(453)	326	(127)
(Gevinst) tap fra nedsalg	4	395		395
(Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		(391)	(493)	(884)
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	26	(596)	615	19
Mottatte renter		282	(134)	148
Betalte renter		(622)		(622)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		20.671	314	20.985
Betalte skatter		(5.766)		(5.766)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		(542)	125	(417)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		14.363	439	14.802
Kjøp av virksomhet	4	0		0
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler		(10.755)		(10.755)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		592		592
(Økning) reduksjon i derivater finansielle instrumenter			(439)	(439)
(Økning) reduksjon i andre rentebærende poster		79		79
Salg av eiendeler	4	406		406
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		(9.678)	(439)	(10.117)
Ny langsiktig rentebærende gjeld	18	0		0
Nedbetaling langsiktig gjeld		(4.775)		(4.775)
Betalt utbytte	17	(1.491)		(1.491)
Netto endring kortsiktige lån og annet		444		444
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	18	(5.822)		(5.822)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		(1.137)		(1.137)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		436		436
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakredittrekk)	16	5.090		5.090
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakredittrekk)	16	4.390		4.390

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	2016 som rapportert	2016 endring i presentasjon	2016 omarbeidet
Resultat før skattekostnad		(178)		(178)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10	11.550		11.550
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	11	1.800		1.800
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		(137)	257	120
(Gevinst) tap fra nedsalg	4	(110)		(110)
(Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		1.076	(199)	877
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	26	1.307	(109)	1.198
Mottatte renter		280	(146)	134
Betalte renter		(548)		(548)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		15.040	(197)	14.843
Betalte skatter		(4.386)		(4.386)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		(1.620)	(19)	(1.639)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		9.034	(216)	8.818
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler		(12.191)		(12.191)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		877		877
(Økning) reduksjon i derivater finansielle investeringer			216	216
(Økning) reduksjon i andre rentebærende poster		107		107
Salg av eiendeler	4	761		761
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		(10.446)	216	(10.230)
Ny langsiktig rentebærende gjeld	18	1.322		1.322
Nedbetaling langsiktig gjeld		(1.072)		(1.072)
Betalt utbytte	17	(1.876)		(1.876)
Netto endring kortsiktige lån og annet		(333)		(333)
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	18	(1.959)		(1.959)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		(3.371)		(3.371)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		(152)		(152)
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakredittrekk)	16	8.613		8.613
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakredittrekk)	16	5.090		5.090

Endring i regnskapsføring av ubalanser i løftede volumer

Equinor gjennomførte en frivillig endring i prinsippet for regnskapsføring av salgsinntekt fra produksjon av olje- og gaseiendeler der Equinor deler eierinteresser med andre selskaper. Før 2018 innregnet Equinor salgsinntekt på bakgrunn av volumer løftet og solgt til kunder i perioden (salgsmetoden). I henhold til den nye metoden har Equinor gjennom 2018 innregnet inntekter i tråd med sine eierandeler i produserende felt, og regnskapsføring av ubalanser er presentert som andre salgsinntekter. Denne frivillige endringen i regnskapsprinsipp ble gjennomført fordi den på en bedre måte reflekterer Equinors drift, og også på beslutningstidspunktet forbedret sammenlignbarhet med den finansielle rapporteringen til Equinors konkurrenter. Prinsippendringen påvirker tidspunkt for innregning av salgsinntekt fra olje- og gassproduksjon, men implementeringseffekten innregnet i første kvartal 2018 er uvesentlig. Equinors egenkapital ble følgelig ikke justert ved prinsippendringen 1. januar 2018, og sammenligningstall er ikke endret. Det vises til Note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for informasjon om prinsippet Equinor vil anvende for innregning av ubalanser i løftede volumer fra 1. januar 2019.

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 Equinor enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig grad av sikkerhet og lagt fram i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og vil være tilnærmede størrelser fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

For ytterligere informasjon angående prinsipper for estimering av reserver, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper - Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimater - Sikre olje- og gassreserver.

Det har ikke vært noen nye hendelser siden 31. desember 2018 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 Equinor's eierandel i feltet. Equinor tok saken videre til en ankeinstans for å få opphevet voldgiftsdommen, men anken ble avvist i fjerde kvartal 2018. For tiden vurderer Equinor å anke denne beslutningen til Høyesterett. Endelig godkjenning i lisensen var utestående ved utgangen av 2018, og den negative effekten på de sikre reservene, som anslås å være mindre enn 10 millioner foe, er ikke inkludert.

I Algerie er det inngått en avtale som vil forlenge produksjonsdelingsavtalen for In Amenas med fem år, fra 2022 til 2027. Effekten er inkludert i sikre reserver som en revisjon.

Olje- og gassreserver

Equinor's olje- og gassreserver er estimert av selskapets fagpersoner i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsetting av disse reservene er del av en kontinuerlig prosess og er gjenstand for endringer etter hvert som ytterligere informasjon blir tilgjengelig. Estimert volum av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er ytterligere forventede reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene.

Equinor bokfører sikre reserver under forskjellige former for kontraktuelle avtaler, inkludert produksjonsdelingsavtaler (Production Sharing Agreements, PSA-er) og "buy-back" avtaler hvor Equinors 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 Equinor har tilgang til for kostnadsdekning ("kost-olje") og inntjening ("profitt-olje"), begrenset av tilgjengelig markedstilgang. Per 31. desember 2018 var 5% av totale sikre reserver relatert til denne type avtaler (9% av totale olje-, kondensat- og NGL-reserver og 1% av totale gassreserver). Dette utgjorde henholdsvis 6% og 7% av totale sikre reserver for 2017 og 2016. Netto olje- og gassproduksjon fra felt med denne type avtaler var i 2018 på 83 millioner fat oe (94 millioner fat oe i 2017 og 96 millioner fat oe i 2016). Equinor deltar i denne type avtaler i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Nigeria og Russland.

Equinor bokfører som sikre reserve volumer tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (PSA-er) hvor skatten betales på vegne av Equinor. 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 2018 er fastsatt med basis i en Brent blend ekvivalentpris på 71,59 USD/fat, sammenlignet med 54,32 USD/fat og 42,82 USD/fat for henholdsvis 2017 og 2016. Den volumvektede gjennomsnittlig gasspris for sikre reserver ved årsslutt 2018 var 6,19 USD/mmbtu. Den sammenlignbare gassprisen brukt til fastsetting av sikre gassreserver ved årsslutt 2017 og 2016 var 4,65 USD/mmbtu og 4,50 USD/mmbtu. Den volumvektede gjennomsnittlige NGL prisen for sikre reserver ved årsslutt 2018 var 39,81 USD/fat oe. Den sammenlignbare NGL prisen brukt til fastsetting av sikre NGL reserver ved årsslutt 2017 og 2016 var 32,02 USD/fat oe og 24,85 USD/fat oe. 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 Equinors sikre reserver ved årsslutt.

Fra norsk sokkel (NCS) er Equinor, 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 Equinors egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Equinor gass til kunder under ulike typer salgskontrakter på vegne av SDØE. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen til Equinor og SDØE.

Equinor og SDØE mottar inntekter fra den samlede gassporteføljen basert på respektiv andel av forsyningsvolumene. For salg av SDØEs gass, både til Equinor 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 Equinor. Prisen for råolje er basert på markedsreflekterte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

Avsetningsinstruksen, som beskrevet over, kan endres eller tilbakekalles av generalforsamlingen i Equinor ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Equinor er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Equinor 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 2015 til 2018 og tilhørende endringer.

Årsaken til de største endringene i sikre reserver ved årsslutt 2018 var:

- Revisjoner av tidligere bokførte reserver, inkludert effekten av økt utvinning, førte til en økning i sikre reserver med 480 millioner fat oljeekvivalenter (foe) i 2018. Dette omfatter effekten av høyere råvarepriser, som førte til en økning i sikre reserver med om lag 275 millioner foe gjennom en forlengelse av den økonomiske levetiden på flere felt. Mange produserende felt har også positive revisjoner på grunn av forbedret drift, modning av nye brønner og forbedringsprosjekter (IOR), samt redusert usikkerhet som følge av videre bore- og produksjonserfaring. Omtrent to tredjedeler av de totale revisjonene kommer fra felt i Norge, hvor mange av de større offshore feltene holder fram med trenden at de sikre reservene reduseres mindre enn tidligere estimert. Denne kategorien inneholder også ytterligere volumer fra feltet In Amenas i Algerie, hvor produksjonsdelingsavtalen er utvidet med 5 år
- I alt 847 millioner foe av nye sikre reserver ble tilført som følge av utvidelser av områder med tidligere sikre reserver og nye funn. Det største tillegget kommer fra Troll-feltet i Norge, hvor utviklingsprosjektet Troll fase 3 ble sanksjonert i 2018. Gjennom dette prosjektet har produksjonen fra Troll vest-reservoaret, som tidligere var fokusert på optimalisering av oljeutvinningen i denne delen av reservoaret, vil nå bli utvidet vertikalt for å også inkludere utvinning fra overliggende gassreservoar. Sanksjonering av Johan Sverdrup feltets fase 2-utvikling i Norge og utviklingen av Vito-feltet i Mexicogolfen, legger også til betydelige volumer. I tillegg inneholder denne kategorien utvidelser av områder med sikre reserver gjennom boring av nye brønner i landbaserte områder i USA og på noen produserende felt offshore Norway. Nye funn med sikre reserver tilført i 2018 forventes alle forventes å starte produksjon innen en periode på fem år
- I 2018 ble det tilført totalt 196 millioner foe i nye sikre reserver som følge av kjøpstransaksjoner. Dette kommer i hovedsak fra kjøp av en 25% eierandel i Roncador-feltet offshore Brasil og kjøp av en ytterligere 51% eierandel på Martin Linge-feltet offshore i Norge. I tillegg inneholder denne kategorien mindre volumer relatert til endringer i eierskaps i enkelte landbaserte eiendeler (<1 million foe) i USA.
- Salg av 2 millioner foe i sikre reserver fra Alba-feltet i Storbritannia og fra Flyndre-feltet i Norge ble slutført i 2018
- Bokført produksjon i 2018 var 713 millioner foe, en økning på 1,3% sammenlignet med 2017

Endringer i sikre reserver i 2018 er også beskrevet i mer detalj i seksjon 2.8 Resultater for drift, Sikre olje- og gassreserver.

	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsoliderte selskaper				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
Netto sikre olje- og kondensat reserver i millioner fœe											
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
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	114	36	35	7	60	251	4	-	-	4	256
Utvidelser og funn	99	-	3	59	-	161	10	-	-	10	171
Kjøp av petroleumsreserver	21	-	-	2	111	133	-	-	-	-	133
Salg av petroleumsreserver	(0)	(2)	-	(0)	-	(2)	-	-	-	-	(2)
Produksjon	(155)	(8)	(57)	(48)	(29)	(298)	(5)	-	-	(5)	(303)
31. desember 2018	1.458	124	165	371	378	2.496	62	-	-	62	2.558

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	Delsum	Sum
Netto sikre NGL reserver i millioner fat oljeequivalenter											
31. desember 2015	291	-	15	57	-	364	-	-	-	-	364
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	37	-	3	6	-	46	-	-	-	-	46
Utvidelser og funn	5	-	-	13	-	18	-	-	-	-	18
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	2
Salg av petroleumsreserver	(0)	-	-	-	-	(0)	-	-	-	-	(0)
Produksjon	(46)	-	(2)	(9)	-	(58)	(0)	-	-	(0)	(58)
31. desember 2016	287	-	16	67	-	370	2	-	-	2	372
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	31	-	(2)	6	0	36	(1)	-	-	(1)	35
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
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	25	-	15	(9)	-	30	(0)	-	-	(0)	30
Utvidelser og funn	21	-	-	16	-	37	0	-	-	0	37
Kjøp av petroleumsreserver	8	-	-	0	-	8	-	-	-	-	8
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	(0)	-	(0)	-	-	-	-	(0)
Produksjon	(46)	-	(4)	(12)	-	(62)	(0)	-	-	(0)	(62)
31. desember 2018	286	-	21	85	-	392	1	-	-	1	393

	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot											
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
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	1.033	15	40	(9)	0	1.079	3	-	-	3	1.082
Utvidelser og funn	3.141	-	-	446	-	3.587	2	-	-	2	3.588
Kjøp av petroleumsreserver	274	-	-	3	26	303	-	-	-	-	303
Salg av petroleumsreserver	(0)	-	-	(0)	-	(0)	-	-	-	-	(0)
Produksjon	(1.502)	(39)	(84)	(318)	(5)	(1.949)	(4)	-	-	(4)	(1.953)
31. desember 2018	15.290	134	266	2.373	20	18.084	10	-	-	10	18.094

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	Delsum	Sum
Netto sikre reserver i millioner fat oljeekvivalenter											
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	-	(0)	56	5.367
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	323	39	57	(4)	60	474	5	-	-	5	479
Utvidelser og funn	680	-	3	154	-	837	11	-	-	11	848
Kjøp av petroleumsreserver	78	-	-	3	115	196	-	-	-	-	196
Salg av petroleumsreserver	(0)	(2)	-	(0)	-	(2)	-	-	-	-	(2)
Produksjon	(469)	(15)	(76)	(116)	(30)	(707)	(6)	-	-	(6)	(713)
31. desember 2018	4.468	148	233	879	382	6.110	66	-	(0)	66	6.175

	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
Netto sikre olje- og kondensat reserver i millioner fat oljeekvivalenter											
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
31. desember 2018											
Utbygde	493	46	152	279	247	1.216	0	-	-	0	1.216
Ikke utbygde	966	78	13	91	131	1.279	62	-	-	62	1.342
Netto sikre NGL reserver i millioner fat oljeekvivalenter											
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
31. desember 2018											
Utbygde	192	-	18	68	-	277	0	-	-	0	277
Ikke utbygde	94	-	3	18	-	115	1	-	-	1	116
Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikfot											
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
31. desember 2018											
Utbygde	10.459	111	240	1.740	20	12.569	0	-	-	0	12.570
Ikke utbygde	4.831	24	26	634	-	5.514	10	-	-	10	5.524
Netto sikre olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter											
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
31. desember 2018											
Utbygde	2.548	66	212	657	250	3.733	0	-	-	0	3.733
Ikke utbygde	1.920	82	21	222	131	2.377	65	-	-	65	2.442

Regnskap og noter

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

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.

Utgifter påløpt ved leteaktiviteter og utbyggingsaktiviteter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 249 millioner USD i 2018, 284 millioner USD i 2017 og 1.498 millioner USD i 2016. Tallene inkluderer Lundin med henholdsvis 241 millioner USD, 265 millioner USD og 1.327 millioner USD.

Balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	2018	2017	31. desember 2016
Leteutgifter, leterettigheter og lignende	11.227	12.627	13.563
Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr	180.463	173.954	159.284
Sum balanseførte utgifter	191.690	186.581	172.847
Akkumulerte avskrivninger, nedskrivninger og amortiseringer	(122.803)	(120.170)	(109.160)
Netto balanseførte utgifter	68.887	66.411	63.687

Netto balanseførte utgifter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 1.446 millioner USD per 31. desember 2018, 1.351 millioner USD per 31. desember 2017, og 2.000 millioner USD per 31. desember 2016. 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 2018						
Leteutgifter	573	190	48	138	489	1.438
Utbyggingsutgifter	4.717	704	192	2.078	471	8.162
Kjøp av utbyggingsrettigheter	1.333	0	0	21	2.133	3.487
Kjøp av leterettigheter	108	10	10	411	886	1.425
Sum	6.731	904	250	2.648	3.979	14.512
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

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 Equinors produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass omfatter de to oppstrømsrapporteringssegmentene 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 gevinster og tap fra salg av eierinteresser i olje- og gassaktivitet og gevinster og tap fra råvarebaserte derivater knyttet til oppstrømssegmentene.

Inntektskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser, hensyntatt friinntekt og skattekreditter. Renter og andre elementer ikke hensyntatt i tabellene nedenfor er ikke trukket fra.

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.

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
For regnskapsåret 2018						
Salg	45	360	1.693	305	540	2.943
Internt salg	21.814	558	3.474	3.934	1.142	30.922
Andre inntekter	606	97	59	175	32	968
Sum driftsinntekter	22.465	1.015	5.226	4.413	1.714	34.833
Letekostnader	(431)	(195)	(40)	(407)	(349)	(1.422)
Produksjonskostnader	(2.416)	(162)	(526)	(586)	(349)	(4.039)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(4.370)	(354)	(1.458)	(2.197)	(584)	(8.962)
Andre kostnader	(852)	(196)	(56)	(852)	(287)	(2.243)
Sum driftskostnader	(8.069)	(907)	(2.079)	(4.042)	(1.569)	(16.665)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	14.396	108	3.147	372	145	18.167
Skattekostnad	(10.185)	282	(1.460)	(1)	277	(11.088)
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	4.211	390	1.687	371	421	7.079
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	10	23	0	8	0	41

Regnskap og noter

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
Før 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)

Gjennomsnittlig produksjonskostnad i USD per fat basert på bokført produksjon (konsolidert)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
2018	5	11	7	5	11	6
2017	5	9	6	5	12	5
2016	5	8	7	4	13	5

Beregnet standardisert nåverdi knyttet til sikre olje- og gassreserver

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre reserver. Analysen er utarbeidet i henhold til Topic 932, og benytter gjennomsnittlige priser som definert av SEC, kostnader ved årets slutt, lovbestemt skatte- og avgiftsnivå ved årets slutt, og en diskonteringsfaktor på 10% på beregnede sikre reserver ved årets slutt. Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er bare hensyntatt i den grad det forelå kontrakter som regulerte dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader er de estimerte fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt, basert på kostnadsindekser ved årets slutt, og antatt at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter, og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsfaktor 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 Equinors forventede fremtidige kontantstrømmer eller verdi av selskapets sikre reserver, og må derfor ikke sees på som en sikker indikasjon på Equinors fremtidige kontantstrøm eller verdien av konsernets sikre reserver.

Regnskap og noter

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
31. desember 2018						
Konsoliderte selskaper						
Fremtidige netto innbetalinger	225.928	9.585	14.050	32.306	23.651	305.520
Fremtidige utbyggingskostnader	(16.403)	(3.029)	(614)	(2.548)	(3.184)	(25.777)
Fremtidige produksjonskostnader	(55.332)	(4.074)	(4.947)	(12.445)	(12.237)	(89.035)
Fremtidige skattebetalinger	(113.522)	(416)	(2.968)	(3.530)	(1.036)	(121.471)
Fremtidig netto kontantstrøm	40.671	2.067	5.522	13.783	7.194	69.237
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(16.303)	(789)	(1.372)	(5.014)	(2.460)	(25.937)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	24.368	1.278	4.150	8.769	4.734	43.299
Egenkapitalkonsoliderte investeringer						
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	607	-	-	-	-	607
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer						
	24.975	1.278	4.150	8.769	4.734	43.907

+

(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)
Fremtidige skattebetalinger	(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)
Fremtidige skattebetalinger	(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

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner dollar)	2018	2017	2016
Konsoliderte selskaper			
Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 1. januar	26.663	21.092	25.366
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	39.645	22.640	(21.148)
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	(7.751)	(5.572)	(16)
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	(29.556)	(22.446)	(16.824)
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	12.046	3.836	1.099
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	4.815	(167)	(566)
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	11.622	10.798	8.163
Tidligere estimerte utbyggingskostnader påløpt i perioden	8.066	7.597	7.998
Diskonteringseffekt	6.525	4.415	5.949
Netto endringer i fremtidige skattebetalinger	(28.775)	(15.530)	11.070
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	16.637	5.571	(4.274)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	43.299	26.663	21.092
Egenkapitalkonsoliderte investeringer			
Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 31. desember	607	333	406
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer	43.907	26.995	21.498

I tabellen over representerer hver endringskategori kildene til endring i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver på diskontert basis, hvor endringsposten diskonteringseffekt representerer økningen i netto diskontert verdi av sikre olje- og gassreserver som følge av at de fremtidige kontantstrømmene nå er ett år nærmere i tid.

Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar representerer diskontert 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 2017. Sikre reserver per 31. desember 2017 ble multiplisert med den faktiske endringen i pris, og endring i enhets-produksjonskostnaden, for å komme frem til nettoeffekten av endringer i pris og produksjonskostnader. Utbyggingskostnader og skatt er reflektert i linjene "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 Equinor ASA

RESULTATREGNSKAP EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2018	2017
Salgsinntekter	3	51.537	39.748
Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	10	7.832	5.051
Andre inntekter	10	30	2
Sum driftsinntekter		59.399	44.801
Varekostnad		(49.299)	(37.201)
Driftskostnader		(1.828)	(1.971)
Salgs- og administrasjonskostnader		(262)	(239)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	9	(88)	(88)
Letekostnader		(119)	(71)
Driftsresultat		7.803	5.231
Netto finansposter	7	(1.300)	312
Resultat før skattekostnad		6.503	5.543
Skattekostnad	8	219	(229)
Årets resultat		6.722	5.314

OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2018	2017
Årets resultat		6.722	5.314
Aktuarmessige gevinster (tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger	17	(110)	172
Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		22	(38)
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til resultatregnskapet		(88)	134
Omregningsdifferanser		(827)	978
Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg		64	(64)
Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer		(5)	(40)
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til resultatregnskapet		(768)	874
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		(856)	1.009
Sum innregnede inntekter og kostnader		5.866	6.323
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		5.866	6.323

BALANSE EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2018	2017
EIENDELER			
Varige driftsmidler	9	502	541
Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	10	46.192	42.683
Utsatt skattefordel	8	872	711
Pensjonsmidler	17	752	1.236
Finansielle derivater	2	821	1.387
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		296	516
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	25.524	25.896
Sum anleggsmidler		74.959	72.972
Varelager	12	1.360	2.417
Kundefordringer og andre fordringer	13	5.309	5.939
Fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	2.718	2.448
Finansielle derivater	2	267	115
Finansielle investeringer	11	6.145	7.694
Betalingsmidler	14	6.287	3.759
Sum omløpsmidler		22.087	22.372
Sum eiendeler		97.046	95.344

BALANSE EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2018	2017
EGENKAPITAL OG GJELD			
Aksjekapital		1.185	1.180
Annen innskutt egenkapital		5.029	4.696
Fond for vurderingsforskjeller		9.357	5.445
Fond for urealiserte gevinster		567	748
Annen egenkapital		25.670	26.719
Sum egenkapital	15	41.808	38.788
Finansiell gjeld			
Finansiell gjeld	16	23.149	24.059
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		20	19
Pensjonsforpliktelser	17	3.805	3.888
Avsetninger	18	255	224
Finansielle derivater	2	1.207	900
Sum langsiktig gjeld		28.436	29.090
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger			
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	19	3.417	4.118
Betalbar skatt	8	14	46
Finansiell gjeld	16	2.436	3.968
Skyldig utbytte	15	1.632	1.494
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	18.981	17.459
Finansielle derivater	2	322	380
Sum kortsiktig gjeld		26.802	27.467
Sum gjeld		55.238	56.557
Sum egenkapital og gjeld		97.046	95.344

KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2018	2017 (omarbeidet*)
Resultat før skattekostnad		6.503	5.543
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	9	88	88
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		865	(618)
(Gevinst) tap fra nedsalg		253	13
(Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		(4.514)	(4.260)
(Økning) reduksjon i netto finansielle derivater	2	373	180
Mottatte renter		952	874
Betalte renter		(1.155)	(1.196)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		3.364	625
Betalte skatter		(77)	(24)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital		1.277	(260)
Kontantstrøm fra (benyttet til) operasjonelle aktiviteter		4.565	340
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler	9	(1.373)	(1.312)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		1.264	485
(Økning) reduksjon i derivater finansielle instrumenter		250	(432)
(Økning) reduksjon i andre rentebærende poster		(177)	170
Salg av eiendeler og tilbakebetaling av kapitalinnskudd		1.081	4.315
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter		1.046	3.226
Ny langsiktig rentebærende gjeld		998	0
Nedbetaling langsiktig gjeld		(2.870)	(4.769)
Betalt utbytte	15	(2.672)	(1.491)
Netto lån, kassekreditt og annet		(407)	343
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap		2.110	1.458
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter		(2.840)	(4.459)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		2.771	(892)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		(243)	377
Betalingsmidler ved årets begynnelse	14	3.759	4.274
Betalingsmidler ved årets utgang	14	6.287	3.759

* Relatert til endring i regnskapsprinsipp. Se note 23 Endring i regnskapsprinsipp for mer informasjon.

Noter til selskapsregnskapet for Equinor ASA

1 Vesentlige regnskapsprinsipper og basis for presentasjon

Equinor ASA er morselskap i Equinorkonsernet, bestående av Equinor ASA og dets datterselskaper. Equinor ASAs hovedaktiviteter består av eierskap til konsernselskaper, konsernledelse, konsernfunksjoner og konsernfinansiering. Equinor 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 Equinor ASA ("selskapet") er avlagt i samsvar med forenklet IFRS i henhold til Regnskapsloven og forskrift om bruk av forenklet IFRS utstedt av Finansdepartementet den 3. november 2014. Equinor ASAs presentasjonsvaluta er amerikanske dollar (USD), som er konsistent med presentasjonsvaluta i konsernregnskapet og selskapets funksjonelle valuta.

Regnskapet for Equinor ASA må leses i sammenheng med konsernregnskapet, som publiseres sammen med selskapsregnskapet. Med unntak av områder beskrevet nedenfor følger Equinor 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 Equinors konsernnoter på grunn av vesentlighetsvurdering på konsernnivå, er slike prinsipper beskrevet nedenfor i den grad dette er vurdert nødvendig for forståelsen av Equinor ASAs selskapsregnskap.

Note 23 beskriver virkningen på Equinor ASAs regnskaper fra endring i presentasjon av visse elementer i kontantstrømpoppstillingen og fra implementeringen av IFRS 9 Finansielle eiendeler. Implementeringen av IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter medførte ingen vesentlige effekter for Equinor ASAs regnskaper.

Datterselskaper, tilknyttede foretak og felleskontrollerte selskaper

Aksjer og andeler i datterselskaper, tilknyttede foretak (selskaper hvor Equinor 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 Equinorkonsernets 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 selskaper. En eventuell nedskrivning presenteres i resultatregnskapet som Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper.

Kostnader knyttet til Equinor som operatør for felleskontrollerte driftsordninger og tilsvarende samarbeidsformer (lisenser)

Indirekte kostnader som personalkostnader pådratt av selskapet, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert til Equinor Energy AS, til andre konsernselskaper, og til lisenser der Equinor Energy AS eller andre konsernselskaper er operatør, med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert på denne måten reduserer kostnadene i selskapets resultatregnskap.

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom selskapet og dets datterselskaper

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom selskapet og selskaper som det direkte eller indirekte kontrollerer, regnskapsføres med kontinuitet på bokført verdi av eiendelene og gjeldspostene som overføres, når overføringen er en del av en reorganisering innenfor Equinorkonsernet.

Skyldig utbytte og konsernbidrag

Utbytte er reflektert som Skyldig utbytte under kortsiktig gjeld. Årets konsernbidrag til andre selskaper innenfor Equinors norske skattekonsern, er reflektert i balansen som kortsiktig gjeld under Gjeld til datterselskaper. Skyldig utbytte og konsernbidrag under forenklet IFRS skiller seg fra presentasjon under IFRS ved at det også inkluderer utbytte og konsernbidrag som på balansetidspunktet krever en fremtidig godkjenning fra selskapets generalforsamling før utdeling.

Fond for urealiserte gevinster

Fond for urealiserte gevinster, som er en del av selskapets egenkapital, består av akkumulerte urealiserte gevinster på ikke børsnoterte finansielle instrumenter, samt virkelig verdi av innebygde derivater, med den begrensning at nettobeløpet ikke kan være negativt.

2 Finansiell risikostyring og verdimåling av finansielle instrumenter

Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Equinor ASAs aktiviteter eksponerer selskapet for markedsrisiko, likviditetsrisiko og kredittisiko. 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 Equinor ASAs klasser av finansielle instrumenter med tilhørende bokførte verdier slik kategoriene er definert i IFRS 9 Finansielle instrumenter. Se note 23 Endring i regnskapsprinsipp for informasjon om hvordan Equinor ASAs klasser av finansielle instrumenter ble målt etter IAS 39 kategorier. For finansielle instrumenter er forskjellen mellom måling som definert av kategoriene i IFRS 9 og måling til virkelig verdi uvesentlig.

Se note 18 Finansiell gjeld i konsernregnskapet for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser og note 26 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	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
31. desember 2018					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	821	-	821
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		193	98	5	296
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	25.216	-	308	25.524
Kundefordringer og andre fordringer	13	5.113	-	197	5.309
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	2.718	-	-	2.718
Kortsiktige finansielle derivater		-	267	-	267
Kortsiktige finansielle investeringer	11	6.145	-	-	6.145
Betalingsmidler	14	4.032	2.255	-	6.287
Sum		43.417	3.441	510	47.368

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	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	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2018					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	16	23.149	-	-	23.149
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		20	-	-	20
Langsiktige finansielle derivater		-	1.207	-	1.207
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	19	3.387	-	29	3.417
Kortsiktig finansiell gjeld	16	2.436	-	-	2.436
Skyldig utbytte		1.632	-	-	1.632
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	18.981	-	-	18.981
Kortsiktige finansielle derivater		-	322	-	322
Sum		49.605	1.529	29	51.164

(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

Regnskap og noter

Selskapsregnskap Equinor ASA

Finansielle instrumenter fra tabellen over, som er registrert i balansen til en netto virkelig verdi på 1.912 millioner USD i 2018 og 5.330 millioner USD i 2017, er i hovedsak klassifisert til nivå 2 i virkelig verdi hierarkiet.

Tabellen nedenfor viser de estimerte virkelige verdiene av Equinor ASA sine derivatve finansielle instrumenter fordelt per type.

(i millioner USD)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
31. desember 2018			
Valutainstrumenter	48	(59)	(11)
Renteinstrumenter	810	(1.179)	(370)
Råolje og raffinerte produkter	91	(66)	25
Naturgass og elektrisitet	139	(225)	(86)
Sum	1.088	(1.529)	(441)
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

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvareprisrisiko

Equinor ASA sine eiendeler og forpliktelser knyttet til råvarebaserte derivater består både av børshandlede og ikke-børshandlede instrumenter, hovedsakelig innenfor råolje og raffinerte produkter.

Sensitivitet knyttet til prisrisiko ved utgangen av 2018 på 30% og ved utgangen av 2017 på 20% er forutsatt å gi uttrykk for rimelig sannsynlige endringer basert på løpetiden til derivatkontraktene.

(i millioner USD)	2018		2017	
	- 30 % sensitivitet	30 % sensitivitet	- 20 % sensitivitet	20 % sensitivitet
31. desember				
Råolje og raffinerte produkter netto gevinst (tap)	203	(203)	494	(480)
Naturgass og elektrisitet netto gevinst (tap)	389	(389)	77	(77)

Valutarisiko

De estimerte gevinstene og tapene som følge av endringer i valutakurser vil påvirke selskapets resultatregnskap.

Valutarisikosensitivitetene for Equinor 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.

(i millioner USD)	2018		2017	
	-9 % sensitivitet	9 % sensitivitet	-8 % sensitivitet	8 % sensitivitet
31. desember				
NOK netto gevinst (tap)	(1.041)	1.041	(1.264)	1.264

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.

(i millioner USD)	2018		2017	
	- 0.6 prosentpoeng sensitivitet	0.6 prosentpoeng sensitivitet	- 0.6 prosentpoeng sensitivitet	0.6 prosentpoeng sensitivitet
31. desember				
Renterisiko gevinst (tap)	543	(543)	620	(620)

3 Salgsinntekter

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2018	2017
Eksterne salgsinntekter	45.605	35.083
Inntekter fra konsernselskaper	5.932	4.665
Salgsinntekter	51.537	39.748

4 Lønnskostnader

Equinor ASA lønnskostnader 2018

(i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte)	For regnskapsåret	
	2018	2017
Lønnskostnader ¹⁾	2.385	2.198
Pensjonskostnader	424	439
Arbeidsgiveravgift	337	318
Andre lønnskostnader	267	253
Sum	3.413	3.208
Gjennomsnittlig antall ansatte²⁾	18.000	18.100

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttpakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør 3% for både 2018 og 2017.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og er viderebelastet partnerne i Equinor-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 139.036 USD og totalt antall aksjer eid av medlemmer av bedriftsforsamlingen, var 35.150. Godtgjørelse til medlemmene i styret og konsernledelsen i løpet av året og aksjeeierskap ved utgangen av året var som følger:

Medlemmer av styret 2018 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer)	Ytelser totalt	Antall aksjer pr. 31. desember 2018
Jon Erik Reinhardsen (styreleder)	117	2.584
Roy Franklin (nestleder)	111	-
Wenche Agerup	65	2.677
Bjørn Tore Godal	70	-
Rebekka Glasser Herlofsen	66	-
Maria Johanna Oudeman ¹⁾	48	i.a.
Anne Drinkwater ²⁾	48	-
Jonathan Lewis ²⁾	44	-
Jeroen van der Veer	95	-
Per Martin Labråthen	59	1.653
Stig Lægreid	59	1.995
Ingrid Elisabeth Di Valerio	66	5.115
Totalt	848	14.024

1) Styremedlem til og med 30. juni 2018 (avgått)

2) Styremedlem fra 1. juli 2018

Fast godtgjørelse										2017 Skattbar lønn ^{9), 15)}	Antall aksjer pr. 31. desember 2018
Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) ^{1), 2)}	Fastlønn ³⁾	Fastlønnstillegg ⁴⁾	LTI ⁵⁾	Bonus ⁶⁾	Andre skattepliktige ytelser	2018 Skattbar lønn	Ikke skattepliktige naturalytelser	Estimert pensjonskostnad ⁷⁾	Nåverdi av pensjonsforpliktelse ⁸⁾		
Eldar Sætre ¹⁰⁾	1.122	0	323	551	72	2.069	0	0	15.287	1.812	65.294
Margareth Øvrum ¹¹⁾	516	0	115	234	49	914	5	0	7.926	837	61.610
Timothy Dodson	494	0	110	188	37	829	51	155	5.435	689	31.826
Irene Rummelhoff	433	71	106	258	27	895	0	31	1.518	692	28.472
Jens Økland ¹⁴⁾	256	42	71	122	14	505	0	16	1.171	700	-
Arne Sigve Nylund	478	0	112	259	27	876	0	124	5.338	720	15.729
Lars Christian Bacher	497	0	107	232	33	869	54	137	3.033	710	27.529
Hans Jakob Hegge ¹⁴⁾	239	41	67	123	21	490	0	15	1.641	742	-
Jannicke Nilsson	426	66	106	191	31	820	33	38	1.488	712	42.597
Torgrim Reitan ¹¹⁾	619	0	107	232	106	1.064	13	129	2.972	1.058	39.876
Anders Opedal ^{11), 14)}	228	27	45	93	35	429	0	11	1.521	ia	22.772
Pål Eitrheim ¹⁴⁾	154	23	39	72	4	292	0	11	1.202	ia	9.587
Alasdair Cook ^{11), 12), 14)}	542	0	0	254	57	853	35	0	0	ia	2.112
John Knight ¹³⁾	597	0	0	0	111	708	0	0	0	1.824	-

- 1) Alle beløp i tabellen er presentert i USD basert på gjennomsnittlige valutakurser.
2018: NOK/USD = 0,1231, GBP/USD = 1,3350, BRL/USD = 0,2562 (2017: NOK/USD = 0,1211, GBP/USD = 1,2882).
Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelser.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen har mottatt kompensasjon i NOK unntatt Alasdair Cook og John Knight som har mottatt kompensasjon i GBP, og Margareth Øvrum og Anders Opedal som har mottatt kompensasjon i BRL for den delen av året de har vært medlemmer av konsernledelsen utstasjonert i Brasil.
- 3) Fast lønn består av grunnlønn, fastlønnselement, feriepenger, kontantgodtgjørelse (Alasdair Cook) og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.
- 4) Fastlønnstillegg består av kompensasjon for bortfall av pensjonsopptjening over 12G (grunnbeløpet i folketrygden).
- 5) I langtidsinnsattordningen (LTI-ordningen) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Equinoraksjer, inkludert en bindingsperiode. LTI-elementet presenteres i tildelingsåret for medlemmer av konsernledelsen ansatt i Equinor 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 grunnlønn) pr. 31. desember 2017 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2018.
- 8) Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Øvrum og Timothy Dodson er medlemmer av den lukkede ytelsesordningen, mens de øvrige medlemmene av konsernledelsen i Equinor ASA er medlem av selskapets innskuddsordning.
- 9) Inkluderer beløp for medlemmer av konsernledelsen i 2017 som også er medlemmer i 2018.
- 10) Estimert nåverdi av Sætres pensjonsforpliktelse er basert på avgang med pensjon fra 67 år. Sætre har rett til å gå av med pensjon før fylte 67 år.
- 11) Kompensasjonene til Torgrim Reitan, Alasdair Cook, Margareth Øvrum and Anders Opedal inkluderer også Equinors betingelser for internasjonal utstasjonering.
- 12) Alasdair Cooks fastlønn inkluderer 39 tusen USD som er en kompensasjon i stedet for pensjonsopptjening.
- 13) John Knight gikk ut av konsernledelsen 30. april 2018. Hans fastlønn inkluderer 49 tusen USD som erstatter hans tidligere innskuddspensjon, samt et forholdsmessig fastlønnselement på 267 tusen USD som erstatter hans tidligere variable kompensasjonsordninger.
- 14) Alasdair Cook ble utnevnt til EVP for GSB 1. mai. Anders Opedal ble utnevnt til EVP for DPB 17. august og deretter EVP for TPD fra 15. oktober. Pål Eitrheim ble utnevnt til EVP for NES 17. august. Hans Jakob Hegge gikk ut av konsernledelsen 1. august og Jens Økland sluttet 17. august.
- 15) 2017 skattbar lønn har blitt oppdatert og økt for 4 KL medlemmer på grunn av unøyaktige historiske beregninger.
Alle tall i tusen USD: Rummelhoff 35, Nilsson 34, Hegge 39 and Økland 33.
I tillegg har årene 2015-2016 blitt oppdatert og økt for Rummelhoff 19, Nilsson 1, Hegge 22, Økland 18 og Opedal 22.

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

Belønningspolitikk og belønningskonsept

Hovedelementene i Equinors 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 Equinors konsernledelse for 2018 og 2019, se Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse.

5 Aksjespareprogram

Equinor ASAs aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Equinor ASA gjennom månedlige lønnstrekk. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Equinor ASA, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Equinor ASA relatert til 2018- og 2017-programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 65 millioner USD og 55 millioner USD. Beregnet kostnad for 2019 programmet (avtaler inngått i 2018) utgjør 66 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2018, som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode, utgjør 136 millioner USD.

6 Godtgjørelse til revisor

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret	
	2018	2017
Revisjonshonorar	1,7	1,4
Revisjonsrelaterte tjenester	0,4	0,4
Sum	2,1	1,8

Det er ikke påløpt honorar for skatt eller andre tjenester.

7 Finansposter

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2018	2017
Agioeffekter finansielle derivater	149	(920)
Andre agioeffekter	(1.015)	1.538
Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta	(865)	618
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	853	798
Renteinntekter og andre finansinntekter	310	227
Renteinntekter og andre finansielle poster	1.162	1.025
Gevinst/(tap) finansielle derivater	(341)	(61)
Rentekostnader til selskap i samme konsern	(180)	(142)
Rentekostnader langsiktig finansiell gjeld	(943)	(1.023)
Rentekostnader kortsiktige finansiell gjeld og andre finansieringskostnader	(133)	(104)
Renter og andre finansieringskostnader	(1.256)	(1.269)
Netto finansposter	(1.300)	312

Equinors største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som virkelig verdi over resultatet, samt amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet. For mer informasjon om effekt knyttet til implementering av IFRS 9, se note 23 Endring i regnskapsprinsipp.

Linjen Rentekostnader langsiktig finansiell gjeld inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost på 888 millioner USD og 1.103 millioner USD og netto rente på tilknyttede derivater inkludert i kategorien virkelig verdi over resultatet, netto rentekostnad på 55 millioner USD og netto renteinntekt på 80 millioner USD for henholdsvis 2018 og 2017.

Linjen Gevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi endring på derivater knyttet til renterisiko. Et tap på 357 millioner USD og et tap på 77 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet er inkludert for henholdsvis 2018 og 2017.

Agjoeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko.

Linjen Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta inkluderer et netto tap på utenlandsk valuta på 406 millioner USD og en gevinst på 447 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet for henholdsvis 2018 og 2017.

8 Skatter

Årets skatt fremkommer som følger:

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2018	2017
Betalbar skatt	14	(134)
Endring utsatt skatt	204	(95)
Skattekostnad	219	(229)

Avstemming av årets skattekostnad

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2018	2017
Resultat før skattekostnad	6.503	5.543
Beregnet skatt etter nominell skattesats	(1.496)	(1.330)
Skatteeffekt knyttet til:		
Permanente differanser som effekt av NOK som grunnlag for beregnet skatt	(34)	(35)
Skatteeffekt av permanente differanser relatert til egenkapitalkonsoliderte selskaper	1.800	1.204
Andre permanente differanser	(37)	(87)
Inntektsskatt tidligere år	22	(25)
Endring i skattelovgivning	(40)	(31)
Annet	3	75
Sum skattekostnad	219	(229)
Effektiv skattesats	(3,4%)	4,1%

Norsk selskapsskattesats er 23% for 2018 og 24% for 2017.

Endring i skattelovgivning refererer til endring av utsatt skatt forårsaket av reduksjon av norsk selskapsskattesats fra 23% til 22% med effekt fra 2019.

Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Utsatt skatt - eiendeler		
Fremførbart skattemessig underskudd	12	0
Pensjoner	697	626
Langvarige avsetninger	62	73
Derivater	90	30
Andre langsiktige poster	61	47
Sum utsatt skattefordel	923	776
Utsatt skatt - forpliktelser		
Andre kortsiktige poster	10	14
Varige driftsmidler	41	51
Sum utsatt skattegjeld	51	65
Netto utsatt skattefordel	872	711

Per 31. desember 2018 har Equinor ASA 872 millioner USD i netto utsatt skattefordel. Det er sannsynlig at tilstrekkelig skattepliktig overskudd vil bli generert, slik at denne fordelen kan benyttes.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger:

(i millioner USD)	2018	2017
Utsatt skattefordel 1. januar	711	846
Endring årets resultat	204	(95)
Aktuarmessig tap pensjon	31	(44)
Konsernbidrag	(75)	4
Utsatt skattefordel 31. desember	872	711

9 Varige driftsmidler

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler	Bygninger og tomter	Skip	Annet	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2017	634	263	647	160	1.705
Tilganger og overføringer	38	10	0	0	49
Anskaffelseskost 31. desember 2018	673	273	647	160	1.753
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017	(555)	(92)	(369)	(149)	(1.164)
Avskrivning	(39)	(15)	(34)	(1)	(88)
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018	(593)	(106)	(402)	(150)	(1.252)
Bokført verdi 31. desember 2018	79	167	245	10	502
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)	2018	2017
Investeringer 1. januar	42.683	39.886
Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	7.832	5.051
Endring innbetalt egenkapital	988	(1.861)
Utbetalinger fra selskapene	(4.489)	(1.236)
Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	64	(64)
Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(5)	(40)
Omregningsdifferanse	(807)	973
Salg	(86)	0
Annet	12	(27)
Investeringer 31. desember	46.192	42.683

Det henvises til note 12 Investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper i Equinors konsernregnskap for mer informasjon om egenkapitalkonsoliderte selskaper.

Den utgående balansen for investeringer på 46.192 millioner USD, der 45.032 millioner USD består av investeringer i datterselskaper og 1.160 millioner USD består av investeringer i andre egenkapitalkonsoliderte selskaper. I 2017 var respektive beløp henholdsvis 41.448 millioner USD og 1.235 millioner USD.

Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper med annen funksjonell valuta enn USD.

Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2018 påvirket av netto nedskrivninger på 205 millioner USD etter skatt hovedsakelig på grunn av reduksjon i de langsiktige prisforutsetningene. Dette ble delvis motvirket av endringer i valuta- og reserveforutsetninger, driftsmessige forbedringer og forlenget lisensperiode. For mer informasjon vises det til note 10 Varige driftsmidler i konsernregnskapet. 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 skyldtes i hovedsak økte produksjonsestimater, kostbesparelser og operasjonelle forbedringer i tillegg til endringer i skattereglene i USA.

Endring innbetalt egenkapital i 2018 bestod hovedsakelig av kapitaltilskudd til Equinor UK limited på 706 millioner USD. I 2017 bestod endring i innbetalt egenkapital hovedsakelig av tilbakebetaling av kapital fra Equinor Service Center Belgium på 3.303 millioner USD, og konsernbidrag relatert til 2017 til datterselskaper på 278 millioner etter skatt.

Utbetalinger fra selskapene i 2018 bestod hovedsakelig av utbytte relatert til 2017 fra datterselskaper på 4.225 millioner USD og konsernbidrag relatert til 2018 fra datterselskapet på 265 millioner USD etter skatt. I 2017 bestod utbetalinger fra selskapene hovedsakelig av utbytte relatert til 2016 fra datterselskaper på 1.236 millioner USD.

Kostpris for investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er 36.835 millioner USD i 2018 og 37.239 millioner USD i 2017.

Aksjer og andeler i vesentlige datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap direkte eid av Equinor ASA pr. desember 2018

Navn	i %	Land	Navn	i %	Land
Equinor Angola Block 15 AS	100	Norge	Equinor Insurance AS	100	Norge
Equinor Angola Block 17 AS	100	Norge	Statoil Kharyaga AS	100	Norge
Equinor Angola Block 31 AS	100	Norge	Equinor New Energy AS	100	Norge
Equinor Apsheron AS	100	Norge	Equinor Nigeria AS	100	Norge
Equinor Azerbaijan AS	100	Norge	Equinor OTS AB	100	Sverige
Equinor BTC Finance AS	100	Norge	Equinor Refining Norway AS	100	Norge
Equinor Danmark AS	100	Danmark	Statoil SP Gas AS	100	Norge
Equinor Deutschland GmbH	100	Tyskland	Equinor Tanzania AS	100	Norge
Equinor Energy AS	100	Norge	Equinor Technology Ventures AS	100	Norge
Equinor Energy Sincor AS	100	Norge	Equinor UK Ltd	100	Storbritannia
Equinor Energy Venezuela AS	100	Norge	Statholding AS	100	Norge
Equinor Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	Equinor Metanol ANS	82	Norge
Equinor In Amenas AS	100	Norge	Vestprosess DA	34	Norge
Equinor In Salah AS	100	Norge	Lundin Petroleum AB	20	Sverige

11 Finansielle eiendeler og gjeld

Langsiktige fordringer datterselskap

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	25.181	25.668
Ikke rentebærende fordringer datterselskaper	344	228
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	25.524	25.896

Rentebærende fordringer på datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er hovedsakelig relatert til Equinor Energy AS. Øvrige rentebærende fordringer på datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper knytter seg hovedsakelig til langsiktig finansiering av andre datterselskaper.

Den totale kreditrammen gitt til Equinor Energy AS er 120 milliarder NOK (13.811 millioner USD) per 31. desember 2018 og NOK 120 milliarder NOK (14.625 millioner USD) per 31. desember 2017. Hele rammen var benyttet per 31. desember 2018 og per 31. desember 2017. Av totalt opptrukket USD beløp forfaller 6.330 millioner USD (55 milliarder NOK) til betaling innen de neste fem årene, men det er ingen kortsiktig andel.

Kortsiktige fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte inkluderer positive internbankbeholdninger på 1,0 milliarder USD per 31. desember 2018. Kortsiktige fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper per 31. desember 2017 inkluderer positive internbankbeholdninger på 603 millioner USD.

Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Tidsinnskudd	4.100	4.045
Rentebærende verdipapirer	2.045	3.649
Finansielle investeringer	6.145	7.694

Kortsiktige finansielle investeringer er regnskapsført i henhold til amortisert kost. For ytterligere informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 2 Finansiell risikostyring og måling av finansielle instrumenter. For mer informasjon om endring i kategorier og effekt knyttet til IFRS 9 implementering, se note 23 Endring av regnskapsprinsipp.

I 2018 var rentebærende instrumenter fordelt på fire valutaer, hovedsakelig NOK (36%), SEK (36%) og EUR (24%).

Tidsinnskudd var hovedsakelig i EUR (28%), USD (30%) og NOK (28%). I 2017 var rentebærende instrumenter plassert i syv valutaer hovedsakelig: NOK (35%), SEK (25%), EUR (24%) og USD (11%), mens tidsinnskudd hovedsakelig var i EUR (38%), USD (28%), NOK (16%) og SEK (10%).

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer gjeld knyttet til konsernets internbank.

12 Varelager

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Råolje	698	1.697
Petroleumsprodukter	397	586
Naturgass	235	108
Andre	31	26
Sum	1.360	2.417

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 129 millioner USD i 2018 og 11 millioner USD i 2017.

13 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Kundefordringer	4.425	5.481
Andre fordringer	884	458
Kundefordringer og andre fordringer	5.309	5.939

14 Betalingsmidler

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Bankinnskudd	332	275
Tidsinnskudd	1.990	1.878
Pengemarkedsfond	2.255	381
Rentebærende verdipapirer	1.578	1.077
Margininnskudd	131	149
Betalingsmidler	6.287	3.759

Margininnskudd er relatert til børshandlede derivater med daglig oppgjør 131 millioner USD per 31. desember 2018 og 149 millioner USD per 31. desember 2017

15 Egenkapital og aksjonærer

Endring i egenkapital

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Egenkapital 1. januar	38.788	34.059
Årets resultat	6.722	5.314
Aktuarmessige gevinster (tap) på ytelsesbasert pensjonsordning	(88)	134
Omregningsdifferanser	(827)	978
Årets ordinære utbytte	(3.164)	(2.943)
Utbytteaksjer	338	1.357
Gvinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	64	(64)
Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	(5)	(40)
Verdi av aksjespareprogrammet	(19)	(30)
Kjøp egne aksjer	0	22
Egenkapital 31. desember	41.808	38.788

Akkumulert omregningsdifferanse reduserte egenkapitalen per 31. desember 2018 med 1.185 millioner USD. Per 31. desember 2017 medførte akkumulerte omregningsdifferanser en nedgang i egenkapitalen på 358 millioner USD. Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper.

Aksjekapital

	Antall aksjer	Pålydende i kroner	31. desember
			Aksjekapital i kroner
Registrerte og utstedte aksjer	3.338.661.219	2,50	8.346.653.047,50
Herav egne aksjer	10.352.671	2,50	25.881.677,50
Sum utestående aksjer	3.328.308.548	2,50	8.320.771.370,00

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

I løpet av 2018 har Equinor ervervet 2.740.657 egne aksjer for 68 millioner USD, og 3.631.220 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. I løpet av 2017 har Equinor ervervet 3.323.671 egne aksjer for 63 millioner USD, og 3.219.327 egne aksjer er tildelt til ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet. Per 31. desember 2018 har Equinor 10.352.671 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2017 var beholdningen av egne aksjer 11.243.234. For ytterligere informasjon, se note 5 Aksjespareprogram.

Equinors 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 Equinorkonsernet 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 Equinors konsernregnskap.

For informasjon vedrørende de 20 største aksjonærene i Equinor ASA, se seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon, Største aksjonærer.

16 Finansiell gjeld

Langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Usikrede obligasjonslån	24.121	26.524
Usikrede lån	91	89
Finansielle leieavtaler	310	347
Sum finansiell gjeld	24.522	26.959
Fratrukket kortsiktig andel	1.373	2.900
Langsiktig finansiell gjeld	23.149	24.059
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	3,66	3,33

Equinor ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige rentebærende gjeld. For informasjon om styring av renterisiko i Equinor ASA og i Equinorkonsernet, se note 5 Finansiell risikostyring i konsernregnskapet og note 2 Finansiell risikostyring og verdimåling av finansielle instrumenter i Equinor ASAs regnskap.

I 2018 utstedte Equinor ASA følgende obligasjoner:

Utstedelsesdato	Beløp i USD millioner	Rentesats i %	Forfallsdato
5. september 2018	USD 1 000	3,625	September 2028

I all vesentlighet inneholder obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjoninnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Av alle selskapets utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 38 av obligasjonslånsavtalene bestemmelser som gir Equinor ASA rett til å kjøpe gjelden tilbake til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto balanseført verdi på disse obligasjonslånene utgjør 23.776 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2018.

Equinor ASA har inngått avtale med 21 kjernebanker for en bindende langsiktig løpende kreditt på 5,0 milliarder USD. Per 31. desember 2018 og 2017 var ingen beløp trukket av kreditten.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	
2020	2.069
2021	1.919
2022	1.050
2023	2.673
Deretter	15.439
Sum	23.149

Mer informasjon om finansielle leieavtaler er gitt i note 20 Leieavtaler.

Kortsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2018	2017
Innkalt margin	1.063	1.068
Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år	1.373	2.900
Kortsiktig finansiell gjeld	2.436	3.968
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	1,61	1,69

Innkalt margin og annen kortsiktig finansiell gjeld er hovedsakelig kontanter mottatt for å sikre en andel av Equinor ASAs kreditteksponering og utestående beløp under US Commercial paper (CP) program. Per 31. desember 2018 var 842 millioner USD utstedt under programmet. Tilsvarende var det per 31. desember 2017 utstedt 448 millioner USD.

17 Pensjoner

Equinor ASA er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenstepensjon, og Equinor ASAs pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov. Det henvises til notene i konsernregnskapet for en beskrivelse av pensjonsordningene i Equinor ASA.

Netto pensjonskostnader

(i millioner USD)	2018	2017
Nåverdi av årets opptjening	212	241
Tap (gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	20	13
Amortisering av aktuariemessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	0	(1)
Innskuddsplaner over drift	55	51
Ytelsesplaner	287	306
Innskuddsplaner	136	133
Sum netto pensjonskostnader	424	439

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 167 millioner USD, og renteinntekter på 127 millioner USD er innregnet i 2018.

Regnskap og noter

Selskapsregnskap Equinor ASA

(i millioner USD)	2018	2017
Brutto pensjonsforpliktelse		
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	7.864	7.387
Nåverdi av årets opptjening	212	241
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	174	210
Aktuarmessige (gevinster) tap - Økonomiske forutsetninger	196	(42)
Aktuarmessige (gevinster) tap - Erfaring	(26)	(18)
Utbetalte ytelser fra ordningene	(209)	(296)
Tap (gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring	0	13
Fripoliser	(18)	(84)
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	21	26
Omregningsdifferanse valuta	(450)	375
Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift	55	51
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	7.818	7.864
Virkelig verdi av pensjonsmidler		
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	5.269	4.889
Renteinntekt på pensjonsmidler	127	138
Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter)	(120)	263
Innbetalt av selskapet	42	33
Utbetalt ytelser fra ordningene	(207)	(180)
Fripoliser og personforsikringer	(18)	(121)
Omregningsdifferanse valuta	(293)	247
Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember	4.801	5.269
Netto pensjonsforpliktelser 31. desember	(3.017)	(2.595)
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning)	752	1.236
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap	36	57
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning)	(3.805)	(3.889)
Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger	7.818	7.864
Fonderte pensjonsplaner	4.049	4.033
Ufonderte pensjonsplaner	3.769	3.831
Faktisk avkastning på pensjonsmidler	7	401
Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i egenkapitalen		
(i millioner USD)	2018	2017
Årets netto aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen gjennom året	(267)	310
Årets aktuarmessige (tap) gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	158	(137)
Skatteeffekt på aktuarmessige (tap) gevinster innregnet i egenkapitalen	22	(38)
Innregnet i egenkapitalen i løpet av året etter skatt	(87)	135
Akkumulert aktuarmessige (tap) gevinster innregnet som andre endringer i egenkapitalen etter skatt	(1.141)	(1.053)

Pensjonsforutsetninger og sensitivitetsanalyse

Pensjonsforutsetninger, sensitivitetsanalyse, porteføljevæktning og informasjon om pensjonsmidler i Equinor Pensjon er presentert i pensjonsnotene i Equinors konsernregnskap. Antall ansatte, inkludert pensjonister som er medlemmer av hovedytelsesplanen i Equinor ASA utgjør 9.166. 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 2017	224
Kortsiktig andel 31. desember 2017	92
Avsetninger 31. desember 2017	315
Nye eller økte avsetninger	39
Reduksjon i estimater	(70)
Beløp belastet mot avsetninger	(2)
Omregningsdifferanser	(5)
Avsetninger 31. desember 2018	278
Kortsiktig andel 31. desember 2018	23
Langsiktig andel 31. desember 2018	255

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	
	2018	2017
Leverandørgjeld	1.432	1.974
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	1.229	1.267
Gjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærstående parter	756	877
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	3.417	4.118

20 Leieavtaler

Equinor ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og kontorbygg.

I 2018 utgjorde netto leiekostnad 406 millioner USD (425 millioner USD i 2017). Det er ikke påløpt vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i noen av årene.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2018.

(i millioner USD)	Operasjonelle leieavtaler	Finansielle leieavtaler		
		Minsteleie	Diskonteringssement	Nåverdi av minsteleie
2019	490	53	(2)	50
2020	434	53	(4)	48
2021	404	53	(7)	46
2022	313	53	(8)	44
2023	263	53	(10)	42
2024-2028	879	105	(26)	79
2029-2033	302	0	0	0
Deretter	20	0	0	0
Sum fremtidig minsteleie	3105	368	(58)	310

I noten i konsernregnskapet er det mer informasjon vedrørende operasjonell leie av skip og kontorbygg.

Equinor ASA har inngått leieavtaler for tre LNG-skip på vegne av Equinor ASA og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Equinor ASA bokfører disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede Equinor- og SDØE-andelen.

Varige driftsmidler inkluderer 244 millioner USD for leieavtaler som er balanseført per årsslutt (278 millioner USD i 2017), og er inkludert i kategorien Skip i note 9 Varige driftsmidler.

21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

Kontraktsmessige forpliktelser

Equinor ASA har kontraktsmessige forpliktelser på 411 millioner USD per 31. desember 2018. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Equinor ASAs andel og består av finansieringsforpliktelser knyttet til leteaktiviteter.

Andre langsiktige forpliktelser

Equinor 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 2032.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktfestede prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Equinor 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 Equinor ASAs eierandel).

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2018:

(i millioner dollar)	
2019	1.200
2020	1.112
2021	965
2022	802
2023	747
Deretter	3.172
<hr/>	
Sum	7.998

Garantier

Equinor ASA har gitt morselskapsgaranti, og også kontra garantert særskilte bank garantier som dekker datterselskaperens forpliktelse i land der de har virksomhet. Equinor ASA har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld, kontraktsmessige betalingsforpliktelser og noen tredjepartsforpliktelser på 451 millioner USD. Virkelig verdi og bokført verdi av garantien er uvesentlig.

Andre forpliktelser

Equinor 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.

Noen langsiktige gassavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler, som i enkelte tilfeller fører til krav som blir gjenstand for voldgift. Equinors eksponering knyttet til slik voldgift økte i andre kvartal 2018, og er estimert til et beløp tilsvarende 1,2 milliarder USD for gass levert før årsslutt 2018. Basert på Equinors vurderinger ble det ikke gjort noen avsetninger i Equinors konsernregnskap ved årsslutt 2018. Tidsplanen for avklaring av utfall er usikker, men anslås til 2019-2020. Prisrevisjonsrelaterte endringer i avsetninger gjennom 2018 er uvesentlig og er bokført som reduksjon av salgsinntekter i konsernregnskapet.

Norske skattemyndigheter utstedte den 6. juli 2016 varsel om endring av ligningen for årene 2012 til 2014 knyttet til internprisingen på visse transaksjoner mellom Equinor Coordination Centre (ECC) i Belgia og Equinor ASA. Det vesentligste spørsmålet i denne saken gjelder ECCs kapitalstruktur og hvorvidt denne er i overensstemmelse med prinsippet om armlengdes avstand. Equinor mener at prissetting på armlengdes avstand er anvendt og at Equinor ASAs vurdering står sterkt. Det er derfor ikke foretatt avsetning for dette i regnskapet til Equinor ASA.

Equinor 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. Equinor ASA har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav vises det til note 18 Avsetninger.

22 Nærstående parter

Det henvises til note 25 Nærstående parter i Equinors konsernregnskap for informasjon om Equinor ASAs nærstående parter. Inkludert er informasjon om nærstående parter som et resultat av Equinor 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 5.932 millioner USD i 2018 og 4.665 millioner USD i 2017. Den største delen av inntekter fra konsernselskaper kan henføres til salg av råolje og salg av raffinerte produkter til Equinor Marketing and Trading Inc, med 3.046 millioner USD i 2018 og 2.268 millioner USD i 2017 og Equinor Refining Danmark AS, med 2.506 millioner USD i 2018 og 2.220 millioner USD i 2017.

En stor del av solget i Equinor Energy AS relatert til naturgass og rørtransport er basert på oppnådde priser i Equinor ASA. All risiko knyttet til nevnte transaksjoner bæres av Equinor Energy AS og inntektene blir av den grunn ikke reflektert i resultatregnskapet til Equinor ASA.

Equinor ASA kjøper volumer fra datterselskaper og selger volumene til markedet. Totalt varekjøp fra datterselskaper beløp seg til 21.000 millioner USD i 2018 og 16.555 millioner USD i 2017. Den største leverandøren er Equinor Energy AS, med 12.887 millioner USD i 2018 og 10.564 millioner USD i 2017.

I forbindelse med den ordinære virksomheten har Equinor ASA i tillegg transaksjoner med enkelte konsernselskaper der selskapet har eierinteresser. Equinor ASAs totale varekjøp fra konsernselskaper beløp seg til 230 millioner USD i 2018 og 200 millioner USD i 2017.

Kostnader pådratt av selskapet, slik som personalkostnader, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert på grunnlag av påløpte timer til Equinor Energy AS, til andre konsernselskaper, og til lisenser der Equinor Energy AS eller andre konsernselskaper er operatør. Kostnader allokert på denne måten blir ikke reflektert i resultatregnskapet til Equinor ASA. Kostnader allokert til konsernselskaper beløp seg til 5.109 millioner USD i 2018 og 4.309 millioner USD i 2017. Den største delen av viderefaktureringen er relatert til Equinor Energy AS, 4.016 millioner USD i 2018 og 3.481 millioner USD i 2017.

Andre transaksjoner

Det henvises til note 25 Nærstående parter i konsernregnskapet for informasjon om Equinor 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 2018 er inkludert i note 4 Lønnskostnader.

23 Endring i regnskapsprinsipp

Med virkning fra 1. januar 2018 implementerte Equinor ASA IFRS 9 Finansielle instrumenter. Samtidig endret Equinor ASA frivillig sitt prinsipp for presentasjon av visse elementer knyttet til derivater, ikke-monetære valutaeffekter og arbeidskapital i kontantstrømoppstillingen.

Endring presentasjon av kontantstrømoppstillingen – omarbeidelse av sammenlignbare perioder

Equinor ASA har endret presentasjonen av enkelte poster knyttet til derivater, valutaeffekter uten kontantvirkning og arbeidskapital i kontantstrømoppstillingen. Presentasjonen er endret for å bedre reflektere kontanteffekten av enkelte poster innenfor operasjonelle, investerings- og finansieringsaktiviteter. Endringen påvirker klassifiseringen av kontantstrøm poster innenfor operasjonelle aktiviteter og reklassifisering av poster knyttet til valutaderivater fra operasjonelle til investerings- og finansieringsaktiviteter.

Endring av klassifisering av valutaderivater

Equinor ASA benytter valutaderivater til å sikre valutaeksponering knyttet til finansielle investeringer og langsiktig gjeld i utenlandsk valuta. Kontanter mottatt og betalt knyttet til disse derivatene ble tidligere klassifisert som kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter sammen med kontantstrømmen fra andre derivatposisjoner. For å bedre sammenstillingen av inn- og utbetalinger fra valutaderivatene med de underliggende sikrede posisjonene er inn- og utbetalinger fra valutaderivatene reklassifisert fra kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter til kontantstrøm fra investerings- og finansieringsaktiviteter avhengig av arten av den sikrede posisjonen.

Endring i klassifisering av valutaeffekter uten kontantvirkning

Valutagevinster og -tap uten kontanteffekt som tidligere ble presentert som en del av den enkelte linjeposten innenfor kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er reklassifisert til linjen Gevinst/tap på valuta transaksjoner. Dette er gjort for bedre å skille endringer i poster knyttet til operasjonelle aktiviteter, f.eks økning/reduksjon i arbeidskapital fra balanseeffekten av valutaeffekter uten kontantvirkning.

Endring i klassifisering av arbeidskapitalelementer

Visse poster som tidligere ble presentert som en del av endring i arbeidskapital er reklassifisert til økning/reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter hvis arten av poster er avsetninger uten kontanteffekt.

(i millioner USD)	2017 som rapportert	endring i presentasjon	2017 omarbeidet
Resultat før skattekostnad	5.543		5.543
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	88		88
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	(619)	1	(618)
(Gevinst) tap fra nedsalg	13		13
(Økning) reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	(4.289)	29	(4.260)
(Økning) reduksjon i netto finansielle derivater	(395)	575	180
Mottatte renter	1.003	(129)	874
Betalte renter	(1.196)		(1.196)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital	148	477	625
Betalte skatter	(24)		(24)
(Økning) reduksjon i arbeidskapital	(216)	(45)	(260)
Kontantstrøm fra (benyttet til) operasjonelle aktiviteter	(92)	432	340
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler	(1.312)		(1.312)
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer	485		485
(Økning) reduksjon i derivater finansielle instrumenter		(432)	(432)
(Økning) reduksjon i andre rentebærende poster	170		170
Salg av eiendeler og tilbakebetaling av kapitalinnskudd	4.315		4.315
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter	3.658	(432)	3.226
Nedbetaling langsiktig gjeld	(4.769)		(4.769)
Betalt utbytte	(1.491)		(1.491)
Netto lån, kassekreditt og annet	343		343
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	1.458		1.458
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	(4.459)		(4.459)
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	(892)		(892)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	377		377
Betalingsmidler ved årets begynnelse	4.274		4.274
Betalingsmidler ved årets utgang	3.759		3.759

IFRS 9 Finansielle instrumenter

IFRS 9 erstattet IAS 39 Klassifisering og måling av finansielle instrumenter. Det er ingen vesentlig effekt på Equinor ASAs finansregnskap knyttet til implementering av IFRS 9. For ytterligere detaljer, se note 27 Endring i regnskapsprinsipp i konsernregnskapet.

På implementeringstidspunktet er det ingen endring knyttet til Equinor ASAs gjeld ved implementering av IFRS 9.

Tabellen under viser Equinor ASAs finansielle eiendeler inndelt i kategorier basert på tidligere krav og IFRS 9, og forskjeller i bokførte verdier hvor det er aktuelt.

(i millioner USD)	Tidligere (IAS 39)	Klasse	Bokført verdi		Differanse
			Tidligere (IAS 39)	Ny (IFRS 9)	
Eiendeler per 01.01.2018					
Langsiktige finansielle derivater	Holdt for omsetning	Virkelig verdi over resultatet	1.387	1.387	-
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	457	457	-
	Ikke finansielle eiendeler	Ikke finansielle eiendeler	60	60	-
Fordringer mot datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	Lån og fordringer	Amortisert kost	25.725	25.725	
	Ikke finansielle eiendeler	Ikke finansielle eiendeler	171	171	
Kundefordringer og andre fordringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	5.813	5.824	11
	Ikke finansielle eiendeler	Ikke finansielle eiendeler	126	126	-
Fordringer mot datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	Lån og fordringer	Amortisert kost	2.448	2.448	-
Kortsiktige finansielle derivater	Holdt for omsetning	Virkelig verdi over resultatet	115	115	-
Kortsiktige finansielle investeringer	Lån og fordringer	Amortisert kost	4.045	4.045	-
	Holdt for omsetning	Amortisert kost	3.649	3.639	(10)
Betalingsmidler	Lån og fordringer	Amortisert kost	2.301	2.301	-
	Holdt for omsetning	Virkelig verdi over resultatet	381	381	-
	Holdt for omsetning	Amortisert kost	1.077	1.076	(1)
Sum			47.754	47.754	0

Stavanger, 5. mars 2019

I STYRET FOR EQUINOR ASA

/s/ JON ERIK REINHARSEN
Leder

/s/ ROY FRANKLIN
Nestleder

/s/ BJØRN TORE GODAL

/s/ PER MARTIN LABRÅTEN

/s/ JEROEN VAN DER VEER

/s/ ANNE DRINKWATER

/s/ REBEKKA GLASSER HERLOFSEN

/s/ INGRID ELISABETH DI VALERIO

/s/ STIG LÆGREID

/s/ WENCHE AGERUP

/s/ JONATHAN LEWIS

/s/ ELDAR SÆTRE
Konsernsjef



Tilleggsinformasjon

1

5.1	Aksjonærinformasjon	255
5.2	Non-GAAP måltall	262
5.3	Rettsaker	267
5.4	Rapport om betalinger til myndigheter	267
5.5	Erklæringer	284
5.6	Begrep og forkortelser	287
5.7	Utsagn om fremtiden	290

5.1 Aksjonærinformasjon

Equinor er det største selskapet som er notert på Oslo Børs og aksjen omsettes under tickerkodene EQNR. Equinor er også notert på New York Stock Exchange under tickerkodene EQNR, hvor omsetningen skjer i form av amerikanske depotaksjer (American Depositary Shares, ADS).

Equinors aksjer har vært notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange siden vår første offentlige emisjon den 18. juni 2001. Depotaksjene som omsettes på New York Stock Exchange bevitnes med depotbevis (American Depositary Receipts, ADR), og hver ADS representerer en ordinær aksje.

Utbyttepolitikk og utbytte

Det er Equinors 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 forslag. Equinor har ambisjon om å betale kvartalsvis utbytte selv om styret vil vurdere forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av kvartalsvise utbyttebetalinger og når totalt årlig utbyttensnivå anbefales.

I tillegg til å betale kontantutbytte, kan Equinor 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 foreslått av styret. Equinor kunngjør utbytteutbetalingen i forbindelse med fremlegging av kvartalsresultatene. Utbetaling av kvartalsvis utbytte ventes å skje innen seks måneder etter kunngjøringen av hvert kvartals utbytte.

Styret foreslår for generalforsamlingen et utbytte på 0,26 USD per aksje for fjerde kvartal 2018, som er en økning fra foregående kvartal.

Følgende tabell viser utbetalt kontantutbytte til alle aksjonærer siden 2014, per aksje og totalt.

Regnskapsår	Valuta	Ordinært utbytte per aksje								Ordinært utbytte per aksje
		1.kv	Valuta	2.kv	Valuta	3.kv	Valuta	4.kv	Valuta	
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
2018	USD	0,2300	USD	0,2300	USD	0,2300	USD	0,2600	USD	0,9500

Den 5. februar 2019 foreslo styret et utbytte for fjerde kvartal 2018 på 0,26 USD per aksje (betinget av generalforsamlingens godkjenning). Equinor-aksjen vil handles ex utbytte den 16. mai 2019 på OSE og den 17. mai 2019 for eiere av American Depositary Receipts (ADRs) på NYSE. Record date (eierregisterdato) vil være 20. mai på OSE og NYSE. Forventet utbetaling er på eller omkring den 29. mai 2019.

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 2013-2018 fikk styret fullmakt fra generalforsamlingen til å kjøpe tilbake Equinor-aksjer i markedet for påfølgende sletting. Equinor har ikke foretatt noe tilbakekjøp av aksjer basert på denne fullmakten.

Equinor har intensjon om å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen i mai 2019.

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 2018.

Equinors aksjespareplan

Siden 2004 har Equinor 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 jevnlige lønnstrekk kan ansatte investere opptil fem prosent av grunnlønnen i Equinor-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 (ca. 180 USD) i året. Bidraget fra selskapet er en skattefri fordel for ansatte i henhold til gjeldende norsk skattelovgivning. Etter en bindingstid på to kalenderår, vil det utdeles en bonusaksje for hver aksje som er kjøpt. I henhold til norsk skattelovgivning er bonusaksjen en skattepliktig fordel med en verdi som tilsvarende verdien på aksjene og som beskattes på det tidspunktet bonusaksjene deles ut.

Styret har fullmakt til å kjøpe Equinor-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. Equinor har intensjon om å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen 15. mai 2019.

Perioden aksjene ble tilbakekjøpt	Antall tilbakekjøpte aksjer	Gjennomsnittlig aksjepris i NOK	Totalt antall tilbakekjøpte aksjer som del av program	Maksimum antall aksjer som kan bli tilbakekjøpt under programmet
jan. 18.	493.678	185,7484	4.400.433	9.599.567
feb. 18.	530.143	174,6695	4.930.576	9.069.424
mar. 18.	521.195	177,6686	5.451.771	8.548.229
apr. 18.	467.241	198,8265	5.919.012	8.080.988
mai. 18.	424.908	220,1653	6.343.920	7.656.080
jun. 18.	431.985	216,2919	431.985	13.568.015
jul. 18.	428.358	218,1000	860.343	13.139.657
aug. 18.	441.113	211,8730	1.301.456	12.698.544
sep. 18.	431.424	216,7239	1.732.880	12.267.120
okt. 18.	422.751	221,9863	2.155.631	11.844.369
nov. 18.	459.974	205,5547	2.615.605	11.384.395
des. 18.	482.585	196,5125	3.098.190	10.901.810
jan. 19.	515.550	191,2129	3.613.740	10.386.260
feb. 19.	498.958	200,0165	4.112.698	9.887.302
Totalt	6.549.863 ¹⁾	202,5250 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 Equinors ADR-program

Avgifter og omkostninger for eiere av amerikanske depotaksjer (ADS).

JP Morgan Chase Bank N.A. (JP Morgan) er depotbank for Equinors ADR-program, og har erstattet Deutsche Bank Trust Company Americas (Deutsche Bank) i henhold til en ytterligere revidert og omarbeidet depotavtale datert 4. februar 2019. JP Morgan 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 andre avgifter fra investorene ved å trekke dem fra beløp som skal utbetales, eller ved å selge trekke slike avgifter fra kontantutbytte eller andre kontantbetalinger. Depotbanken kan avslå å yte avgiftsbelagte tjenester inntil avgiften for den aktuelle tjenesten er betalt.

Depotbankens avgifter fra investorene 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-er, inkludert utstedelser som følge av deponering aksjer, utdeling av aksjer, rettigheter eller andre eiendeler og utdelinger som følge av utbytteaksjer, aksjesplitt, fusjoner, bytte av verdipapirer eller andre transaksjoner, eller hendelser som påvirker ADR ene eller deponerte verdipapirer Kansellering av ADS med formål om å trekke seg ut, herunder også om deponeringsavtalen avsluttes, eller kansellering eller reduksjon av ADS-er av andre årsaker
0,05 USD (eller mindre) pr. ADS	All utdeling av kontantbeløp eller utbytte i henhold til depotavtalen
0,05 USD (eller mindre) pr. ADS, per kalenderår (eller en porsjon av dette)	For drift og forvaltningskostnader knyttet til administrasjon av ADR-programmet
Et gebyr tilsvarende gebyret som ville vært ilagt dersom de utdelte verdipapirene hadde vært aksjer og aksjene hadde vært deponert for utstedelse av depotaksjer (ADS)	Utdeling til registrerte eiere av ADR av (i) verdipapirer utdelt av selskapet til eiere av deponerte verdipapirer eller (ii) kontantvederlag fra salg av slike verdipapirer
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	Kostnader relatert til overføringer via SWIFT, kabel, teleks eller faksimile (som angitt i depotavtalen) Gebyrer, utgifter og andre kostnader fra JPMorgan eller deres agent (som kan være en filial eller avdeling) for konvertering av valuta til USD, som skal bli konvertert til utenlandsk valuta skal bli trukket fra i relevant valuta
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 agenter pådrar seg i forbindelse med salg og/eller leveranse av de deponerte verdipapirene i sammenheng med forvalters overholdelse av relevante lover og reguleringer, inkludert men ikke begrenset til utgifter som er pådratt på vegne av ADR eiere i forbindelse med overholdelse av valutareguleringer, eller andre lover og regler relatert til utenlandske investeringer	Etter behov
Direkte og indirekte betalinger som gjøres av depotbanken I henhold til avtalen vår med Deutsche Bank, vår tidligere depotbank, Equinor rett til refusjon av visse utgifter som selskapet pådrar seg i forbindelse med ADR-programmet. I 2018 refunderte depotbanken ingen utgifter til selskapet i forbindelse med blant annet investorrelasjoner, vedlikehold av	ADR-programmet, juridisk rådgivning, trykking og ADR-sertifikater. Deutsche Bank hadde også akseptert å gi avkall på gebyrer for kostnader forbundet med administrasjon av ADR-programmet, og hadde 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. I 2018 betalte Deutsche Bank utgifter på om lag 201.899 USD direkte til tredjeparter.

I henhold til avtalen vår med JP Morgan, som er vår nåværende depotbank, vil selskapet motta fra JP Morgan det laveste av (a) 2.000.000 USD og (b) forskjellen mellom inntekter og utgifter i ADR-programmet. JP Morgan har også sagt ja til å refundere utgifter på inntil 25.000 USD i honorar til juridisk rådgivning som selskapet pådrar seg i forbindelse med overføringen av ADR-programmet. Andre rimelige kostnader forbundet med administrasjon av ADR-programmet dekkes av selskapet. Under visse omstendigheter, som for eksempel fjerning av JP Morgan som depotbank, skal selskapet tilbakebetale JP Morgan visse beløp som er betalt til selskapet i tidligere perioder.

Beskatning

Norske skatteforhold

Dette avsnittet beskriver vesentlige norske skattemessige konsekvenser for aksjonærer i forbindelse med erverv, eierskap og salg av aksjer og Amerikanske Depot Aksjer (depotaksjer). Betegnelsen "aksjonærer" benyttes både for eiere av aksjer og eiere av depotaksjer, om ikke annet er uttrykkelig angitt.

Denne fremstillingen gir ingen fullstendig beskrivelse av norske 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 kontakte 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 svarer normalt 22% norsk skatt (reduisert fra 23 % fra og med 2019) på 3 % av utbytte fra norske selskaper.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i Norge svarer skatt til Norge på utbytte utover et sjablonmessig fastsatt fradrag (skjermingsfradrag). Utbyttet inngår i personens alminnelige inntekt, som beskattes med den alminnelige inntektsskattesatsen på 22 % (reduisert fra 23 % fra og med 2019). I 2019 skal imidlertid utbytte utover skjermingsfradraget oppjusteres med en faktor på 1,44 før det medregnes i den alminnelige inntekten, noe som isolert gir en effektiv skattesats på 31,68 % (22 % x 1,44) før skjermingsfradrag medregnes. Skjermingsfradraget beregnes for den enkelte aksje eller depotaksje og tilsvarer som utgangspunkt aksjens eller depotaksjens kostpris multiplisert med en årlig risikofri rente (skjermingsrente). Skjermingsfradrag for et år som overstiger utbyttet som er utdelt på aksjen eller depotaksjen samme år (ubenyttet skjermingsfradrag) kan fremføres til senere år og trekkes fra framtidig utbytte som mottas på samme aksje eller depotaksje (eller gevinst ved realisering av denne, se under). Ubenyttet skjermingsfradrag vil også legges til grunnlaget for

beregning av skjermingsfradrag for samme aksje eller depotaksje året etter.

Personlige aksjonærer kan eie børsnoterte aksjer i selskaper hjemmehørende innenfor EØS gjennom aksjesparekontoer. Utbytte på aksjer som eies gjennom en aksjesparekonto er først skattepliktig når det tas ut av aksjesparekontoen.

Skatt på utbytte for utenlandske aksjonærer

Utenlandske aksjonærer må som utgangspunkt svare 25 % norsk kildeskatt på utbytte fra norske selskaper. Det utdelende selskapet er ansvarlig for å trekke kildeskatten.

Selskapsaksjonær som eier aksjene eller depotaksjene i direkte tilknytning til forretningsvirksomhet som selskapsaksjonæren driver i Norge er ikke kildeskattepliktige. Slike aksjonærer svarer 22 % norsk skatt (reduisert fra 23 % fra og med 2019) på 3 % av utbytte fra de aktuelle aksjene eller depotaksjene.

For øvrig beskrives enkelte andre viktige unntak fra og modifikasjoner i kildeskatteplikten nedenfor.

Kildeskatteplikten gjelder ikke for selskapsaksjonærer innenfor EØS som tilsvarer norsk aksje- eller allmennaksjeselskaper eller enkelte andre typer norske enheter, og som videre kan dokumentere at de er reelt etablert og driver reell økonomisk aktivitet i EØS, 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 selskapsaksjonæren 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 får redusert kildeskattesats kun anvendelse for utbytte på aksjer som eies av aksjonær som kan bevise at vedkommende er virkelig eier og berettiget til beskyttelse etter skatteavtalen.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i EØS kan søke norske skattemyndigheter om refusjon dersom kildeskatten som trekkes av det utdelende selskap overstiger skatten som ville blitt ilagt personlige aksjonærer hjemmehørende i Norge. Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i EØS kan eie børsnoterte aksjer i selskaper hjemmehørende i EØS gjennom aksjesparekontoer. Utbytte på aksjer som holdes gjennom en aksjesparekonto er først gjenstand for kildeskatt når det tas ut av aksjesparekontoen.

Prosedyre for å kreve reduksjon i eller unntak fra kildeskatt på utbytte

En utenlandsk aksjonær som har krav på unntak fra eller reduksjon av kildeskatt, kan anmode om at unntaket eller reduksjonen anvendes på utdelingstidspunktet. Dette forutsetter at aksjonæren fremlegger tilfredsstillende dokumentasjon som underbygger at vedkommende er berettiget til unntak fra eller reduksjon av kildeskatt. Spesifikke dokumentasjonskrav gjelder fra og med 1. januar 2019. Vennligst se skattemyndighetene sin nettside for mer informasjon om dette:

www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon.

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 Norge gis til Deutsche Bank. Deutsche Bank har fått tillatelse av norske skattemyndigheter til å motta utbytte fra oss for videre fordeling til virkelig eier av aksjer og depotaksjer med trekk etter kildeskattesatsen i den aktuelle skatteavtalen.

Kildeskatt på 25 % vil trekkes fra 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. 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: www.skatteetaten.no/en/person.

Beskatning ved realisasjon av aksjer og depotaksjer

Selskapsaksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i Norge svarer normalt ikke skatt i Norge på gevinst ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer i norske selskaper. Tap ved realisasjon er ikke fradragsberettiget.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i Norge svarer skatt til Norge ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer. Gevinst eller tap i forbindelse med slik realisasjon tas med i personens alminnelige inntekt i realisasjonsåret, som beskattes med den alminnelige inntektsskattesatsen på 22 % (reduert fra 23 % fra og med 2019). I 2019 skal imidlertid skattbar gevinst eller fradragsberettiget tap oppjusteres med en faktor på 1,44 før det medregnes i alminnelig inntekt, noe som gir en effektiv skattesats på 31,68 % (22 % x 1,44) før skjermingsfradrag medregnes.

Skattepliktig gevinst eller fradragsberettigede tap (før oppjustering) beregnes som salgspris justert for transaksjonsutgifter minus den skattemessige inngangsverdien. En aksjonærs inngangsverdi tilsvarer normalt kostprisen for aksjene eller depotaksjene. Eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag knyttet til en aksje kan trekkes fra skattepliktig gevinst på den samme aksjen eller depotaksjen, men kan ikke føre til eller øke et fradragsberettiget tap. Videre kan eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag ikke fradragsføres i gevinst ved realisering av andre aksjer eller depotaksjer.

Dersom aksjonæren realiserer aksjer eller depotaksjer som er ervervet på forskjellig tidspunkt, skal de først ervervede aksjene eller depotaksjene anses solgt først (FIFO-prinsippet) når skattemessig gevinst eller tap skal beregnes.

Personlige aksjonærer kan eie børsnoterte aksjer i selskaper hjemmehørende i EØS gjennom en aksjesparekonto. Gevinst på aksjer som eies gjennom aksjesparekontoen skatlegges først når gevinsten tas ut fra kontoen. Tap på aksjer kommer til fradrag når kontoen avsluttes.

En selskapsaksjonær eller en personlig aksjonær som opphører å være skattemessig hjemmehørende eller bosatt i Norge etter norsk skattelovgivning eller skatteavtale, kan i visse tilfeller bli gjenstand for norsk utflyttingsskatt på urealiserte gevinster knyttet til aksjer eller depotaksjer.

Utenlandske aksjonærer er generelt ikke skattepliktige til Norge for gevinster, og har ikke fradragsrett for tap, ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer i norske selskaper, med mindre aksjonæren driver forretningsvirksomhet i Norge og aksjene eller depotaksjene er eller har vært direkte forbundet med slik virksomhet.

Formuesskatt

Aksjene eller depotaksjene inngår i grunnlaget for beregning av formuesskatt som legges personer som er skattemessig bosatt 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 75 % (reduert fra 80 % fra og med 2019) av aksjenes eller depotaksjenes kursverdi 1. januar i skattefastsettingsåret.

Utenlandske aksjonærer er ikke formuesskattepliktige for aksjer og depotaksjer i norske aksjeselskaper, med mindre aksjonæren er en person og aksjeposten er direkte forbundet med personens forretningsvirksomhet i Norge.

Arveavgift og gaveavgift

Det ilegges ikke arve- eller gaveavgift i Norge.

Dokumentavgift

Det ilegges ikke dokumentavgift i Norge ved salg eller kjøp av aksjer eller depotaksjer.

Amerikanske skatteforhold

Denne fremstillingen beskriver vesentlige føderale skattekonsekvenser for aksjonærer hjemmehørende i USA (som definert under) av å eie og realisere aksjer eller depotaksjer. Den gjelder bare for deg dersom du innehar aksjene eller depotaksjene dine som kapitaleiendeler ("capital assets") for amerikanske føderale inntektsskatteformål. Denne fremstillingen adresserer kun amerikansk føderal beskatning og omfatter ikke alle skatteforhold som kan være relevant i lys av aksjonærens individuelle forhold, herunder utenlandske, delstatlige eller lokale skattekonsekvenser, arve- og gaveavgifter, og skatteforhold knyttet til Medicare-skatt på netto investeringsinntekt eller den alternative minimumsskatt-ordningen. Denne fremstillingen gjelder ikke hvis du hører til en spesiell gruppe eiere som omfattes av egne regler, inkludert børsv-/verdipapirmeglere, personer eller foretak som handler med verdipapirer og som har valgt en "mark-to market" metode for regnskapsføring av verdipapirbeholdningen, skatteunntatte organisasjoner, forsikringsselskaper, ansvarlige selskaper, selskaper eller innretninger som behandles som selskaper med deltakerfastsettelse for amerikanske føderale inntektsskatteformål eller personer som faktisk eller implisitt eier 10 % av de totale stemmeberettigede aksjene i Equinor eller av den totale verdien av aksjer i Equinor, 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 inntektsskatteoven "Internal Revenue Code of 1986," med endringer, lovens forhistorie, gjeldende og foreslåtte reguleringer, publiserte forvaltningsuttalelser og rettsavgjørelser, slik alle disse per nå

gjør seg gjeldende, 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 i USA så vil du dersom du er eier av depotbevis, som bevis på depotaksjer, bli behandlet som eier av den ordinære aksjen som depotbeviset representerer. Bytte av aksjer mot depotbevis og depotbevis for aksjer vil generelt ikke være gjenstand for føderal inntektsskatt i USA.

Med "amerikansk eier" forstås en virkelig eier av aksjer eller depotaksjer som for amerikanske føderale inntektsskatteformål 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/trusten.

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.

Skattemessig behandling av aksjer eller depotaksjer avhenger delvis av om Equinor klassifiseres som et passivt utenlandsk investeringselskap, "PFIC", for amerikanske føderale inntektsskatteformål. Med unntak av det som fremgår nedenfor under "**Regler for passive utenlandske investeringselskaper (PFIC)**", så forutsetter denne fremstillingen at Equinor ikke skal klassifiseres som et PFIC for amerikanske føderale inntektsskatteformål.

Skatt på utdelinger

Under amerikansk føderal inntektsskattelovgivning vil bruttobeløpet av enhver utdeling som utbetales av Equinor (inkludert eventuell tilbakeholdt norsk kildeskatt) fra årets eller akkumulert overskudd eller inntekt (som fastsatt for amerikanske føderale inntektsskatteformål), med unntak av visse pro-rata utdelinger av aksjer, behandles som utbytte som er skattepliktig når du, ved eie av aksjer, eller depotmottaker, ved eie av depotaksjer, mottar eller har rett på dette. Dersom du er en personlig amerikansk eier kan kvalifisert utbytte beskattes med spesielt gunstige satser som gjelder for langsiktige kapitalgevinster, så lenge aksjene eller depotaksjene er lett omsettelige i et etablert verdipapirmarked i USA i året du mottar utbyttet, eller Equinor kvalifiserer for fordeler etter Skatteavtalen. Vi mener at Equinor per nå kvalifiserer for fordeler etter Skatteavtalen og vi forventer derfor at utbytte på ordinære aksjer eller depotaksjer vil være kvalifiserende utbytte. For å være berettiget til de gunstige skattesatsene må du ha eid aksjene eller depotaksjene i mer enn 60 dager i løpet av en periode på 121 dager som begynner 60 dager før dagen aksjene noteres eksklusive utbyttet, og i tillegg oppfylle visse andre krav. Utbyttet vil ikke være gjenstand for slikt fradrag for mottatt utbytte som generelt gis til selskaper i USA når det mottas utbytte fra andre selskaper i USA.

Det utbyttebeløpet du må ta til inntekt som amerikansk eier vil være USD-verdien av utbetalingen i NOK omregnet på grunnlag av spotkursen NOK/USD den dagen utbytteutbetalingen inngår i inntekten din, uavhengig av om utbetalingen faktisk konverteres til USD eller ikke. Utbetaling utover årets eller akkumulert overskudd eller inntekt, som fastsatt for amerikanske føderale inntektsskatteformål, vil behandles som ikke-skattepliktig avkastning på kapital inntil din skattemessige inngangsverdi på aksjene eller depotaksjene, og ut over dette bli behandlet som skattepliktig gevinst. Equinor forventer ikke å beregne overskudd eller inntekt i henhold til amerikanske føderale inntektsskatteprinsipper. Du må derfor generelt forvente å behandle utdelinger som utbytte.

Med visse begrensninger vil den norske kildeskatten på 15 %, som trekkes i samsvar med Skatteavtalen og tilfaller Norge, være krediterbar eller fradragsberettiget i dine forpliktelser hva gjelder føderal inntektsskatt til USA, med mindre du kan oppnå reduksjon eller refusjon under norsk rett. Det gjelder spesielle regler for begrensning av kredit for utenlandsk skatt når det gjelder utbytte som beskattes med de gunstige satsene. Utbytte vil generelt være inntekt fra kilder utenfor USA og vil generelt være "passiv" inntekt når det gjelder å beregne ditt kreditfradrag for utenlandsk skatt. Eventuelle gevinster eller tap som oppstår som følge av svingninger i valutakursen i perioden fra du inkluderer det utbetalte utbyttet i inntekten din til du konverterer beløpet til USD, vil generelt behandles som alminnelig inntekt eller tap med amerikansk kilde, og vil ikke være berettiget til de særskilte skattesatsene.

Skatt på kapitalgevinster

Hvis du selger eller på annen måte avhender dine aksjer eller depotaksjer vil du generelt få en kapitalgevinst eller et kapitaltap for føderale inntektsskatteformål, som tilsvarer forskjellen mellom USD-verdien av beløpet du realiserer og den skattemessige inngangsverdien på aksjene eller depotaksjene. Kapitalgevinst for en personlig, amerikansk eier blir generelt beskattet med gunstige skattesatser dersom eiendelen har vært eid mer enn ett år. Gevinsten eller tapet vil generelt anses som inntekt eller tap fra kilder i USA ved begrensning av kredit for utenlandsk skatt. Hvis du mottar utenlandsk valuta ved salg av aksjer eller depotaksjer, kan du føre ordinær inntekt eller ordinært tap fra kilde i USA som følge av valutasingninger mellom den datoen aksjene eller depotaksjene ble solgt og den datoen salgsutbyttet konverteres til USD. Du bør søke råd hos egen skatterådgiver når det gjelder hvordan du skal redegjøre for betalinger som er gjort eller mottatt i en annen valuta enn USD.

Regler for passive utenlandske investeringselskaper (PFIC)

Vi mener aksjene og depotaksjene ikke per nå skal anses som andeler i et PFIC for amerikanske føderale inntektsskatteformål, og vi forventer ikke at Equinor vil anses som et PFIC i overskuelig fremtid. Denne vurderingen må imidlertid gjøres årlig og kan derfor være gjenstand for forandring. Det er derfor mulig at Equinor kan regnes som et PFIC i et fremtidig inntektsår. 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 skatlegging på et "mark-to-market" grunnlag (virkelig verdi) når det gjelder aksjene eller depotaksjene, vil du generelt bli behandlet som om du hadde realisert en slik gevinst og visse "overskytende utbetalinger"

forholdsmessig over eierperioden for aksjene eller depotaksjene. Beløp som er allokert til det året gevinsten er realisert eller "overskytende utbetaling" er mottatt, eller til et inntektsår før vi ble klassifisert som PFIC, vil beskattes med de ordinære inntektsskattesatser, og beløp som er allokert til alle andre år vil bli beskattet med den høyeste faktiske skattesatsen som gjelder for hvert slikt år som gevinsten eller utbetalingen ble allokert til, i tillegg til en rentekostnad knyttet til skatten som kan tilskrives hvert slikt år. Med visse unntak vil dine aksjer eller depotaksjer behandles som aksjer i en PFIC dersom vi har vært klassifisert som PFIC en gang i løpet av perioden du har eid aksjene eller depotaksjene. Utbytte som du mottar fra oss vil ikke beskattes med gunstige satser dersom vi behandles som PFIC for deg, enten i skatteåret utdelingen skjer eller det foregående skatteåret, men vil i stedet beskattes med satser som gjelder for ordinær inntekt.

Kildeskatt på utbetalinger til utenlandske finansinstitusjoner ved brudd på rapporteringsforpliktelser mv.

En kildeskatt på 30 % vil bli ilagt visse betalinger til visse finansinstitusjoner utenfor USA som ikke oppfyller rapporteringsforpliktelser eller sertifiseringskrav med hensyn deres direkte eller indirekte aksjeeiere fra USA eller kontoholdere fra USA. For å unngå slik kildeskatt kan vi og andre finansinstitusjoner utenfor USA bli bedt om å innrapportere til IRS informasjon om eiere av aksjer og depotaksjer og å holde tilbake en andel av betalinger tilknyttet aksjer og depotaksjer til særlige eiere som ikke oppfyller relevante rapporteringskrav (eller som eier aksjene eller depotaksjer gjennom særlige mellommenn som ikke oppfyller kravene). Etter det foreslåtte «Treasury-regelverket» gjelder imidlertid ikke trekkplikten betalinger foretatt før datoen som er 2 år før dagen da de endelige reglene som definerer begrepet «foreign passtru payment» blir iverksatt. 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.

Største aksjonærer

Staten er Equinors største aksjonær, med en direkte eierandel på 67%. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Per 31. desember 2018 hadde staten en direkte eierandel på 67 % i Equinor, og en indirekte eierandel på 3,30 % gjennom Folketrygdfondet, til sammen 70,30 %.

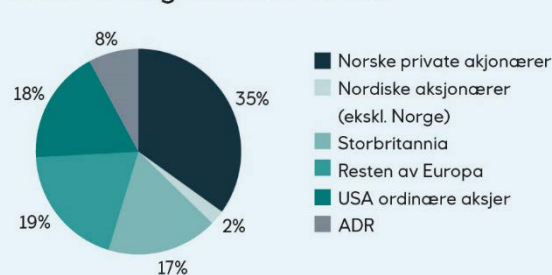
Equinor har en aksjeklasse, og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen. Staten har ikke andre stemmerettigheter enn andre ordinære aksjonærer. I henhold til Allmennaksjeloven kreves minst to tredjedels flertall av de avgitte stemmene og av de stemmene som er representert på generalforsamlingen 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.

Eierfordeling ved utgangen av 2018



Eierfordeling ekskl. norske stat



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 2018	Antall aksjer	Eierandel i %
1 Government of Norway	2.236.903.016	67,00%
2 Folketrygdfondet	109.118.388	3,27%
3 BlackRock Institutional Trust Company, N.A.	35.789.269	1,07%
4 Fidelity Management & Research Company	32.266.106	0,97%
5 SAFE Investment Company Limited	27.970.507	0,84%
6 The Vanguard Group, Inc.	27.617.338	0,83%
7 Lazard Asset Management, L.L.C.	22.721.730	0,68%
8 Dodge & Cox	18.402.983	0,55%
9 Storebrand Kapitalforvaltning AS	18.151.804	0,54%
10 KLP Forsikring	17.264.191	0,52%
11 DNB Asset Management AS	17.114.032	0,51%
12 INVESCO Asset Management Limited	16.294.917	0,49%
13 State Street Global Advisors (US)	14.808.240	0,44%
14 FMR Investment Management (U.K.) Limited	11.163.393	0,33%
15 APG Asset Management	10.914.444	0,33%
16 Acadian Asset Management LLC	10.250.831	0,31%
17 Arrowstreet Capital, Limited Partnership	9.491.595	0,28%
18 Legal & General Investment Management Ltd.	9.132.983	0,27%
19 Schroder Investment Management Ltd. (SIM)	8.968.568	0,27%
20 Renaissance Technologies LLC	8.788.504	0,26%

Kilde: Data hentet fra tredjepart, autorisert av Equinor, desember 2018.

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.

5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall

Siden 2007 har Equinor utarbeidet sitt konsernregnskap i samsvar med internasjonale standarder for regnskapsrapportering (International Financial Reporting Standards, IFRS), som er fastsatt av EU og utgitt av International Accounting Standards Board. IFRS-standardene er benyttet konsistent i alle perioder som er presentert i konsernregnskapet for 2018.

Equinor er underlagt regelverket til det amerikanske kreditilsynet (SEC) for bruk av non-GAAP finansielle måltall i presentasjonen av sine opplysninger. Non-GAAP finansielle måltall er definert som numeriske måltall som enten ekskluderer eller inkluderer beløp som ikke er ekskludert eller inkludert i sammenlignbare måltall som er beregnet og presentert i samsvar med generelt aksepterte regnskapsprinsipper. Følgende finansielle måltall kan anses som non-GAAP finansielle måltall:

- Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer og Netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer
- Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)
- Organiske investeringer
- Fri kontantstrøm og organisk fri kontantstrøm
- Justert driftsresultat etter skatt

a) Netto gjeld over sysselsatt kapital

Equinor mener at beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer og netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer 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 konsernbalansen, som ikke er ansett som betalingsmidler i non-GAAP-beregningene. De finansielle investeringene i Equinor Insurance 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 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 prosent)	2018	For regnskapsåret	
		2017	2016
Aksjonærs egenkapital	42.970	39.861	35.072
Ikke-kontrollerende eierinteresser	19	24	27
Sum egenkapital (A)	42.990	39.885	35.099
Kortsiktig finansiell gjeld	2.463	4.091	3.674
Langsiktig finansiell gjeld	23.264	24.183	27.999
Brutto rentebærende gjeld (B)	25.727	28.274	31.673
Betalingsmidler	7.556	4.390	5.090
Kortsiktige finansielle investeringer	7.041	8.448	8.211
Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer (C)	14.597	12.837	13.301
Netto rentebærende gjeld før justeringer (B1) (B-C)	11.130	15.437	18.372
Andre rentebærende elementer ¹⁾	1.261	1.014	1.216
Justering i samsvar med avsetningsinstruksen ²⁾	(146)	(164)	(199)
Netto rentebærende gjeld justert (B2)	12.246	16.287	19.389
Beregning av sysselsatt kapital:			
Sysselsatt kapital før justeringer av netto rentebærende gjeld (A+B1)	54.120	55.322	53.471
Sysselsatt kapital justert (A+B2)	55.235	56.172	54.488
Beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital:			
Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer (B1/(A+B1))	20,6%	27,9%	34,4%
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert (B2/(A+B2))	22,2%	29,0%	35,6%

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 Equinor Insurance AS klassifisert som kortsiktige finansielle investeringer.

2) Justering i samsvar med avsetningsinstruksen er en justering av brutto rentebærende finansiell gjeld som følge av SDØE sin andel av den finansielle leieavtalen av Snøhvit-skipene som er inkludert i Equinors konsernbalanse.

b) Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)

Dette måltallet gir nyttig informasjon for både konsernet og investorer om resultatet i perioden som analyseres. Equinor bruker ROACE for å måle justert avkastning på sysselsatt kapital, uavhengig av om finansieringen er gjennom egenkapital eller gjeld. Bruk 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. Justert driftsresultat etter skatt er beskrevet senere i denne seksjonen.

ROACE var 12,0 % i 2018, sammenlignet med 8,2 % i 2017 og negative 0,4 % i 2016. Endringen fra 2017 skyldes en økning i justert driftsresultat etter skatt.

Beregning av ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (i millioner USD, foruten prosent)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Justert driftsresultat etter skatt (A)	6.693	4.528	(208)
Justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B)	55.704	55.330	54.772
Beregnet ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (A/B)	12,0%	8,2%	(0,4 %)

c) Organiske investeringer

Investeringene, som er definert som Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer i note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet, var 15,2 milliarder USD i 2018.

Organiske investeringer er investeringer unntatt oppkjøp, finansielle leieavtaler og andre investeringer med betydelig forskjellig kontantstrømmønster. I 2018 ble totalt 5,3 milliarder USD ekskludert fra organiske investeringer. Blant postene som ikke var medregnet i organiske investeringer i 2018 var kjøp av en operatørandel på 51 % i Martin Linge-feltet, kjøp av en andel på 25 % i Roncador-feltet i Brasil, signaturbonus for leteblokkene Dois Irmãos og Uirapuru i Brasil og kjøp av en andel på 40 % i oljefunnet North Platte i Mexicogolfen, noe som førte til organiske investeringer på 9,9 milliarder USD.

I 2017 var investeringene på 10,8 milliarder USD, som vist i note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet. Totalt 1,4 milliarder USD ble ekskludert fra organiske investeringer. Blant postene som ikke var medregnet var signaturbonus for Carcara Nord produksjonsdelingskontrakt i Brasil, oppkjøpskostnader for en andel på 10 % i BM-S-8 lisensen i Brasil, og bonus for utvidelsen av Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli (ACG) produksjonsdelingsavtalen i Aserbajdsjan, noe som førte til organiske investeringer for 9,4 milliarder USD.

d) Fri kontantstrøm og organisk fri kontantstrøm

Fri kontantstrøm inkluderer følgende regnskapslinjer i kontantstrømmoppstillingen: Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital (27,6 milliarder USD), betalte skatter (negative 9,0 milliarder USD), investering i virksomheter (negative 3,5 milliarder USD) investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler (negative 11,4 milliarder USD, (økning) reduksjon i andre rentebærende poster (0,3 milliarder USD), salg av eiendeler (1,8 milliarder USD), samt betalt utbytte (negative 2,7 milliarder USD). Fri kontantstrøm i 2018 er 3,1 milliarder USD.

Organisk fri kontantstrøm er fri kontantstrøm eksklusive kontantstrøm fra salg av eiendeler og virksomhet og til oppkjøp

av eiendeler og virksomhet og uorganiske investeringer som er inkludert i investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler på totalt 3,2 milliarder USD. Organisk fri kontantstrøm i 2018 er 6,3 milliarder USD.

e) Justert driftsresultat etter skatt

Justert driftsresultat er driftsresultatet justert for visse poster som påvirket inntekten i perioden, for å skille ut effekter som ledelsen mener ikke samsvarer godt med Equinors underliggende drift i den enkelte rapporteringsperioden. Ledelsen anser justert driftsresultat som en supplerende måling til Equinors IFRS-målinger som gir en indikasjon på Equinors underliggende drift i perioden, og gir en bedre forståelse av driftstrender mellom periodene, og bruker denne målingen til å bestemme variabel godtgjørelse og tildeling av LTI-tilskudd til medlemmer av konsernledelsen. Justert driftsresultat er justert for følgende poster:

- **Endringer i virkelig verdi på derivater:** 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 inklusive betingede faktorer bokføres til virkelig verdi. Den regnskapsmessige effekten av endringer i virkelig verdi, som nevnt ovenfor, er ikke medregnet i justert driftsresultat. I tillegg er det også gjort justeringer for urealisert virkelig verdiendring av derivater knyttet til noen gassalgsavtaler. Utformingen av disse gassalgsavtalene gjør at de er klassifisert som finansielle derivater som skal måles til virkelig verdi på balansedagen. Urealiserte gevinster og tap knyttet til disse avtalene gjenspeiler verdien av forskjellen mellom dagens markedspriser og de faktiske prisene som skal realiseres i henhold til gassalgsavtalene. Kun realiserte gevinster og tap på disse avtalene gjenspeiles i justert driftsresultat. Denne presentasjonen gjenspeiler best de underliggende resultatene til virksomheten, siden den erstatter effekten av midlertidige målinger av derivatene til virkelig verdi på balansedagen, med faktisk realiserte gevinster og tap i perioden.

- **Periodisering av prissikringseffekten for lager:** Kommersielle lager er sikret i verdipapirmarkedet og regnskapsføres ved å bruke den laveste av kostpris eller markedspris. Dersom markedsprisen overstiger kostprisen, vil ikke lagerbeholdningen gjenspeile denne verdøkningen. Det vil føre til tap i derivatsikringen av lagerbeholdningen, siden derivatene alltid gjenspeiler endringer i markedsprisen. Det er gjort en justering for å gjenspeile den urealiserte stigningen i 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 av lagerbeholdningen og derivateffekten i IFRS-resultatregnskapet utligne hverandre og det gjøres ingen justeringer.
- **Over-/underløft:** I første kvartal 2018 endret Equinor regnskapsprinsipp for ubalanse mellom overløft og underløft, se note 9 Endringer i regnskapsprinsippene i konsernregnskapet for mer informasjon. For historiske perioder ble overløft-/underløftposisjoner regnskapsført ved å bruke salgsmetoden, og salgsinntektene ble derfor regnskapsført i den perioden produktet ble solgt, i stedet for i perioden det ble produsert. Overløft-/underløftposisjonen avhenger av en rekke faktorer knyttet til vårt løfteprogram, og måten den stemte med vår bokførte andel av produksjonen. Påvirkningen på inntekten i perioden ble derfor justert for å vise anslåtte salgsinntekter og tilhørende kostnader, basert på produksjonen i perioden for å gjenspeile resultatet av driften og for å kunne sammenligne med tilsvarende selskaper. I lys av endringer i regnskapsprinsipper fra og med første kvartal 2018, vil ikke justert driftsresultat omfatte overløft-/underløftjusteringer som er gjort for å komme frem til dette tallet i tidligere perioder.
- **Driftslageret** er ikke sikret og er ikke en del av tradingporteføljen. Kostnaden for solgte varer måles ved hjelp av FIFO-metoden (først inn, først ut), og inkluderer realiserte gevinster eller tap som følge av endringer i markedsprisene. Disse gevinstene eller tapene vil svinge fra en periode til en annen, og anses ikke som en del av den underliggende driften i perioden.
- **Nedskrivninger og reversering av nedskrivninger** er ikke medregnet i justert driftsresultat, siden de påvirker økonomien til en eiendel gjennom hele eiendelens levetid, og ikke bare i perioden den blir nedskrevet eller nedskrivningen blir reversert. Nedskrivninger og reversering av nedskrivninger kan påvirke regnkapslinjene for både letetekostnader 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 gevinster eller tap er knyttet til den akkumulerte verdiskapningen fra det tidspunktet eiendelen blir kjøpt og fram til den blir solgt.
- **Konserninterne urealiserte gevinster på lagerverdier:** Mengden av volumer som kommer fra lagre med egenprodusert olje vil variere, avhengig av flere faktorer og lagerstrategier: mengden av råolje på lager, egenprodusert olje som brukes i raffineringprosessen og nivået på oljelaster i transitt. Interne gevinster på volumer som er solgt mellom enheter i konsernet, og som fremdeles er på lager ved periodens slutt, er eliminert i henhold til

IFRS (nedskrives til produksjonskost). Andelen av realiserte i forhold til urealiserte gevinster vil svinge fra en periode til en annen på grunn av lagerstrategier, og vil derfor påvirke driftsresultatet. Nedskrivning til produksjonskost er ikke ansett som en del av den underliggende driften, og elimineringen av interne gevinster på egenproduserte volumer er ikke medregnet i justert driftsresultat.

- **Andre innteks- og utgiftsposter** er justert når påvirkningen på inntekten i perioden ikke gjenspeiler Equinors 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.
- **Endringer i regnskapsprinsipper** er justert når påvirkningen på resultatet i perioden er uvanlig eller sjelden, og ikke gjenspeiler Equinors underliggende driftsresultat i rapporteringsperioden.

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 driftsresultatet og på hver av justeringspostene ved bruk av en anslått marginal skattesats). I tillegg er skatteeffekten knyttet til poster for skattekrav som ikke gjelder hver enkelt rapporteringsperiode ikke 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 Equinors resultat. Visse netto finansielle posisjoner i USD er 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 i den aktuelle skattemeldingen. Den effektive skattesatsen kan derfor være betydelig høyere eller lavere enn den lovbestemte skattesatsen for enhver gitt periode.

Ledelsen vurderer at justert driftsresultat etter skatt gir en alternativ indikasjon på de skatter som er knyttet til den underliggende driften i perioden (unntatt finansieringen), og legger derfor til rette for en sammenligning mellom periodene. De justerte skattene som er inkludert i justert driftsresultat etter skatt, bør imidlertid ikke anses som en indikasjon på løpende eller samlet skattekostnad (eller skyldig skatt) i perioden.

Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt bør anses som tilleggsmålinger i stedet for en erstatning for driftsresultatet og årsresultatet, 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 salgsinntekter/gevinster eller kostnader/tap i Equinors regnskap som er nødvendig for å vurdere konsernets lønnsomhet på generelt grunnlag. Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt er kun ment å være indikasjoner på den underliggende utviklingen i trender i Equinors løpende produksjon, framstilling og markedsføring av

Tilleggsinformasjon

sine produkter, og inkluderer ikke påvirkninger av netto finansposter før og etter skatt. Equinor viser denne underliggende utviklingen i driften ved å fjerne effektene av visse poster som ikke kan knyttes direkte til periodens løpende drift 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 driftsresultatet når gjeldende marginalsatt tas i betraktning. Se tabellen nedenfor for flere detaljer.

Beregning av justert driftsresultat etter skatt (i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2018	2017	2016
Driftsresultat	20.137	13.771	80
Sum inntekter	(2.141)	(405)	1.020
Endringer i virkelig verdi av derivater	(95)	(197)	738
Periodisering av prissikringskontrakter for lager	(280)	(43)	360
Nedskrivning av egenkapitalkonsoliderte selskap	-		25
Endring av regnskapsprinsipp ¹⁾	(287)		-
Over-/underløft	-	(155)	232
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	(656)	(10)	(333)
Avsetninger	(823)		-
Varekostnad	29	(35)	(9)
Lagereffekter	132	(94)	(228)
Elimineringer	(103)	59	219
Driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader	114	418	617
Over-/underløft	-	11	(59)
Andre justeringer	1	9	168
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	2	382	86
Avsetninger	111	12	422
Endring i kostnadsavsetninger	-	4	-
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(457)	(1.055)	1.300
Nedskrivninger	794	917	2.946
Reversering av nedskrivninger	(1.399)	(1.972)	(1.646)
Avsetninger	148	-	-
Letekostnader	276	(56)	1.061
Nedskrivninger	287	435	1.141
Reversering av nedskrivninger	-	(517)	(149)
Andre justeringer	-	0	41
Avsetninger			28
Endring i kostnadsavsetninger	(11)	25	-
Sum justeringer	(2.178)	(1.133)	3.990
Justert driftsresultat	17.959	12.638	4.070
Skatt på justert driftsresultat	(11.265)	(8.110)	(4.277)
Justert driftsresultat etter skatt	6.693	4.528	(208)

1) Endring i regnskapsprinsipp for over/underløft

5.3 Rettsaker

Equinor er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i en rekke rettsaker globalt. Det gis ingen ytterligere oppdatering om tidligere rapporterte retts- eller voldgiftssaker som Equinor ikke mener vil ha betydelig innvirkning, isolert, eller samlet, på Equinors finansielle posisjon, lønnsomhet, driftsresultater, eller likviditet. Se også note 9 Skatter og note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

5.4 Rapport om betalinger til myndigheter

Rapportering i henhold til norsk regelverk om betalinger til myndigheter

I henhold til den norske regnskapsloven, paragraf 3-3d, og lov om verdipapirhandel, paragraf 5-5a, har Equinor utarbeidet Rapport om 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 («kontekstuell informasjon»), knyttet til utvinningsdelen av virksomheten eller hele konsernet.

Grunnlag for rapporten

I henhold til lovverket må Equinor 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, som er involvert i utvinningsvirksomhet.

Omfang og gyldighet

Rapporten omfatter Equinors virksomhet innen leting, prospektering, funn, utvikling og 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 foretatt direkte av Equinor til myndigheter i form av skatter, avgifter og royaltier. Betalinger foretatt av operatøren under en olje- og eller gasslisens på vegne av lisenspartnerne, for eksempel arealavgifter, er også tatt med i rapporten. For virksomheter der Equinor er operatør, er hele betalingen foretatt på vegne av partnerskapet (100 %) tatt med. Det vil ikke bli gitt opplysninger om betalinger i tilfeller der Equinor ikke er operatør, med mindre operatøren er et statseid foretak og det er mulig å skille mellom betalingen og andre kostnadsdekningsposter.

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 i kontekstuell informasjon per land og på konsernnivå henføres til året transaksjonen er relatert til, uavhengig av når kontantstrømmen fant sted (opptjeningsprinsippet), bortsett fra for Betalt inntektsskatt (kontantprinsippet). Beløpene er avrundet. Det kan forekomme avrundingsforskjeller i oversiktstabellene.

Myndighet

I denne rapporten er myndighet definert som enhver nasjonal, regional eller lokal myndighet i et land. Begrepet omfatter også ethvert departement, organ eller foretak 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 overskrider 100 tusen USD 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 2018.

Betalingstyper oppgitt per prosjekt eller juridisk enhet av relevans for Equinor

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 ressurskatt (severance tax) og skatter betalt in natura. Verdien av skatter betalt in natura blir beregnet på grunnlag av markedsprisen på tidspunktet for betalingen in natura. Skatter og avgifter som pålegges forbruk, som merverdiavgift, personlig inntektsskatt, omsetningsavgift, kildeskatt, eiendomsskatt og miljøavgifter, er ikke tatt med. Negative beløp representerer skatterefusjon mottatt fra myndigheter
- Royaltier er bruksbaserte betalinger for retten til løpende bruk av en ressurs
- Avgifter blir typisk pålagt retten til å bruke et geografisk område til leting, utvikling og produksjon og omfatter leie-, areal-, adgangs- og konsesjonsavgifter og andre vederlag for lisenser og eller konsesjoner. Administrative avgifter ilagt av myndigheter som ikke er spesifikt knyttet til utvinningsvirksomheten eller adgangen til utvinningsressursene, er ikke tatt med

- Bonuser er betalinger som foretas ved signering av en olje- og gassutvinningsavtale, ved funn av naturressurser og/eller etter igangsetting av produksjon. Bonuser omfatter ofte signatur-, funn- og produksjonsbonuser og er en mye brukt betalingstype, avhengig av petroleums-skatte-regimet. Bonuser kan også inneholde elementer av sosiale bidrag
- Myndighetenes andel av produksjonen beregnes etter at oljeproduksjonen har blitt allokert til dekning av kostnader og utgifter under en produksjonsdelingsavtale (PSA). Slike betalinger blir som oftest gjort in natura. Verdien blir beregnet på grunnlag av markedsprisen på tidspunktet for betalingen. Under noen PSA-er blir myndighetenes andel solgt av operatøren og bidraget fordelt mellom partnerne. Under slike kontrakter foretar ikke Equinor betalinger direkte til myndigheter, men til operatøren

Kontekstuell informasjon per land

Rapporten inneholder informasjon som angitt i listen nedenfor om de juridiske enhetene som deltar i Equinors utvinningsvirksomhet. Informasjonen er avgitt i samsvar med opptjeningsprinsippet.

- 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. Inntekter 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 Equinors eierandel og omfatter ikke produksjon av den norske stats olje- og naturgassandel

Kontekstuell informasjon per foretak

Følgende informasjon blir gitt for alle Equinors juridiske enheter pr. 31. desember 2018. Informasjonen er strukturert på bakgrunn av det landet der selskapet er registrert.

- Virksomhetsland er landet der selskapet utøver sin hovedvirksomhet
- Hovedaktiviteten i selskapet er beskrevet med utgangspunkt i forretningsområdet som selskapet tilhører. Se seksjon 2.2 Vår virksomhet, Konsernstruktur i Strategisk rapport i årsrapporten for nærmere beskrivelse av forretningsområdene
- Antall ansatte (per selskap) er basert på selskapets registrerte lokalisering. Det faktiske antall ansatte som er til stede i et land, kan avvike fra de rapporterte tallene som følge av utplasseringer til utlandet. Noen selskaper har ingen ansatte. Disse kjøper tjenester fra andre selskaper i Equinorkonsernet ved behov
- Netto konserninterne renter (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 Equinorkonsernet
- Sum inntekter slik det er presentert i konsernresultatregnskapet, inkludert tredjeparts omsetning og andre inntekter, omsetning med foretak i samme konsern og resultatandeler fra egenkapitalkonsoliderte investeringer
- Resultat før skatt som presentert i konsernresultatregnskapet
- Skattekostnad som definert i note 2 og 9 i konsernregnskapet
- Betalt inntektsskatt, avstemt mot summen av kontante skattebetalinger som presentert i konsolidert kontantstrømoppstilling og i tillegg inkludert skattebetalinger in natura i Algerie, Libya og Nigeria.
- Opptjent egenkapital viser akkumulerte resultater i selskapene, inklusive omregningsdifferanser, andre inntekter og kostnader ført mot egenkapital, slik det er rapportert i konsernets konsolideringssystem

Totaloversikt

Oversikten nedenfor viser summen av Equinors betalinger til myndigheter i hvert land, etter betalingstype. Oversikten er basert på lokaliseringen av den mottakende myndigheten. 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, uavhengig av lokaliseringen av den mottakende myndigheten.

Totale betalinger økte i 2018 som følge av økte skattebetalinger og produksjonsavgifter grunnet høyere vÆske- og gasspriser samt økt produksjonsvolum sammenliknet mot 2017. Dette er nærmere beskrevet i seksjon 2.9 Gjennomgang av resultatene i kapittelet Strategisk rapport i årsrapporten.

Betalinger til myndigheter per land relatert til utvinningsvirksomhet							
(i millioner USD)	Skatter ¹⁾	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2018
Algerie	222	-	-	-	69	2	290
Angola	395	-	-	-	1.609	23	2.004
Argentina	-	-	-	2	-	-	2
Aserbajdsjan	41	-	-	-	728	10	769
Brasil	94	132	59	444	-	-	729
Canada	-	73	5	-	-	-	78
Iran	0	-	-	-	-	-	0
Irland	0	-	0	-	-	-	1
Libya	76	-	-	-	95	1	171
Mexico	0	-	6	-	-	-	6
Nicaragua	-	-	0	-	-	-	0
Nigeria	340	-	38	-	172	2	550
Norge	8.312	-	96	-	-	-	8.408
Russland	15	16	-	-	103	1	134
Sør-Afrika	-	-	0	-	-	-	0
Storbritannia	-	-	3	-	-	-	3
USA	150	128	7	13	-	-	299
Total 2018	9.646	349	214	459	2.776	41	13.444
Total 2017	6.161	202	110	961	2.137	41	9.571

1) Betalte skatter omfatter skatter som betales i form av fysiske varer

Denne rapporten dekker betalinger som Equinor har gjort direkte til myndigheter, for eksempel skatter og produksjonsavgifter. 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 Equinor er operatør rapporteres den fulle betalingen som er gjort på vegne av hele lisensen (100 %). Ingen betalinger vil bli rapportert i saker der Equinor ikke er operatør, med mindre operatøren er et statseid foretak, og det er mulig å skille betalingen fra andre kostnadsdekningsposter. Myndighetenes andel betalt av lisensoperatøren blir rapportert.

Landopplysninger – betalinger per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2018
Algerie							
Betalinger per prosjekt							
Equinor In Salah AS	98,7	-	-	-	-	-	98,7
Equinor In Amenas AS	123,1	-	-	-	-	-	123,1
In Amenas	-	-	-	-	7,1	0,1	7,1
In Salah	-	-	-	-	61,5	1,9	61,5
Total	221,9	-	-	-	68,6	2,0	290,4
Betalinger per myndighet							
Stavanger Kommune	0,3	-	-	-	-	-	0,3
Sonatrach ¹⁾	221,5	-	-	-	68,6	2,0	290,1
Total	221,9	-	-	-	68,6	2,0	290,4
Angola							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Angola Block 15 AS	63,6	-	-	-	-	-	63,6
Equinor Angola Block 17 AS	165,4	-	-	-	-	-	165,4
Equinor Angola Block 31 AS	39,1	-	-	-	-	-	39,1
Block 15	-	-	-	-	379,9	4,9	379,9
Block 17	-	-	-	-	1.203,4	17,6	1.203,4
Block 31	-	-	-	-	25,7	0,4	25,7
Equinor Dezassete AS	127,3	-	-	-	-	-	127,3
Equinor Angola AS	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Equinor Angola Block 15/06 Award AS	2,8	-	-	-	-	-	2,8
Equinor Angola Block 25 AS	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Equinor Angola Block 40 AS	0,2	-	-	-	-	-	0,2
Total	398,6	-	-	-	1.609,0	22,9	2.007,6
Betalinger per myndighet							
BNA - Banco Nacional de Angola	395,5	-	-	-	-	-	395,5
Kemneren i Stavanger	3,2	-	-	-	-	-	3,2
Sonangol EP	-	-	-	-	1.609,0	22,9	1.609,0
Total	398,6	-	-	-	1.609,0	22,9	2.007,6
Argentina							
Betalinger per prosjekt							
Exploration Argentina	-	-	-	2,0	-	-	2,0
Total	-	-	-	2,0	-	-	2,0
Betalinger per myndighet							
Provincia del Neuquen - Administración	-	-	-	2,0	-	-	2,0
Total	-	-	-	2,0	-	-	2,0

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2018
Aserbajdsjan							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Apsheron AS	39,1	-	-	-	-	-	39,1
ACG	-	-	-	-	728,5	10,5	728,5
Equinor BTC Caspian AS	3,6	-	-	-	-	-	3,6
Total	42,7	-	-	-	728,5	10,5	771,2
Betalinger per myndighet							
Azerbaijan Main Tax Office	40,9	-	-	-	-	-	40,9
Stavanger Kommune	1,8	-	-	-	-	-	1,8
SOCAR - The State Oil Company of the Azerbaijan Republic	-	-	-	-	728,5	10,5	728,5
Total	42,7	-	-	-	728,5	10,5	771,2
Brasil							
Betalinger per prosjekt							
Roncador	-	52,2	26,5	-	-	-	-
Exploration Brazil ²⁾	-	-	1,2	443,5	-	-	444,7
Carcara	-	-	0,7	-	-	-	0,7
Peregrino	-	80,1	30,5	-	-	-	110,6
Equinor Energy do Brasil Ltda	14,8	-	-	-	-	-	14,8
Equinor Brasil Energia Ltda	79,6	-	-	-	-	-	79,6
Equinor Energy Brazil AS	1,7	-	-	-	-	-	1,7
Total	96,1	132,3	58,9	443,5	-	-	730,8
Betalinger per myndighet							
Ministerio da Fazenda - IR	66,8	-	-	-	-	-	66,8
Ministerio da Fazenda - Royalties	-	132,3	-	-	-	-	132,3
Ministerio da Fazenda - PE	-	-	54,8	-	-	-	54,8
Ministerio da Fazenda - CSLL	27,6	-	-	-	-	-	27,6
Kemneren i Stavanger	1,7	-	-	-	-	-	1,7
Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	-	-	4,1	443,5	-	-	447,6
Total	96,1	132,3	58,9	443,5	-	-	730,8
Canada							
Betalinger per prosjekt							
Exploration - Canada	-	-	4,4	-	-	-	4,4
Leismer	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Hibernia	-	44,5	-	-	-	-	44,5
Hebron	-	1,3	-	-	-	-	1,3
Terra Nova	-	27,3	-	-	-	-	27,3
Total	-	73,0	4,5	-	-	-	77,5
Betalinger per myndighet							
Government of Canada	-	44,0	-	-	-	-	44,0
Government of Newfoundland and Labrador	-	29,0	-	-	-	-	29,0
Receiver General for Canada	-	-	3,3	-	-	-	3,3
Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petr. Board	-	-	1,1	-	-	-	1,1
Government of Alberta	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	73,0	4,5	-	-	-	77,5

Tilleggsinformasjon

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2018
Iran³⁾							
Betalinger per prosjekt							
Statoil SP GAS AS	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Statoil Zagros Oil & Gas AS	0,0	-	-	-	-	-	0,0
Statoil Iran AS	0,0	-	-	-	-	-	0,0
Total	0,2	-	-	-	-	-	0,2
Betalinger per myndighet							
Stavanger Kommune	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Sazmane Omoore Maliatie	0,0	-	-	-	-	-	0,0
Kemneren i Stavanger	0,0	-	-	-	-	-	0,0
Total	0,2	-	-	-	-	-	0,2
Irland							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Ireland Limited	0,3	-	-	-	-	-	0,3
Corrib Field	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Exploration Ireland Offshore	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	0,3	-	0,3	-	-	-	0,6
Betalinger per myndighet							
Revenue - Irish tax and customs	0,3	-	-	-	-	-	0,3
Commission for Energy Regulation	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Dept. of Communications, Energy and Natural Resources	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	0,3	-	0,3	-	-	-	0,6
Libya							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Murzuq AS	76,4	-	-	-	-	-	76,4
Murzuq	-	-	-	-	94,5	1,3	94,5
Total	76,4	-	-	-	94,5	1,3	171,0
Betalinger per myndighet							
Tax Department Libya ⁴⁾	76,4	-	-	-	94,5	1,3	171,0
Total	76,4	-	-	-	94,5	1,3	171,0
Mexico							
Betalinger per prosjekt							
Exploration Mexico	0,0	-	5,6	-	-	-	5,6
Total	0,0	-	5,6	-	-	-	5,6
Betalinger per myndighet							
Servicio de Administracion Tributaria	0,0	-	2,9	-	-	-	2,9
Fondo Mexicano del Petrol	-	-	2,7	-	-	-	2,7
Total	0,0	-	5,6	-	-	-	5,6
Ny-Zealand							
Betalinger per prosjekt							
Exploration New Zealand	-	-	(0,1)	-	-	-	(0,1)
Total	-	-	(0,1)	-	-	-	(0,1)
Betalinger per myndighet							
Ministry of Business, Innovation & Employment	-	-	(0,1)	-	-	-	(0,1)
Total	-	-	(0,1)	-	-	-	(0,1)

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2018
Nicaragua							
Betalinger per prosjekt							
Exploration Nicaragua	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Betalinger per myndighet							
Ministerio de Energia y Minas	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Nigeria							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Nigeria Energy Company Limited	339,9	-	-	-	-	-	339,9
Equinor Nigeria AS	8,8	-	-	-	-	-	8,8
Agbami	-	-	37,8	-	172,4	2,5	210,2
Total	348,7	-	37,8	-	172,4	2,5	558,9
Betalinger per myndighet							
Nigerian National Petroleum Corporation ⁵⁾	339,9	-	-	-	172,4	2,5	512,3
Stavanger Kommune	1,0	-	-	-	-	-	1,0
Kemneren i Stavanger	7,8	-	-	-	-	-	7,8
Central Bank of Nigeria NESS fee	-	-	0,7	-	-	-	0,7
Niger Delta Development Commission	-	-	8,0	-	-	-	8,0
Central Bank of Nigeria Education Tax	-	-	29,1	-	-	-	29,1
Total	348,7	-	37,8	-	172,4	2,5	558,9
Norge							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Energy AS	8.295,0	-	-	-	-	-	8.295,0
Exploration Barents Sea	-	-	32,7	-	-	-	32,7
Exploration Norwegian Sea	-	-	13,2	-	-	-	13,2
Exploration North Sea	-	-	50,5	-	-	-	50,5
Total	8.295,0	-	96,4	-	-	-	8.391,3
Betalinger per myndighet							
Oljedirektoratet	-	-	96,4	-	-	-	96,4
Oljeskattekontoret	8.295,0	-	-	-	-	-	8.295,0
Total	8.295,0	-	96,4	-	-	-	8.391,3
Russland							
Betalinger per prosjekt							
Equinor Russia AS	0,8	-	-	-	-	-	0,8
Statoil Kharyaga AS	12,7	-	-	-	-	-	12,7
Statoil Sverige Kharyaga AB	2,4	-	-	-	-	-	2,4
Equinor Global New Venture Kharyaga	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Kharyaga	-	16,1	-	-	102,9	1,4	119,0
Total	15,9	16,1	-	-	102,9	1,4	15,9
Betalinger per myndighet							
Zarubezhneft-Production Kharyaga LL	15,1	16,1	-	-	-	-	31,2
Kemneren i Stavanger	0,8	-	-	-	-	-	0,8
Treasury of the Russian Federation	-	-	-	-	102,9	1,4	102,9
Total	15,9	16,1	-	-	102,9	1,4	134,9

Tilleggsinformasjon

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2018
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
Tanzania							
Betalinger per prosjekt							
Exploration Tanzania	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Betalinger per myndighet							
Tanzania Petroleum	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Storbritannia							
Betalinger per prosjekt							
Alfa Sentral	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Exploration UK Offshore	-	-	2,2	-	-	-	2,2
Mariner	-	-	0,8	-	-	-	0,8
Total	-	-	3,2	-	-	-	3,2
Betalinger per myndighet							
Oil And Gas Authority	-	-	2,7	-	-	-	2,7
Health & Safety Executive	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Department of Trade & Industrial Strategy	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Department of Energy and Climate Change	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	3,2	-	-	-	3,2
USA							
Betalinger per prosjekt							
Julia	-	5,7	-	-	-	-	5,7
Stampede	-	11,5	-	-	-	-	11,5
Tahiti	-	67,4	-	-	-	-	67,4
Caesar Tonga	-	15,9	-	-	-	-	15,9
Heidelberg	-	9,8	-	-	-	-	9,8
Appalachian basin ⁶⁾	13,6	1,4	-	-	-	-	15,0
Eagle Ford ⁶⁾	17,0	1,5	-	-	-	-	18,6
Bakken ⁶⁾	119,7	14,6	0,0	-	-	-	134,3
Exploration - US	-	-	6,9	13,5	-	-	20,3
Total	150,3	127,9	6,9	13,5	-	-	298,5

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2018
Betalinger per myndighet							
City of Runge	-	0,1	-	-	-	-	0,1
Commonwealth of Pennsylvania	-	0,6	-	-	-	-	0,6
Montana Department of Revenue	2,2	-	-	-	-	-	2,2
North Dakota Office of State Tax	117,4	-	-	-	-	-	117,4
Office of Natural Resources Revenue	-	113,1	6,9	13,5	-	-	133,4
Pennsylvania Game Commission	-	0,4	-	-	-	-	0,4
State of North Dakota	-	11,6	-	-	-	-	11,6
State of Ohio Department of Taxation	2,3	-	-	-	-	-	2,3
State of West Virginia	11,3	-	-	-	-	-	11,3
Texas Comptroller of Public Accounts	17,0	-	-	-	-	-	17,0
Texas General Land Office	-	0,7	-	-	-	-	0,7
Other	(0,0)	1,3	(0,0)	-	-	-	1,3
Total	150,3	127,9	6,9	13,5	-	-	298,5

- 1) Algerie – Skattebetalinger in natura til Sonatrach på 5,4 millioner fat oljeekvivalenter var verdsatt til 221,5 millioner USD.
- 2) Brasil – Equinor betalte 443,5 millioner USD i signaturbonuser i forbindelse med 4. og 15. lisensrunde.
- 3) Opplysningsplikt i henhold til paragraf 13(r) Securities Exchange Act er gitt i seksjon 2.11 Risikofaktorer i årsrapporten.
- 4) Libya – Skattebetalinger in natura til skattemyndighetene i Libya på 1,1 millioner fat oljeekvivalenter var verdsatt til 76,4 millioner USD.
- 5) Nigeria – Skattebetalinger in natura til Nigerian National Petroleum Corporation på 5,9 millioner fat oljeekvivalenter var verdsatt til 339,9 millioner USD.
- 6) USA – Bakken eies av Equinor Energy LP, Eagle Ford eies av Equinor Texas Onshore Properties LLC, Appalachian basin eies av Equinor USA Onshore Properties Inc.

Kontekstuell informasjon per land

Informasjonen om investeringer, inntekter, kostnader og egenproduksjonsvolumer er gitt på landnivå og er knyttet til foretakene i Equinor som deltar i utvinningsvirksomhet.

Informasjonen gis på grunnlag av data innhentet hovedsakelig med formål om finansiell rapportering og avstemmes mot tallene som rapporteres for lete- og produksjonssegmentene i Equinor.

Kontekstuell informasjon per land for lete- og produksjonssegmenter				
(i millioner USD)	Investeringer	Inntekter	Kostnader ²⁾	Egenproduksjonsvolum (mmbøe)
Algerie	46	872	66	24
Angola	72	2.721	405	62
Argentina	61	-	32	-
Australia	2	-	14	-
Aserbajdsjan	88	381	78	16
Brasil	3.518	1.279	619	24
Canada	79	434	227	7
Colombia	-	-	2	-
Grønland	-	-	1	-
Indonesia	0	0	11	-
Irland	0	405	142	7
Iran	-	1	(4)	-
Libya	(3)	134	7	3
Mexico	0	-	18	-
Nederland	-	0	(3)	-
New Zealand	-	-	6	-
Nicaragua	-	-	22	-
Nigeria	77	1.499	103	16
Norge	6.950	22.456	3.834	460
Russland	109	168	103	3
Sør-Afrika	10	-	9	-
Surinam	-	0	8	-
Sverige	-	10	-	-
Tanzania	(0)	0	30	-
Tyrkia	24	-	12	-
Storbritannia	713	93	124	1
De forente arabiske emirater	-	-	3	-
USA	2.605	4.421	1.824	148
Venezuela	-	1	11	-
Total ¹⁾	14.350	34.874	7.704	770

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

Kontekstuell informasjon på Equinor konsernnivå

Tabellen nedenfor gir en oversikt over alle juridiske enheter i Equinor-konsernet etter hvor de er hjemmehørende per 31. desember 2018. Den inneholder følgende opplysninger om hvert selskap: antall ansatte, netto konserninterne renter til selskap i andre jurisdiksjoner, en kort beskrivelse av selskapets

virksomhet, sum inntekter inkludert inntekter fra foretak i samme konsern, resultat før skatt, skattekostnad, betalt inntektsskatt og opptjent egenkapital. Summene er avstemt mot konsernregnskapet som er utarbeidet i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS).

Kontekstuell informasjon på konsernnivå									
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte ¹⁾	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad ²⁾	Betalt inntektsskatt ³⁾	Opptjent egenkapital ⁴⁾
Belgia									
Equinor Energy Belgium NV	Belgia	MMP	47	0	0	0	(1)	(1)	8
Equinor Service Center Belgium NV	Belgia	Finans	12	13	0	12	(1)	(3)	353
Total			59	13	0	13	(2)	(4)	361
Brasil									
Equinor Brasil Energia Ltda	Brasil	DPB	439	(2)	768	(118)	(242)	(80)	(1.809)
Equinor Energy do Brasil Ltda	Brasil	DPB	16	-	539	153	47	(15)	(727)
Total			455	(2)	1.308	35	(195)	(94)	(2.536)
Canada									
Equinor Canada Holdings Corp.	Canada	DPI	-	-	-	-	(0)	-	1
Equinor Canada Ltd	Canada	DPI	113	(0)	435	27	579	(0)	(2.246)
Total			113	(0)	435	27	579	(0)	(2.245)
Britiske Jomfruøyer									
Spinnaker (BVI) 242 Ltd	Nigeria	Sovende	-	-	-	-	-	-	-
Spinnaker Exploration (BVI) 256 Ltd	Nigeria	Sovende	-	-	-	-	-	-	-
Total			-	-	-	-	-	-	-
Kina									
Statoil (Beijing) Business Consulting Service Co, Ltd	Kina	DPI	3	-	0	(0)	0	(0)	2
Total			3	-	0	(0)	0	(0)	2
Danmark									
Equinor Danmark A/S	Danmark	MMP	-	(0)	-	(0)	-	-	159
Equinor Refining Denmark	Danmark	MMP	326	(1)	3.633	138	(1)	(3)	371
Total			326	(1)	3.633	138	(1)	(3)	530
Tyskland									
Equinor Deutschland GmbH	Tyskland	MMP	6	-	0	(1)	(5)	(6)	(12)
Equinor Property Deutschland GmbH	Tyskland	MMP	-	-	0	0	-	-	(0)
Equinor Storage Deutschland GmbH	Tyskland	MMP	7	(0)	49	24	(1)	-	29
Total			13	(0)	50	22	(6)	(6)	16
Indonesia									
PT. Statoil Indonesia	Indonesia	EXP	-	-	0	(0)	-	-	0
Total			-	-	0	(0)	-	-	0
Irland									
Equinor Ireland Limited	Irland	DPI	2	(0)	1	1	(0)	(0)	1
Equinor Energy Ireland Ltd	Irland	DPI	-	0	405	48	154	0	(758)
Total			2	0	407	50	154	(0)	(758)
Mexico									
Equinor Upstream México S.A. de C.V	Mexico	EXP	-	(0)	-	(16)	(0)	(0)	(69)
Total			-	(0)	-	(16)	(0)	(0)	(69)

Tilleggsinformasjon

Kontekstuell informasjon på konsernnivå									
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte ¹⁾	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad ²⁾	Betalt inntektskatt ³⁾	Opptjent egenkapital ⁴⁾
Nederland									
Equinor Argentina B.V.	Argentina	DPI	1	0	-	(33)	(0)	(0)	(39)
Equinor Algeria B.V.	Algerie	EXP	-	0	-	15	0	0	(15)
Equinor Australia B.V.	Australia	EXP	1	0	-	(14)	0	0	(182)
Equinor International B.V.	Canada	DPI	-	0	-	(0)	(0)	(0)	(1.011)
Statoil Colombia B.V.	Colombia	EXP	-	0	-	(2)	0	0	(122)
Equinor Indonesia Aru Trough I B.V.	Indonesia	EXP	18	0	-	(6)	0	0	(20)
Statoil India Netherlands B.V.	India	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	(0)
Statoil Middle East S. N.	Irak	DPI	-	0	-	(0)	0	0	(202)
Equinor Nicaragua B.V.	Nicaragua	EXP	-	0	-	(22)	1	1	(56)
Hollandse Kust Offshore Energy C.V.	Nicaragua	NES	-	-	-	(3)	0	-	(3)
Equinor Offshore Energy Netherlands Alfa B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Offshore Energy Netherlands Beheer B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Offshore Energy Netherlands Beta B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Offshore Energy Netherlands Delta B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Offshore Energy Netherlands Epsilon B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Offshore Energy Netherlands Gamma B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Energy Netherlands B.V.	Nederland	Finans	-	87	-	90	(16)	(16)	115
Equinor Energy Venture Fund B.V.	Nederland	NES	-	0	-	(4)	1	1	(13)
Equinor Holding Netherlands	Nederland	DPI	12	2	297	181	(9)	(3)	(854)
Equinor New Zealand B.V.	New Zealand	EXP	-	(0)	-	(6)	(0)	(0)	(70)
Equinor Epsilon Netherlands	Russland	EXP	-	0	-	(0)	-	-	(24)
Equinor South Africa B.V.	Sør-Afrika	EXP	-	(0)	-	(9)	0	0	(50)
Equinor Suriname B54 B.V.	Surinam	EXP	-	0	0	(1)	0	0	(34)
Equinor Suriname B59 B.V.	Surinam	EXP	-	0	-	(0)	0	0	(1)
Equinor Suriname B60 B.V.	Surinam	EXP	-	(0)	-	(6)	0	-	(9)
Equinor Türkiye B.V.	Tyrkia	EXP	1	(0)	-	(12)	(0)	(0)	(34)
Equinor Abu Dhabi B.V.	FAE	DPI	3	(0)	-	(3)	0	0	(25)
Statoil Uruguay B.V.	Uruguay	EXP	-	0	-	(0)	0	0	(73)
Equinor New Energy B.V.	Nederland	NES	-	0	-	(1)	0	-	(1)
Equinor Azerbaijan Karabagh B.V.	Aserbajdsjan	EXP	-	0	-	(4)	0	-	(7)
Equinor Azerbaijan Ashrafi Dan Ulduzu Aypara B.V.	Aserbajdsjan	EXP	-	0	-	(5)	0	-	(5)
Equinor Sincor NL B.V.	Venezuela	DPI	-	1	-	(24)	5	5	(303)
Total			36	90	297	129	(19)	(13)	(3.041)
Nigeria									
Spinnaker Exploration 256	Nigeria	DPI	-	-	-	-	-	-	(13)
Spinnaker Nigeria 242 Ltd	Nigeria	DPI	-	-	-	-	-	-	(16)
Equinor Nigeria Deep Water Limited	Nigeria	DPI	-	0	-	(0)	-	-	(35)
Equinor Nigeria Energy Company Limited	Nigeria	DPI	13	19	1.499	1.108	(539)	(340)	870
Equinor Nigeria Outer Shelf Limited	Nigeria	DPI	-	0	-	(0)	-	-	(148)
Total			13	19	1.499	1.108	(539)	(340)	657
Norge									
Equinor Angola AS	Angola	DPI	-	0	1	(4)	1	(0)	(4)
Equinor Angola Block 15 AS	Angola	DPI	-	3	459	121	(61)	(64)	136
Equinor Angola Block 15/06 Award AS	Angola	DPI	-	0	-	1	1	(3)	(29)
Equinor Angola Block 17 AS	Angola	DPI	13	11	1.105	637	(219)	(165)	735
Equinor Angola Block 22 AS	Angola	EXP	-	0	-	0	(0)	-	(0)
Equinor Angola Block 25 AS	Angola	EXP	-	0	-	(0)	(1)	(0)	(36)

Kontekstuell informasjon på konsernnivå			Antall ansatte ¹⁾	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad ²⁾	Betalt inntektsskatt ³⁾	Opptjent egenkapital ⁴⁾
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet							
Equinor Angola Block 31 AS	Angola	DPI	-	4	330	103	(16)	(39)	(150)
Equinor Angola Block 38 AS	Angola	EXP	-	0	-	(8)	(2)	-	(85)
Equinor Angola Block 39 AS	Angola	EXP	-	(0)	-	6	(1)	-	(202)
Equinor Angola Block 40 AS	Angola	EXP	-	0	-	(0)	(1)	(0)	(32)
Equinor Dezassete AS	Angola	DPI	-	8	826	476	(162)	(127)	408
Equinor Quatro AS	Angola	DPI	-	(0)	-	20	1	-	2
Equinor Trinta e Quatro AS	Angola	DPI	-	0	-	0	0	-	45
Equinor Apsheron AS	Aserbajdsjan	DPI	10	2	355	159	(41)	(39)	788
Equinor Azerbaijan AS	Aserbajdsjan	MMP	-	0	-	(1)	1	(3)	(0)
Equinor BTC Caspian AS	Aserbajdsjan	DPI	-	2	27	27	(2)	(4)	26
Equinor BTC Finance AS	Aserbajdsjan	DPI	-	1	-	219	(0)	(0)	537
Equinor Shah Deniz AS	Aserbajdsjan	DPI	-	0	-	(1)	1	-	(258)
Equinor Energy Brazil AS	Brasil	DPI	-	1	-	(1)	(2)	(2)	(724)
Equinor China AS	Kina	DPI	3	0	-	(3)	(1)	(0)	(20)
Equinor Algeria AS	Algerie	DPI	26	0	-	(5)	1	-	(5)
Equinor Hassi Mouina AS	Algerie	DPI	-	0	-	4	0	-	4
Equinor In Salah AS	Algerie	DPI	-	3	477	225	(127)	(99)	650
Equinor In Amenas AS	Algerie	DPI	-	2	395	400	(219)	(123)	177
Equinor Færøyene AS	Færøyene	EXP	-	0	-	(0)	0	(0)	(34)
Equinor Global New Venture AS	Ghana	EXP	-	0	-	(0)	(0)	(0)	3
Statoil Greenland AS	Grønland	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	24
Equinor Indonesia Aru AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(1)	(0)	-	(1)
Equinor Indo Halmahera II AS	Indonesia	EXP	-	(0)	-	1	(0)	-	2
Equinor Indonesia Karama AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	6
Equinor Indonesia North Ganai AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(1)	(0)	-	1
Equinor Indonesia North Makassar Strait AS	Indonesia	EXP	-	0	-	0	(0)	-	11
Equinor Indonesia Obi AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(0)	0	-	2
Equinor Indonesia West Papua IV AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(3)	(0)	-	37
Equinor Gas Marketing Europe AS	Irland	MMP	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Statoil Iran AS	Iran	DPI	-	0	-	0	(0)	(0)	21
Statoil SP GAS AS	Iran	DPI	-	0	1	0	(0)	(0)	8
Statoil Zagros Oil & Gas AS	Iran	EXP	-	0	0	1	(0)	(0)	(8)
Equinor North Caspian AS	Kasakhstan	EXP	1	0	-	(0)	(0)	-	(0)
Equinor Cyrenaica AS	Libya	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	(4)
Equinor Kufra AS	Libya	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	2
Equinor Libya AS	Libya	DPI	3	(0)	-	(1)	0	-	(3)
Equinor Energy Libya AS	Libya	DPI	-	0	(0)	(0)	(0)	-	(70)
Equinor Murzuq Area 146 AS	Libya	DPI	-	0	-	(0)	0	-	(2)
Equinor Murzuq AS	Libya	DPI	-	0	134	100	(77)	(76)	179
Equinor Services Mexico AS	Mexico	EXP	4	0	-	(4)	(1)	-	(6)
Equinor O&G Mozambique AS	Mosambik	EXP	-	0	-	(0)	0	-	(20)
Equinor Nigeria AS	Nigeria	DPI	-	2	(0)	5	(5)	(9)	181
Hywind AS	Norge	NES	-	0	-	(1)	0	-	(2)
Mongstad Terminal DA	Norge	MMP	-	0	44	5	-	-	13
Octio AS	Norge	TPD	-	0	3	(1)	0	-	(13)
Statholding AS	Norge	DPI	-	5	-	(36)	(1)	(49)	(37)
Equinor ASA	Norge	Morselsk.	17.699	672	51.606	1.634	186	(79)	24.209
Equinor Insurance AS	Norge	Forsikring	-	(2)	-	28	(8)	(1)	1.702
Statoil GTL AS	Norge	TPD	-	0	-	(0)	0	-	8
Equinor Int. Well Resp AS	Norge	TPD	-	0	-	2	(1)	(1)	(13)
Equinor Asset Management	Norge	DPI	14	-	12	7	(2)	(0)	7
Statoil Kazakstan AS	Norge	DPI	-	0	-	(1)	0	-	13
Equinor Metanol ANS	Norge	MMP	-	0	87	10	-	-	24
Equinor New Energy AS	Norge	NES	-	0	-	(0)	0	-	(202)
Equinor Energy AS	Norge	DPN	-	(354)	25.365	16.253	(10.719)	(8.209)	25.517

Tilleggsinformasjon

Kontekstuell informasjon på konsernnivå			Netto						
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte ²⁾	konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad ²⁾	Betalt inntektsskatt ²⁾	Opptjent egenkapital ²⁾
Equinor Refining Norway AS	Norge	MMP	-	1	460	(5)	9	-	45
Equinor Technology Venture	Norge	TPD	-	0	0	(2)	(1)	-	(50)
Equinor Venture AS	Norge	TPD	-	0	-	(4)	(0)	-	(35)
Svanholmen 8 AS	Norge	Admin.	-	0	-	4	(1)	-	(2)
Wind Power AS	Norge	NES	-	0	(0)	(0)	0	-	(39)
K/S Rafinor A/S	Norge	MMP	-	0	-	2	-	-	25
Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	Norge	MMP	-	-	27	(0)	-	-	6
Rafinor AS	Norge	MMP	-	(0)	0	0	(0)	(0)	0
Gravitude AS	Norge	TPD	-	0	0	(3)	0	-	(1)
Equinor LNG Ship Holding AS	Norge	MMP	-	0	(11)	(12)	(0)	-	(9)
Equinor Energy Orinoco AS	Venezuela	DPI	-	0	-	(0)	0	-	(6)
Equinor Global New Venture	Russland	EXP	-	-	-	(5)	0	(0)	(5)
Statoil Kharyaga AS	Russland	DPI	-	1	161	70	(25)	(16)	79
Equinor Russia AS	Russland	DPI	81	(0)	6	(30)	0	(1)	(76)
Equinor Russia Services AS	Russland	DPI	-	0	1	(0)	0	-	(1)
Statoil Russland AS	Russland	DPI	-	0	-	(0)	0	-	1
Equinor Tanzania AS	Tanzania	DPI	20	(0)	0	(32)	9	-	(30)
Equinor E&P Americas AS	USA	DPI	-	1	-	1	(0)	(0)	9
Equinor Norsk LNG AS	USA	MMP	-	1	-	(4)	0	(0)	9
Equinor Int. Venezuela AS	Venezuela	DPI	19	(0)	1	(11)	1	-	(31)
Equinor Energy Sincor AS	Venezuela	DPI	-	0	-	(3)	2	-	6
Equinor Energy Venezuela	Venezuela	DPI	-	(0)	0	9	(4)	-	(597)
Total			17.893	368	81.872	20.346	(11.484)	(9.110)	52.815
Singapore									
Statoil Myanmar Private Limited	Myanmar	EXP	-	-	-	(0)	0	-	(21)
Equinor Asia Pacific PTE Ltd	Singapore	MMP	34	0	0	2	(0)	(0)	(3)
Total			34	0	0	2	(0)	(0)	(24)
Sør-Korea									
Equinor South Korea Co., Ltd	Sør-Korea	TPD	-	-	2	0	(0)	(0)	0
Total			-	-	2	0	(0)	(0)	0
Sverige									
Statoil Sverige Kharyaga AB	Russland	DPI	-	(0)	(0)	(15)	(0)	(0)	(12)
Equinor OTS AB	Sverige	MMP	-	(3)	545	(25)	(0)	-	169
Total			-	(3)	545	(40)	(0)	(0)	157
Sveits									
Statoil Orient AG	Sveits	DPI	-	1	-	1	-	-	33
Total			-	1	-	1	-	-	33
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	-	-	-	-	-	-	-
Dudgeon Holdings Ltd	Storbritannia	NES	-	-	-	-	-	-	-
Dudgeon Holdings II Ltd	Storbritannia	NES	-	-	44	44	-	-	139
Equinor UK Limited	Storbritannia	GSB	347	(39)	798	113	194	4	502
Equinor Energy Trading Limited	Storbritannia	MMP	-	(3)	0	0	(0)	(0)	(94)
Equinor Production UK Limited	Storbritannia	DPI	157	(0)	-	(1)	(1)	(1)	(4)
Statoil UK Properties Ltd	Storbritannia	DPI	-	0	-	(0)	-	-	(50)
Equinor New Energy Ltd	Storbritannia	NES	-	0	157	154	3	(2)	89
Total			504	(41)	998	309	196	1	582

Kontekstuell informasjon på konsernnivå									
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte ¹⁾	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad ²⁾	Betalt inntektsskatt ³⁾	Opptjent egenkapital ⁴⁾
USA									
Equinor South Riding Point LLC	Bahamas	MMP	51	(0)	37	5	-	-	(259)
North America Properties LLC	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(5)
Onshore Holdings LLC	USA	DPI	-	0	-	(0)	-	-	(150)
Spinnaker Sparco LLC	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(4)
Equinor E&P Americas Investment LLC	USA	DPI	-	-	-	-	-	-	(0)
Equinor E&P Americas LP	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(53)
Equinor Energy Trading Inc.	USA	MMP	-	0	-	0	-	-	1
Equinor Exploration Company	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(50)
Equinor Gulf of Mexico Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(11)
Equinor Gulf of Mexico LLC	USA	DPI	-	3	1.988	975	-	-	(4.939)
Equinor Gulf of Mexico Response Company LLC	USA	DPI	-	(0)	-	(16)	-	-	(46)
Equinor Gulf Properties Inc.	USA	DPI	-	(0)	-	(0)	-	-	(225)
Equinor US Operations LLC	USA	DPI	890	0	(0)	4	(1)	-	(867)
Equinor Marketing & Trading (US) Inc.	USA	MMP	-	(2)	14.846	144	(29)	-	(237)
Equinor Natural Gas LLC	USA	MMP	-	7	2.208	238	0	(0)	238
Equinor Energy LP	USA	DPI	-	3	903	(281)	-	-	(4.330)
Equinor Energy Services Inc.	USA	DPI	-	(0)	-	(0)	-	-	(0)
Equinor Pipelines LLC	USA	MMP	-	1	315	62	-	-	406
Equinor Projects Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	4
Equinor Shipping Inc.	USA	MMP	-	1	196	7	-	-	175
Equinor Texas Onshore Properties LLC	USA	DPI	-	(4)	353	(510)	-	-	(2.961)
Equinor US Holdings Inc.	USA	DPI	133	(455)	-	(454)	30	(0)	(864)
Equinor USA E&P Inc.	USA	DPI	-	(1)	118	(4)	-	-	(1.425)
Equinor USA Onshore Properties	USA	DPI	-	(2)	871	214	(0)	-	(2.401)
Equinor USA Properties Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	0	(0)	1.112
Equinor Louisiana Properties LLC	USA	DPI	-	0	-	(2)	-	-	(2)
Equinor Wind US LLC	USA	NES	-	(0)	-	(29)	-	-	(42)
Total			1.074	(450)	21.835	353	0	(0)	(16.935)
Sum før elimineringer			20.525	(7)	112.880	22.475	(11.317)	(9.569)	29.544
Konsernelimineringer ⁵⁾				7	(33.287)	(3.602)	(18)	(0)	3.995
Sum etter elimineringer			20.525	(0)	79.593	18.874	(11.335)	(9.569)	33.539 ⁶⁾

- 1) Antall ansatte er rapportert basert på det landet selskapet opererer i.
- 2) Skattekostnad som definert i note 2 og note 9 i konsernregnskapet.
- 3) Betalt inntektsskatt inkluderer skatter in natura av en verdi på 638 million USD og en korreksjon av valutaeffekt på 78 millioner USD.
- 4) I 2018 har opptjent egenkapital blitt reklassifisert for flere av Equinors datterselskaper for å sikre likhet mot datterselskaps årsregnskap rapportert til det norske foretaksregisteret (Brønnøysundregistrene). Reklassifiseringene var hovedsakelig relatert til klassifisering av kapitalinnskudd. Eventuelle gjenværende avvik mot årsregnskapene er hovedsakelig relatert til omregning av utenlandsk valuta og forskjeller i regnskapsprinsipper.
- 5) Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende er eliminert i sin helhet. De relevante beløpene er inkludert i konsolideringselimineringsslinjen. Inntektskolonnen: eliminering av konsernmellomværende inntekter og netting av enkelte konsernmellomværende kostnader. Resultat før skatt-kolonnen: eliminering av konsernintern dividendfordeling og aksjeavskrivning samt valutagevinst på konserninterne lån. I Betalbar skatt-kolonnen vises skatteeffekter av visse elimineringer. Opptjent egenkapital-kolonnen: elimineringen består hovedsakelig av valutaomregningseffekter i konsolideringsprosessen. Omregning av resultat og balanser til USD presentasjonsvaluta er betydelig påvirket av investeringer i datterselskaper, som har NOK som funksjonell valuta. Datterselskapene inkluderer i sin tur resultat og balanser i sine investeringer i utenlandske datterselskaper, som har USD som funksjonell valuta.
- 6) Opptjent egenkapital på konsernnivå inkluderer omregningsdifferanser og innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer i konsolidert oppstilling over endringer i egenkapitalen i konsernregnskapet.

Uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet til Equinor ASA vedrørende rapporten Betaling til myndigheter

Vi har blitt engasjert av ledelsen i Equinor ASA for å rapportere på Equinor ASA sin rapport Betaling til myndigheter for året med avslutning 31. desember 2018 ("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.

Styret og ledelsens ansvar

Styret og ledelsen i Equinor ASA 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 ansvarlige for å forhindre og avdekke misligheter og for å sikre at Equinor ASA overholder relevant lover og regler. 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 Equinor ASA og gi uttrykk for en mening om Rapporten basert på vår kontroll og å avgi en uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet. Vi har foretatt våre kontroller og avgir vår uttalelse i samsvar med internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000: Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon. Standarden krever 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.

Vi 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 (ESBAs 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.

Vårt arbeid innebærer utførelse av handlinger basert på vår forståelse av Rapporten som er utarbeidet av Equinor 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 Equinor ASA sine prosesser 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 Equinor 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 forespørslers, 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 avgi en attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet avviker i art og tidspunkt, og har et mindre omfang, enn et engasjement for å avgi 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 for året med avslutning 31. desember 2018 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, 5. mars 2019
KPMG AS

/s/ Ståle Christensen
Statsautorisert revisor

5.5 Erklæringer

Styrets og ledelsens erklæring

Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans har i dag behandlet og godkjent årsrapporten for 2018, som inkluderer styrets årsberetning, årsregnskapet for Equinor-konsernet og årsregnskapet for morselskapet Equinor ASA, per 31. desember 2018.

Etter vår beste overbevisning, bekrefter vi at:

- konsernregnskapet for Equinor-konsernet for 2018 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 Equinor ASA for 2018 er utarbeidet i samsvar med regnskapsloven og forenklet IFRS i henhold til Regnskapslovens § 3-9 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 for perioden, og at
- årsberetningen gir en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet, den finansielle stillingen og de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet og morselskapet står overfor

Stavanger, 5. mars 2019

I STYRET FOR EQUINOR ASA

/s/ JON ERIK REINHARSEN
Leder

/s/ ROY FRANKLIN
Nestleder

/s/ BJØRN TORE GODAL

/s/ PER MARTIN LABRÅTEN

/s/ JEROEN VAN DER VEER

/s/ ANNE DRINKWATER

/s/ REBEKKA GLASSER HERLOFSEN

/s/ INGRID ELISABETH DI VALERIO

/s/ STIG LÆGREID

/s/ WENCHE AGERUP

/s/ JONATHAN LEWIS

/s/ LARS CHRISTIAN BACHER
Konserndirektør
Økonomi og finans

/s/ ELDAR SÆTRE
Konsernsjef

Styrets redegjørelse for rapport om betalinger til myndigheter

I dag har styret og konsernsjefen gjennomgått og godkjent styrets rapport utarbeidet i samsvar med Lov om verdipapirhandel, § 5-5a, angående rapport om betalinger til myndigheter per 31. desember 2018.

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, 5. mars 2019

I STYRET FOR EQUINOR ASA

JON ERIK REINHARSEN
Leder

/s/ ROY FRANKLIN
Nestleder

/s/ BJØRN TORE GODAL

/s/ PER MARTIN LABRÅTEN

/s/ JEROEN VAN DER VEER

/s/ ANNE DRINKWATER

/s/ REBEKKA GLASSER HERLOFSEN

/s/ INGRID ELISABETH DI VALERIO

/s/ STIG LÆGREID

/s/ WENCHE AGERUP

/s/ JONATHAN LEWIS

/s/ ELDAR SÆTRE
Konsernsjef

Innstilling fra bedriftsforsamlingen

Vedtak:

I møte 14. mars 2019 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet og årsberetningen for 2018 for Equinor ASA og Equinor-konsernet, samt styrets forslag til disponering av årets resultat.

Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap, årsberetning og disponering av årets resultat.

Oslo, 14. mars 2019

Tone Lunde Bakker
Bedriftsforsamlingens leder

Bedriftsforsamlingen

Tone Lunde Bakker	Greger Mannsverk	Ingvald Strømmen	Siri Kalvig	Lars Olav Grøvik
Nils Bastiansen	Finn Kinserdal	Rune Bjerke	Terje Venold	Steinar Kåre Dale
Jarle Roth	Kari Skeidsvoll Moe	Birgitte Ringstad Vartdal	Kjersti Kleven	Dag Unnar Mongstad
Anne K.S. Horneland	Terje Enes	Hilde Møllerstad	Dag-Rune Dale	Per Helge Ødegård
				Sun Lehmann

5.6 Begrep og forkortelser

Interne forkortelser

- ADS – American Depositary Share
- ADR – American Depositary Receipt
- ACG – Azeri-Chirag-Gunashli
- ACQ – Annual contract quantity (årlig kontraktskvalitet)
- AFP – Agreement-based early retirement plan (avtalefestet førtidspensjon)
- AGM – Annual general meeting (generalforsamling)
- APA – Awards in pre-defined areas (tildelinger i forhåndsdefinerte områder)
- ARO – Asset retirement obligation (nedstengnings- og fjerningsforpliktelser)
- BASEC – Leting og samarbeid i Barentshavet (Barents Sea Exploration Collaboration)
- BTC – Baku-Tbilisi-Ceyhan-rørledningen
- CCS – CO₂-fangst og -lagring
- CH₄ – Metan
- CLOV – Cravo, Lirio, Orquidea og Violeta
- CO₂ – Karbondioksid
- CO₂eq – Karbondioksid ekvivalent
- DKK – Danske kroner
- DPB – Development & Production Brasil
- DPI – Development & Production International
- DPN – Development & Production Norway
- DPUSA – Development & Production USA
- D&W – Drilling and Well (Boring & Brønn)
- EØS – Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
- EFTA – Det europeiske frihandelsforbund
- EMTN – Europeisk medium term note
- EU – Den europeiske union
- EU ETS – EU Emissions Trading System (Det europeiske systemet for handel med kvoter for utslipp av klimagasser)
- EUR – Euro
- EXP – Exploration (Leting)
- FAE – De forente arabiske emirater
- FPSO – Floating production, storage and offload vessel (flytende produksjons-, lagrings-, og lossefartøy)
- GAAP – Generally Accepted Accounting Principals (god regnkapspraksis)
- GBP – Britisk pund
- BNP – Brutto nasjonalprodukt
- GHG – Drivhusgass
- GSB – Global Strategy & Business Development (Global strategi & forretningsutvikling)
- HMS – Helse, miljø og sikkerhet
- IASB – International Accounting Standards Board
- ICE – Intercontinental Exchange
- 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, midtstrøm & prosessering
- NKS – Norsk kontinentalsokkel
- NES – New Energy Solutions (nye energiløsninger)
- NIOC – National Iranian Oil Company
- NOK – Norske kroner
- NO_x – Nitrogenoksid
- NYSE – New York børsen (New York stock exchange)
- OECD – Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling
- OED – Olje- og energidepartementet
- 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)
- OSE – Oslo børsen (Oslo stock exchange)
- PDO – Plan for utbygging og drift
- PIO – Plan for installasjon og drift
- PRD – Prosjektutviklingsorganisasjon
- PSA – Produksjonsdelingsavtale
- PSR – Anskaffelser og leverandørrelasjoner
- PSVM – Plutão, Saturno, Vênus og Marte
- FoU – Forskning og utvikling
- ROACE – Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital
- RRR – Reserveerstatningsrate
- SDØE – Statens direkte økonomiske engasjement
- SEC – Securities and Exchange Commission
- SEK – Svenske kroner
- SIF – Frekvens for alvorlige hendelser
- TPD – Teknologi, prosjekter & boring
- TRIF – Personskadefrekvensen per million arbeidstimer
- TSP – Leverandør av tekniske tjenester
- UCKS – Britisk kontinentalsokkel
- USA – Amerikas forente stater
- USD – Amerikanske dollar

Forkortelser av måleenheter, osv.

- bbl – fat
- mbbbl – tusen fat
- mmbbl – million fat
- boe – fat oljeekvivalenter
- fat oe – fat oljeekvivalenter
- foe – fat oljeekvivalenter
- mboe – tusen fat oljeekvivalenter
- mmboe – million fat oljeekvivalenter
- mmcf – million kubikkfat
- mmbtu – million british thermal unit
- bcf – milliard kubikkfat
- tcf – billion kubikkfat
- 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
- MW – Megawatt
- GW – Gigawatt
- TW – Terrawatt

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
- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 1 fat råolje

Tilleggsinformasjon

- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 159 standard kubikkmeter naturgass
- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 5 612 kubikkfot naturgass
- 1 fat oljeekvivalenter 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

- Evalueringsbrønn: en brønn som bores for å fastslå størrelsen på et funn
- 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
- Kondensat: de tyngre komponentene i naturgass, for eksempel pentan, heksan, iceptane, osv., som er flytende under atmosfærisk trykk – også kalt gasolin 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 Equinors prosentandel på et spesifikt felt. Bokført produksjon, på den andre siden, representerer Equinors andel av volumer fordelt 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 lav hydrogen/karbon-verdi, høyt innhold av asfalten, svovel, nitrogen og tungmetaller, samt høyere syreverdier
- Høy kvalitet: relatert til selektiv høsting av ressurser ved å ta det beste og etterlate resten. I forbindelse med utvinning og produksjon innebærer dette streng prioritering og sekvensering av boremaal
- Hydro: henvisning til olje- og energiaktivitetene i Norsk Hydro ASA, som fusjonerte med Ecuinor ASA
- IOR (økt oljeutvinning): faktiske tiltak som gir en høyere utvinningsfaktor fra et reservoar, sammenlignet med forventet verdi på et referansetidspunkt. IOR omfatter både tradisjonell og fremvoksende teknologi
- Væsker: betyr olje, kondensater og NGL
- LNG (kondensert naturgass): mager gass – primært metan – omdannet til flytende form ved nedkjøling til minus 163 grader celsius under atmosfærisk trykk
- LPG (kondensert petroleumsgass): består primært av propan og butan, som omdannes til væske under et trykk på seks til syv atmosfærer. LPG fraktes i spesialskip
- Midtstrøms: prosessering, lagring og transport av råolje, naturgass, naturgassvæsker og svovel
- Nafta: lettantennelig olje fremstilt ved tørrdestillasjon av petroleum
- Naturgass: petroleum som består primært av lette hydrokarboner. Kan inndeles i 1) mager gass, primært metan, men ofte med innhold av etan og mindre mengder tyngre hydrokarboner (salgsgass), og 2) våtgass, primært etan, propan og butan, samt mindre mengder tyngre hydrokarboner, delvis flytende under atmosfærisk trykk
- NGL (naturgassvæsker): lette hydrokarboner som primært består av etan, propan og butan, som er flytende under trykk ved normal temperatur
- Oljesand: en blanding av bitumen, vann, sand og leire som forekommer naturlig. En tungt viskøs råolje
- Verdikjeder for olje og gass: beskriver verdien som tilføres i hvert ledd, fra 1) leting, 2) utvikling, 3) produksjon, 4) transport og raffinering og 5) markedsføring og distribusjon
- Peer Group: Equinors peer group består av Equinor, Shell, ExxonMobil, OMV, ConocoPhillips, BP, Marathon, Chevron, Total, Repsol, Anadarko og Eni.
- 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 raffineringene våre, Mongstad og Kalundborg. Referansemarginen vil avvike fra den faktiske marginen på grunn av variasjoner i type råolje og annet råstoff, produksjon, produktutbytte, fraktkostnader, lager, osv.

- Riggår: et mål på antall riggekvalenter i drift i en gitt periode. Dette beregnes som antall dager riggene er i drift, delt på antall dager i perioden
- Oppstrøms: inkluderer leting etter potensielle olje- og gassfelt på land eller til sjøs, boring av letebrønner og drift av brønnene for å hente opp væsker eller naturgass til overflaten
- VOC (flyktige organiske stoffer): andre kjemiske forbindelser som har høyt nok damptrykk under normale betingelser til betydelig fordampning til jordens atmosfære (f.eks. gasser dannet under fylling og tømning av råolje)

5.7 Utsagn om fremtiden

Denne årsrapporten 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», «kunne», «estimere», «forvente», «ha til hensikt», «sannsynlig», «objektiv», «utsikter», «kan», «planlegge», «sette opp», «søke», «burde», «strategi», «vil» og lignende uttrykk for å identifisere fremtidsrettede utsagn. Alle uttalelser, utenom uttalelser om historisk fakta, inkludert blant annet utsagn om fremtidig finansiell stilling, driftsresultat og kontantstrøm; herunder plan om å øke ROACE til 12% i 2020; fremtidige finansielle forholdstall og informasjon; fremtidige finansielle eller operasjonell resultat; fremtidig markedsposisjon og markedsforhold; fremtidig kredittvurdering; fremtidige verdensøkonomiske trender og markedsforhold inkludert betydningen av handelsspenninger og framvoksende økonomier; fremtidig investering i nye energiløsninger; vår intensjon om å bli et bredt energiselskap, inkludert å være i forkant av overgangen til ny energi, framtidig utvikling og modning av porteføljen, forretningsstrategi og konkurranseposisjon; salgs-, handels- og markedsstrategier; forsknings- og utviklingstiltak og strategi; forventninger knyttet til produksjonsnivåer, produksjonsenhetskost, investeringer, leting og utvikling i forbindelse med våre siste transaksjoner og prosjekter i Brasil, Canada, Tyskland, Meksikogulfen, på norsk sokkel, Russland, Tyrkia, Storbritannia og USA; avtalen med SOCAR vedrørende oljefeltet Karabagh; redesign av MHPP; opplæring av måltall for ansatte; funn på norsk sokkel og internasjonalt; vårt strategiske samarbeid med Rosneft; gjennomføring og resultater av oppkjøp, salg og andre kontraktsmessige ordninger og leveringsforpliktelser; reserveinformasjon; utvinningsgrad og nivåer; fremtidige marginer; fremtidige nivåer eller utbygging av kapasitet, reserver eller ressurser; planlagte revisjonsstanser og annen vedlikeholdsaktivitet; planer for opphør og avvikling; olje- og gassproduksjonsprognoser og -rapportering; vekst i olje- og gassvolumer inkludert volumer løftet og solgt for å utligne bokførtproduksjon; vekst, forventninger og utvikling av produksjon, prosjekter, rørledninger eller ressurser; estimater knyttet til produksjons- og utviklingsnivå og datoer; operasjonelle forventninger, estimater, tidsplaner og kostnader; lete- og utviklingsaktiviteter, -planer og -forventninger; prognoser og forventninger knyttet til lisenser; forventninger knytte til leieavtaler; olje, gass, alternative drivstoff og energipriser og volatilitet; tilbud og etterspørsel; fornybar energiproduksjon, prosjekter, vårt karbonavtrykk og utslipp av karbondioksider; industriutsikter og karbonfangst og -lagring; inkludert planer for å redusere utslipp, øke energieffektiviteten og utvikle nye energiløsninger, prosesser relatert til menneskerettighetslover; organisasjonsstruktur og politikk; teknologisk innovasjon, gjennomføring, posisjon og forventninger; anslåtte driftskostnader eller besparelser; vår evne til å skape eller forbedre verdi; fremtidige finansieringskilder; forventninger knyttet til styrets sammensetning, lønn og bruk av resultatmodifikator; nivåer av mangfold; utgifter ved leting og prosjektutvikling; vårt mål om sikker og effektiv drift; effektiviteten av våre interne retningslinjer og planer; vår evne til å håndtere vår risikoeksponering; vårt likviditetsnivå og styring av likviditetsreserver; estimerte eller fremtidig ansvar, forpliktelser eller utgifter; forventet effekt av valuta- og rentesvingninger; forventninger knyttet til kontraktsmessige eller finansielle 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, lover (herunder skattelover); anslått virkning av rettslige krav mot oss; planer for kapitaldistribusjon, tilbakekjøp av aksjer og utbytte er fremtidsrettede uttalelser. Det bør ikke legges for stor vekt på disse fremtidsrettede uttalelsene. Det er mange årsaker til at de faktiske resultater kan avvike vesentlig fra det som er forventet i de fremtidsrettede uttalelsene, blant annet risikoene beskrevet ovenfor i «Risikooversikt», og i «Operasjonell oversikt», og andre steder i denne årsrapporten.

Disse fremtidsrettede uttalelsene er basert på nåværende oppfatninger om framtidige hendelser og er i sin natur gjenstand for betydelig risiko og usikkerhet, ettersom de omhandler hendelser og avhenger av forhold som vil inntre i fremtiden. Det finnes en rekke faktorer som kan forårsake at faktiske resultater og utvikling kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller underforstått av disse fremtidsrettede uttalelsene, inkludert nivåer av produktleveranse, etterspørsel og priser; kurs og rentesvingninger; den politiske og økonomiske politikken til Norge og andre oljeproduserende land; EU-direktiver; generelle økonomiske forhold; politisk og sosial stabilitet og økonomisk vekst i relevante områder av verden; usikkerhet i euro-sonen; 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 begynner seg på et avsideliggende 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; unnlattelse av å oppfylle våre etiske og sosiale standarder; manglende evne til å tiltrekke seg og beholde personell, og andre faktorer diskutert andre steder i denne rapporten.

Vi bruker visse begrep i dette dokumentet, slik som «ressurs» og «ressurser», som SEC reglene forbyr oss å bruke i årsrapporten som leveres til SEC. Vi ber amerikanske investorer om å vurdere nøye det som opplyses i vår «Form 20-F, SEC File No. 1-15200. Dette dokumentet er tilgjengelig på vår nettside, eller ved å ringe 1-800-SEC-0330 eller logge inn på www.sec.gov.

Selv om vi mener at de forventningene som reflekteres i de fremtidsrettede uttalelsene, er rimelige, kan vi ikke forsikre deg om at våre fremtidige resultater, aktivitetsnivå eller ytelse vil møte disse forventningene. Videre har verken vi eller noen annen person ansvar for nøyaktigheten og fullstendigheten av de fremtidsrettede uttalelsene. Med mindre vi er pålagt ved lov å oppdatere disse utsagnene, vil vi ikke nødvendigvis oppdatere noen av disse uttalelsene etter datoen for denne årsrapporten, enten for å få dem til å stemme overens med faktiske resultater eller med endringer i våre forventninger.

Foto

Side 1, Andreas Kleberg

Sider 3, 45, Roar Lindefjeld, Woldcam

Sider 4, 15, Einar Aslaksen

Sider 6, 8, 17, 27, 36, 37, 40, 43, Ole Jørgen Bratland

Side 26, Anette Westgård

Sider 33, 44, 93, 95, TRY

Side 42, Frode Vestland, Woldcam

Equinor ASA
Postboks 8500
4035 Stavanger
Norge
Telefon: 51 99 00 00

www.equinor.com