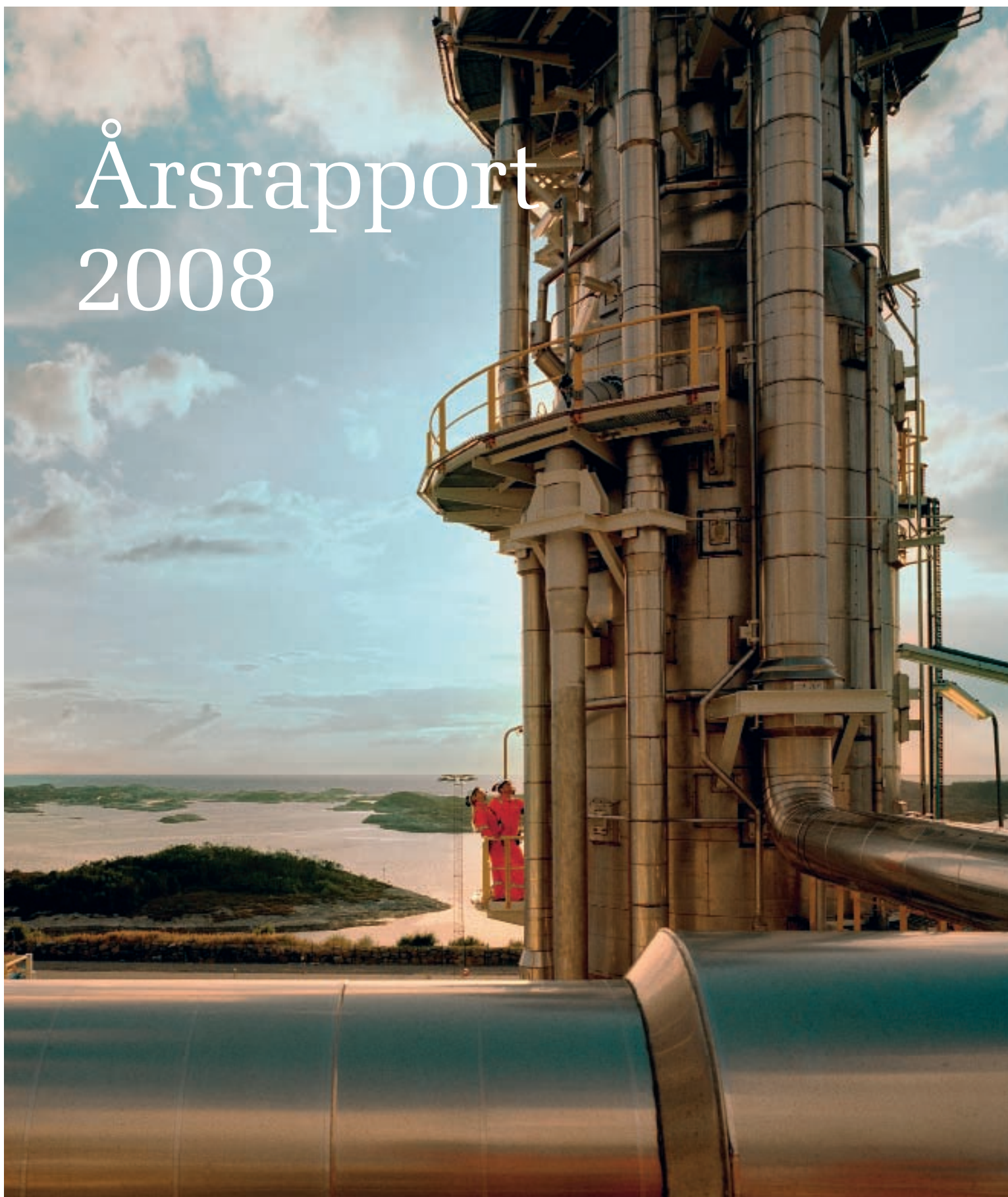


# Årsrapport 2008



**StatoilHydro**

# Årsrapport

Årsberetning	1
StatoilHydro-aksjen	1
Resultatanalyse	2
Vår virksomhet	4
Kontantstrømmer	5
Likviditet og kapitalforhold	6
Avkastning på sysselsatt kapital	7
Forskning og utvikling	7
Risiko	7
Utsikter for konsernet	8
Personal og organisasjon	9
Helse, miljø og sikkerhet	9
Miljø og klima	10
Samfunn	11
Utvikling i styret	12
Styret- og ledelsens erklæring	13
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	14
Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	14
Virksomhet	15
Selskapskapital og utbytte	16
Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående	17
Fri omsettelighet	18
Generalforsamling	18
Valgkomiteen	19
Bedriftsforsamling og styre: Sammensetning og uavhengighet	20
Styrets arbeid	21
Risikostyring og internkontroll	22
Godtgjørelse til styret	22
Godtgjørelse til ledende ansatte	23
Informasjon og kommunikasjon	24
Overtakelse	25
Revisor	26
Konsernregnskap	27
1 Selskapet og selskapsstruktur	33
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	33
3 Virksomhetssammenslutninger	43
4 Vesentlige oppkjøp og salg	44
5 Segmentinformasjon	45
6 Godtgjørelse	50
7 Andre kostnader	51
8 Finansposter	52
9 Skatter	53
10 Resultat per aksje	56
11 Varige driftsmidler	57
12 Immaterielle eiendeler	59
13 Investeringer i tilknyttede selskap	60
14 Langsiktige finansielle eiendeler	60
15 Varelager	62
16 Kundefordringer og andre fordringer	63
17 Kortsiktige finansielle investeringer	63
18 Betalingsmidler	64
19 Egenkapital	65
20 Langsiktige finansielle forpliktelser	68
21 Pensjonsordninger for ansatte	70
22 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	75
23 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	76
24 Kortsiktige finansielle forpliktelser	76
25 Leieavtaler	77
26 Andre forpliktelser	78
27 Nærstående parter	80
28 Finansiell risikostyring	81
29 Finansielle instrumenter per kategori	84
30 Finansielle instrumenter og sikringsaktiviteter	87
31 Fusjon med Hydro Petroleum	91
32 Hendelser etter regnskapsårets utgang	92
33 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)	92

<b>Selskapsregnskap for StatoilHydro ASA</b>	<b>103</b>
1 Selskapet	107
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	107
3 Lønnskostnader	111
4 Nedskrivning av eiendeler	116
5 Godtgjørelse til revisor	116
6 Betalingsmidler	117
7 Varelager	117
8 Investering i datterselskap og tilknyttede selskap	117
9 Finansielle eiendeler	118
10 Varige driftsmidler	119
11 Kundefordringer og andre fordringer	120
12 Finansposter	120
13 Skatter	121
14 Kortsiktig finansielle forpliktelser	122
15 Langsiktig finansielle forpliktelser	122
16 Finansielle instrumenter og derivater	123
17 Pensjonsordninger for ansatte	127
18 Avsetninger for nedstengning- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	132
19 Forsknings- og utviklingsutgifter	132
20 Leieavtaler	133
21 Andre forpliktelser	134
22 Nærstående parter	135
23 Egenkapital og aksjonærer	136
24 Aksjespareprogram	137
25 Organisasjons- og forretningsutvikling	138
26 Hendelser etter regnskapsårets utgang	138
<b>Revisjonsberetning</b>	<b>139</b>
<b>HMS-regnskap</b>	<b>140</b>
Resultatindikatorer for HMS	141
Miljødata	144

# Årsberetning

StatoilHydro leverte solid drift i 2008, kjennetegnet av rekordhøy egenproduksjon, betydelige økninger i ressursbasen fra leting og sterke regnskapsmessige resultater. Vi har dessuten tatt ut halvparten av synergiene som ble identifiserte i forbindelse med fusjonen.

Våre operasjonelle omgivelser har endret seg dramatisk i 2008. Relativt lave oljepriser kombinert med kostnader og investeringer på rekordnivå påvirker våre kontantstrømmer og inntjening. StatoilHydro er godt posisjonert til å komme gjennom den globale resesjonen fordi vi har en solid finansiell balanse og en robust og fleksibel portefølje. Vi må likefullt tilpasse oss nye økonomiske realiteter. Vi har konkrete planer som adresserer både oppsider og nedsider og er forberedt på å handle raskt i takt med endringer i betingelser. Vi ønsker å balansere behovet for å ivareta finansiell fleksibilitet og langsiktig vekst.

Nedgangstider presenterer oss også for mulige forbedringer. Vi tar sikte på å redusere egne kostnader og forbedre kvalitet og prosesser samt samarbeide med leverandører for å redusere industriens kostnader til et mer bærekraftig nivå. Den pågående integrasjonen og standardiseringen av operasjonelle aktiviteter er nøkkelområder på vår forbedringsagenda.

## Solid drift

StatoilHydro økte egenproduksjonen med 5% i 2008 til 1,925 millioner oljeekvivalenter per dag i 2008. Bokført produksjon økte med 2% til 1,751 millioner oljeekvivalenter per dag. Solid produksjon og høye priser bidro til et driftsresultat på 198,8 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 137,2 milliarder kroner i 2007.

StatoilHydro hadde et omfattende leteprogram i 2008. Av de til sammen 79 letebrønnene som ble ferdigstilt før 31. desember 2008, ble 40 boret utenfor norsk sokkel. Trettifem brønner førte til funn, hvorav åtte befant seg utenfor norsk sokkel. Ytterligere åtte brønner er blitt ferdigstilt siden 31. desember 2008. I 2008 ble det tilført 230 millioner fat oljeekvivalenter gjennom revisjoner, utvidelser og funn. Til sammen oppnådde selskapet en reserveerstatningsrate på 34% i 2008.

StatoilHydro opprettholdt et høyt aktivitetsnivå når det gjaldt å sette prosjekter i produksjon i 2008. Syv prosjekter på norsk sokkel og seks internasjonale prosjekter kom i produksjon i 2008, og 13 nye prosjekter ble godkjent for utbygging, hvorav fire utenfor Norge.

I løpet av 2008 fikk konsernet tilgang til 20 nye letelisenser i Mexicogolfen, Alaska, Brasil, Canada og på Færøyene. På norsk sokkel fikk vi tilgang til 12 nye lisenser, som operatør på ni og som partner i tre. I tillegg kjøpte konsernet en 15% andel i Goliat-feltet og en 10% andel i Ragnarrock-funnet på norsk sokkel. I henhold til en avtale med Chesapeake Energy Corporation kjøpte StatoilHydro en andel på 32,5% i et skifergassområde i Marcellus-formasjonen i USA. StatoilHydro fullførte også kjøpet av de gjenværende 50% og ble med det operatør av Peregrino-utbyggingen utenfor Brasil.

## StatoilHydro-aksjen

Styret foreslår for generalforsamlingen at det betales ut et ordinært utbytte på 4,40 kroner per aksje for 2008, i tillegg til 2,85 kroner per aksje i ekstraordinært utbytte, til sammen 23,1 milliarder kroner. Det ordinære utbyttet for 2007 var 4,20 kroner per aksje, i tillegg til 4,30 kroner per aksje i ekstraordinært utbytte, til sammen 27,1 milliarder kroner i 2007.

StatoilHydros aksjekursutvikling har reflektert endringene i økonomiske forhold gjennom året. Det ble satt ny rekord med 214,10 kroner per aksje den 22. mai 2008, mens aksjekursen endte opp med et fall fra 169,00 kroner ved slutten av 2007 til 113,90 kroner ved slutten av 2008.

# Resultatanalyse

## Konsernresultatregnskap

(i milliarder kroner)	2008	31. desember 2007	Endring
Inntekter			
Salgsinntekter	652,0	521,7	25%
Resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	1,3	0,6	111%
Andre inntekter	2,8	0,5	428%
Sum inntekter	656,0	522,8	25%
Kostnader			
Varekostnad	329,2	260,4	26%
Andre kostnader	59,3	60,3	-2%
Salgs- og administrasjonskostnader	11,0	14,2	-23%
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	43,0	39,4	9%
Undersøkelseskostnader	14,7	11,3	30%
Sum kostnader	457,2	385,6	19%
Resultat før finansposter og skattekostnad	198,8	137,2	45%
Netto finansposter	-18,4	9,6	-291%
Skattekostnad	-137,2	-102,2	-34%
Årets resultat	43,3	44,6	-3%

**Inntektene** utgjorde til sammen 656,0 milliarder kroner i 2008. Dette var 133,2 milliarder kroner mer enn i 2007. Mesteparten av **inntektene** kommer fra salg av løftet råolje, naturgass og foredlede produkter som er produsert og markedsført av StatoilHydro. Vi står også for salget av statens andel av olje fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens produksjon blir henholdsvis bokført som Varekostnader og Salgskostnader.

Fra 2007 til 2008 økte den realiserte oljeprisen med 29% målt i norske kroner. Økningen i oljeprisen bidro med 37,0 milliarder kroner til driftsinntektene, mens det samlede salget av gass bidro med 6,1 milliarder norske kroner og økningen i naturgassprisen bidro med 29,2 milliarder. Dette ble delvis oppveid av en nedgang i løftede oljevolumer på 9,0 milliarder kroner.

**Løftede oljevolumer** vil over tid samsvare med produserte volumer. Volumene kan imidlertid være høyere eller lavere enn produksjonen i gitt periode på grunn av driftsfaktorer som påvirker tidspunktet for når selskapet løfter oljen fra feltene. Bokførte volumer som er løftet danner grunnlaget for inntektsføring mens egenvolumene har en mer direkte innvirkning på driftskostnadene. Totale løftede oljevolumer gikk ned fra 1,081 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007 til 1,019 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008.

**Det samlede salget av naturgass** var på 45,2 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2008 og 42,0 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2007. Økningen på 8% fra 2007 til 2008 skyldtes hovedsakelig en økning i salget av bokført gass, men dette ble delvis oppveid av en netto nedgang i salg av tredjepartsvolumer. Økningen i salget av bokførte gassvolumer er hovedsakelig knyttet til høyere produksjon på norsk sokkel i tillegg til at 2008 er det første hele året med produksjon fra Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan.

**Andre inntekter** var 2,8 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 0,5 milliarder kroner i 2007. Inntektene i 2008 og 2007 var hovedsakelig knyttet til gevinst fra salg av eiendeler.

**Varekostnader** utgjorde 329,2 milliarder kroner i 2008 sammenlignet med 260,4 milliarder i 2007. Økningen fra 2007 til 2008 skyldtes hovedsakelig økte oljepriser målt i norske kroner.

**Driftskostnader** var 59,3 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 60,3 milliarder kroner i 2007. Nedgangen skyldtes hovedsakelig restruktureringskostnader i forbindelse med fusjonen i 2007 og ble bare delvis oppveid av økte kostnader i forbindelse med oppstart av nye felt, høyere aktivitet og kostnadsinflasjon i bransjen i 2008.

**Egenproduksjon av olje og gass** økte fra 1,839 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007 til 1,925 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008. Bokført produksjon av olje og gass økte fra 1,724 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007 til 1,751 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008.

**Produksjonskostnaden** per fat oljeekvivalenter av egenproduksjon for de to periodene var henholdsvis 33,50 og 41,40 kroner. Produksjonskostnaden per fat oljeekvivalenter har gått betydelig ned fra 2007 til 2008, hovedsakelig grunnet engangskostnader for restrukturering i forbindelse fusjonen mellom Statoil ASA og Hydro Petroleum i 2007, men ble delvis oppveid av oppstart av nye felt, økte vedlikeholdskostnader og kostnadsinflasjonen i bransjen generelt. Justert for restruktureringskostnader og andre kostnader forbundet med fusjonen bokført i fjerde kvartal av 2007 og gassinjeksjonskostnader, var produksjonskostnaden per fat oljeekvivalenter av egenproduksjonen 33,30 kroner i 2008. Til sammenligning var disse kostnadene 31,20 kroner per fat i 2007.

Våre **salgs- og administrasjonskostnader** beløp seg til 11,0 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 14,2 milliarder kroner i 2007. Nedgangen på 23% fra 2007 til 2008 skyldtes hovedsakelig restruktureringskostnadene i forbindelse med fusjonen i 2007 og ble bare delvis oppveid av økte kostnader i forbindelse med høyere aktivitet og kostnadsinflasjon i bransjen i 2008.

**Av- og nedskrivninger** inkluderer nedskrivning av forringede varige driftsmidler. Disse kostnadene utgjorde 43,0 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 39,4 milliarder kroner i 2007.

Økningen på 9% i av- og nedskrivningskostnadene i 2008 i forhold til 2007 skyldtes nedskrivning for verdifall etter fradrag for reverseringer av nedskrivninger på 2,3 milliarder kroner, som for det meste gjaldt Mexicogolfen, og en økning i produksjonen.

**Leteutgiftene** blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene vurderes å føre til kommersielle funn, eller i påvente av en slik vurdering. Hvis ikke, blir de kostnadsført. Letekostnaden består av den kostnadsførte delen av leteutgiftene for 2008 og nedskrivning av leteutgiftene balanseført i tidligere år. Letekostnaden var 14,7 milliarder kroner i 2008 og 11,3 milliarder i 2007.

Økningen i leteutgifter fra 2007 til 2008 på 30% skyldtes hovedsakelig et høyere antall borede brønner, generelt mer kostbare brønner, høyere kostnader til vurdering av felt og avgrensning av oljesandprosjektet i Canada.

I 2008 ble totalt 79 lete- og avgrensningsbrønner og ni leteforlengelser fullført, 39 på norsk sokkel og 40 internasjonalt. Trettifem lete- og avgrensningsbrønner og seks leteforlengelser er bekreftede funn.

**Driftsresultatet** ble 198,8 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 137,2 milliarder kroner i 2007. Økningen på 45% fra 2007 til 2008 skyldtes hovedsakelig høyere realisererte priser både på olje og naturgass, målt i kroner, og ble bare delvis oppveid av økte driftskostnader forårsaket av et høyere aktivitetsnivå og at nye, dyrere felt kom i produksjon.

**Netto finansposter** i 2008 utgjorde et tap på 18,4 milliarder kroner, sammenlignet med en gevinst på 9,6 milliarder i 2007.

Den negative endringen på 28,0 milliarder kroner fra 2007 til 2008 kan i all hovedsak tilskrives et valutatap på 32,6 milliarder kroner som skyldtes at den norske kronen svekket seg 29% mot amerikanske dollar, sammenlignet med en gevinst på 10 milliarder kroner i 2007, da den norske kronen styrket seg mot amerikanske dollar. Den negative virkningen av valutatapene ble delvis oppveid av økningen i renteinntekter og andre finansposter på 9,9 milliarder kroner og en nedgang på 4,7 milliarder kroner i renter og andre finanskostnader.

I 2008 var **inntektsskatten** på 137,2 milliarder kroner, som tilsvarer en skattesats på 76,0%, sammenlignet med 102,2 milliarder kroner (69,6%) i 2007.

Den økte skattesatsen i 2008 skyldtes hovedsakelig nettotapet i finansposter som beskattes med en lavere skattesats enn gjennomsnittlig sats. I tillegg ble skattesatsen økt av den utsatte skattekostnaden som skyldtes valutaeffekter i visse konsernforetak som skal beskattes i en annen valuta enn funksjonell valuta. Dette ble delvis oppveid av skattevirkningen av at en forholdsmessig høyere driftsinntekt ble beskattet etter en sats som var lavere enn gjennomsnittlig skattesats.

**Årets resultat** var på 43,3 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 44,6 milliarder i 2007. Nedgangen skyldtes hovedsakelig økte driftskostnader, som delvis ble oppveid av høyere priser på både olje og gass, målt i norske kroner.

Styret foreslår for generalforsamlingen at det betales ut et **ordinært utbytte** på 4,40 kroner per aksje for 2008, i tillegg til 2,85 kroner per aksje i ekstraordinært utbytte, noe som til sammen utgjør 23,1 milliarder kroner. Det gjenværende årsresultatet i morselskapet vil allokere til fond for vurderingsforskjeller og annen egenkapital med henholdsvis 18,6 milliarder kroner og minus 1,1 milliarder kroner. Selskapets frie egenkapital utgjør etter disponeringer 97,1 milliarder kroner.

Styret bekrefter i samsvar med regnskapslovens § 3-3 at årsregnskapet er utarbeidet på grunnlag av forutsetningen om **fortsatt drift**.

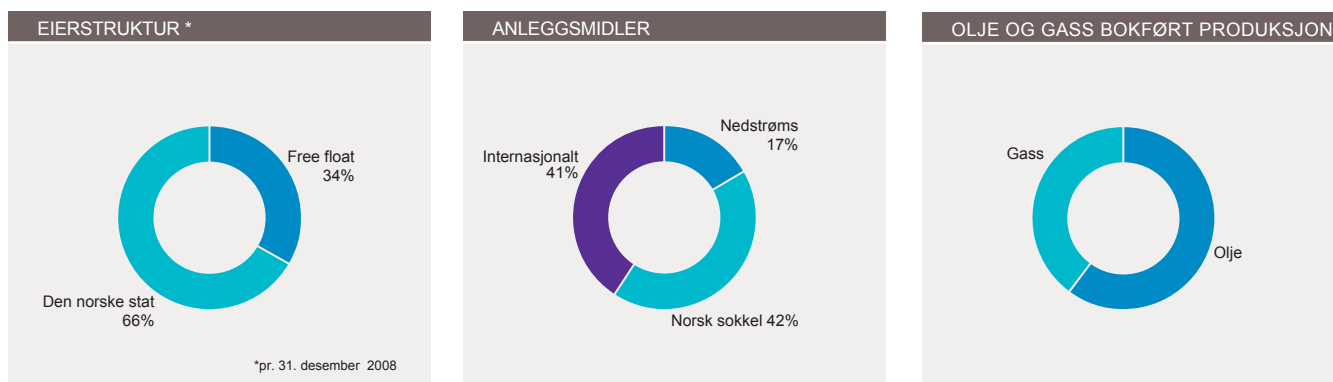


## Vår virksomhet

StatoilHydro er et integrert internasjonalt olje- og gasselskap som i hovedsak fokuserer på oppstrøms olje og gass. Forretningsadressen er i Stavanger og konsernet har virksomhet i 42 land over hele verden.

StatoilHydro er den ledende operatøren på norsk kontinentalsokkel, og opplever sterk vekst i internasjonal produksjon.

StatoilHydro ASA er et allmennaksjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt Lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). De største kontorene ligger i Stavanger, Bergen og Oslo, og konsernet hadde per 31. desember 2008 cirka 29.500 ansatte.



Samlet egenproduksjon av olje og gass var i gjennomsnitt 1.925 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008, og per 31. desember 2008 utgjorde våre sikre reserver 2074 millioner fat olje og 537,8 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, noe som tilsvarer samlede sikre reserver på 5584 millioner fat oljeekvivalenter.

StatoilHydro er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet. Vi har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering og driver om lag 2300 bensinstasjoner i Skandinavia, Polen, Baltikum og Russland.

StatoilHydro bidrar til utvikling av nye energiresurser, har aktiviteter på området vindkraft og biodrivstoff, og har en ledende posisjon når det gjelder å ta i bruk teknologi for fangst og lagring av CO<sub>2</sub> (CCS).

I arbeidet med å utvikle vår internasjonale virksomhet vil vi utnytte vår kjernekompetanse på dyptvannsprosjekter, tungolje, værharde omgivelser og håndtering av gassverdikjeder for å utnytte nye muligheter og gjennomføre kvalitetsprosjekter.

Følgende er en presentasjon av konsernets forretnings- og funksjonsområder:

Undersøkelse og produksjon Norge er ansvarlig for selskapets letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel. Strategien er å sikre en trygg, effektiv og pålitelig drift og å utnytte ressurspotensialet på sokkelen fullt ut. Forretningsområdet hadde per årsslutt 2008 7964 ansatte.

Internasjonal undersøkelse og produksjon har ansvaret for letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet utenfor norsk sokkel. Forretningsområdet forventes å levere brorparten av StatoilHydro's fremtidige produksjonsvekst, og hadde 1567 ansatte per 31. desember 2008.

Forretningsområdet Naturgass har ansvaret for StatoilHydro's transport, prosessering og markedsføring av gass via rørledning og flytende naturgass over hele verden, inkludert utvikling av ytterligere prosesserings-, transport- og lagringskapasitet. Forretningsområdet hadde 1274 ansatte per 31. desember 2008.

Foredling og markedsføring har ansvaret for foredling og salg av konsernets produksjon av råolje og flytende naturgass (NGL), raffinerte produkter og detaljvirksomhet. Forretningsområdet markedsfører og selger også statens produksjon av olje og NGL. Forretningsområdet hadde 12.604 ansatte per årsslutt 2008.

Teknologi og ny energi har ansvaret for utvikling av teknologi og fornybar energi som kan bidra til internasjonal forretningsuksess og hadde 2494 ansatte per 31. desember 2008.

Prosjekter har ansvaret for å planlegge og gjennomføre alle større utbyggings- og modifikasjonsprosjekter med en ramme på mer enn 50 millioner kroner, samt for å bidra til sikker og effektiv drift i prosjektfasen. Funksjonsområdet hadde 1029 ansatte per 31. desember 2008.



## Kontantstrømmer

### Kontantstrøm fra driften

Vår viktigste kontantstrømkilde består av midler generert fra driften. Kontantstrøm fra driften var 102,5 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 93,9 milliarder kroner i 2007. Økningen på 8,6 milliarder kroner skyldtes økt kontantstrøm fra underliggende drift på 44,1 milliarder kroner og kontantstrøm fra øvrige langsiktige poster relatert til driften på 5,9 milliarder kroner. Økningen ble delvis motvirket av en økning i betalte skatter på 37,2 milliarder kroner og negativ kontantstrøm fra endringer i arbeidskapital på 4,3 milliarder kroner.

### Kontantstrøm benyttet til investeringer

Kontantstrøm benyttet til investeringer var 85,8 milliarder kroner i 2008, sammenlignet med 75,1 milliarder i 2007. Økningen på 10,7 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig 13,1 milliarder i betalinger i forbindelse med nylige oppkjøp, 3,6 milliarder kroner i økte investeringer i andre immaterielle eiendeler og en økning på 2,3 milliarder kroner i balanseførte leteutgifter. Dette ble delvis motvirket av 5,3 milliarder kroner i lavere investeringer i varige driftsmidler og 4,3 milliarder kroner i økte inntekter fra salg av eiendeler.

Omlag 50% av investeringene i 2008 er investeringer i felt som forventes å bidra til en økning i olje- og gassproduksjonen, mens cirka 35% er knyttet til investeringer i felt som allerede er i produksjon. De resterende 15% er forbundet med investeringer innenfor konsernets øvrige aktiviteter.

### Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter i 2008 utgjorde 17,0 milliarder kroner, sammenlignet med 7,9 milliarder kroner i 2007. Økningen på 9,1 milliarder kroner var hovedsakelig tilknyttet en nedgang i fisjonsbalansen med Norsk Hydro på 18,7 milliarder kroner, samt økte utbyttebetalinger på 1,4 milliarder. Effektene ble delvis oppveid av økt finansiell gjeld på 10,5 milliarder kroner i 2008, hovedsakelig relatert til sikkerhetsstillelser og sertifikater.



# Likviditet og kapitalforhold

## Likviditet

Vår årlige kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er meget avhengig av prisen på olje og gass og samlet produksjonsvolum og er bare i liten grad preget av sesongvariasjoner og vedlikeholdsstanser. Endringer i prisen på olje og gass, som er utenfor vår kontroll, vil forårsake endringer i kontantstrømmen. StatoilHydro vil anvende tilgjengelig likviditet til å finansiere skattebetalingene til den norske stat (1. februar, 1. april, 1. juni, 1. oktober og 1. desember hvert år), samt eventuelle utbyttebetalinger og investeringer. Vårt investeringsprogram er spredt over året. Det kan oppstå et gap mellom midler generert fra drift og midler som er nødvendige til finansiering av investeringer, som vil bli finansiert med kortsiktige og langsiktige lån.

Det er vår intensjon å holde forholdstall knyttet til netto gjeld på nivåer som er forenlige med vår målsetting om å opprettholde konsernets langsiktige kreditt-rating innenfor A-kategorien. Konsernet foretar i den forbindelse ulike risikovurderinger der noen av disse samsvarer med metodene som Moody's og S&P bruker, så som fri kontantstrøm fra drift dividert med netto gjeld og netto gjeldsgrad.

Moody's langsiktige klassifisering av StatoilHydro er Aa2. Vår langsiktige kredittklassifisering fra Standard & Poor's ble oppgradert til AA- i august 2007, som gjenspeiler at staten er hovedeier. Det nåværende ratingnivået er stabilt fra begge selskaper.

Per 31. desember 2008 hadde StatoilHydro likvide midler på 28,4 milliarder kroner, inkludert 18,6 milliarder kroner i betalingsmidler og 9,7 milliarder kroner i kortsiktige investeringer (både norske og internasjonale kapitalmarkedsinvesteringer). Økningen på 6,8 milliarder kroner i likvide midler i 2008 skyldtes hovedsakelig større kontantinnstrømminger fra økte inntekter i 2008 sammenlignet med 2007, delvis oppveidet av høyere investeringer i 2008 sammenlignet med 2007. Den gjennomsnittlige oljeprisen steg fra 72 dollar (423 kroner) per fat i 2007 til 97 dollar (548 kroner) per fat i 2008.

Vårt generelle mål er å holde likviditetsreserver i form av betalingsmidler samt kommitterte, ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte våre kortsiktige kapitalbehov. StatoilHydro innhenter langsiktig kapital når konsernet, ut fra forretningsvirksomheten og kontantstrømmer, anser at det har behov for slik finansiering. Det forutsettes at markedsforholdene vurderes som gunstige.

Per 31. desember 2008 hadde konsernet tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på 2,0 milliarder dollar som inneholder en «swingline»-opsjon på 500 millioner dollar. Denne fasiliteten ble etablert i 2004 og er tilgjengelig for utnyttelse frem til desember 2011, etter utøvelsen av en opsjon på forlengelse i 2006. Ved utgangen av 2008 var kredittfasiliteten ubenyttet.

Tatt StatoilHydro's likviditetsreserver, kreditt-rating og tilgang til lånemarkeder i betraktning, anser vi at konsernet er godt posisjonert til å utføre den planlagte langsiktige opplåningen i første halvår 2009. Konsernet har i mars 2009 som en del av denne planen utnyttet det oppdaterte EMTN programmet ved å trekke opp et 22 årlig obligasjonslån på 800 millioner pund, et 12 årlig obligasjonslån på 1,2 milliarder euro, og et obligasjonslån med seks års løpetid på 1,3 milliarder euro.

## Brutto rentebærende gjeld

Brutto rentebærende gjeld var 75,3 milliarder ved utgangen av 2008, sammenlignet med 50,5 milliarder ved utgangen av 2007. Økningen på 24,8 milliarder skyldtes hovedsakelig en økning i langsiktig gjeld på 10,2 milliarder grunnet svekking av den norske kronen i forhold til amerikanske dollar (1,59 kroner). I tillegg økte sikkerhetsstillelser fra finansielle motparter og sertifikater med henholdsvis 7,3 milliarder og 3,0 milliarder i 2008.

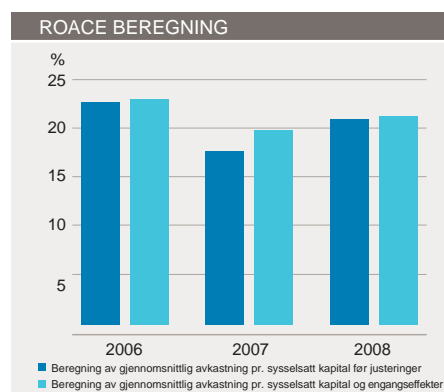
*Netto rentebærende gjeld* utgjorde 46,0 milliarder kroner per 31. desember 2008, sammenlignet med 25,5 milliarder kroner per 31. desember 2007. Økningen var hovedsakelig knyttet til en økning i brutto gjeld, delvis oppveid av en økning i betalingsmidler og kortsiktige investeringer på 6,8 milliarder kroner.

StatoilHydro's lånebehov dekkes hovedsakelig ved korte og langsiktige låneutstedelser i kapitalmarkedet, inkludert utnyttelse av et USD "Commercial Paper"-program og et "Euro Medium Term Note" (EMTN)-program (grensene for programmene er henholdsvis 4 milliarder US-dollar og 6 milliarder US-dollar), og gjennom utnyttelse av kommitterte kredittfasiliteter og kredittlinjer. Etter effekten av valutabytteavtaler er lånene våre 100% i amerikanske dollar.

StatoilHydro's *finansieringsstrategi* tar i betraktning kapitalkilder, løpetidsprofil for langsiktig gjeld, styring av renterisiko, valutarisiko og forvaltning av likvide midler. Konsernets langsiktige gjeld er i forskjellige valutaer og byttet i amerikanske dollar, siden størstedelen av vår netto kontantstrøm er i dollar. I tillegg benytter vi rentederivater, som hovedsakelig består av rentebytteavtaler, for å styre risikoen knyttet til renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje.

Netto langsiktig gjeld utgjorde til sammen 2,6 milliarder kroner i 2008 og 1,7 milliarder kroner i 2007. Tilbakebetaling av langsiktig gjeld utgjorde 2,9 milliarder kroner per 31. desember 2008, sammenlignet med 2,9 milliarder kroner per 31. desember 2007.

## Avkastning på sysselsatt kapital



StatoilHydro benytter ROACE for å måle avkastningen på sysselsatt kapital uavhengig av hvordan finansieringen fordeler seg på egenkapital og gjeld. ROACE var 21,3% i 2008, sammenlignet med 17,9% i 2007. Økningen i forhold til fjoråret skyldes hovedsakelig høyere priser både på olje og naturgass og en økning i solgte naturgassvolumer, og ble delvis motvirket av høyere gjennomsnittlig sysselsatt kapital.

## Forskning og utvikling

I tillegg til teknologisk utvikling innen hvert enkelt felt eller prosjekt, utføres en betydelig andel av StatoilHydro's forskning ved sentre for forskning og teknologiutvikling i Trondheim, Bergen, Porsgrunn og i Calgary i Canada. Slik forskning og utvikling gjennomføres i nært samarbeid med universiteter, forskningsinstitusjoner, andre operatører på sokkelen og leverandører til oljeindustrien. Utgifter til forskning og utvikling utgjorde NOK 2,2 milliarder i 2008.

Konsernets teknologistrategi er drevet av de mest sentrale forretningsmessige utfordringene selskapet står overfor, og tar sikte på å bygge opp enda sterkere posisjoner i bransjen. Teknologi er viktig for å oppnå dette, og vil gi betydelige bidrag i forbindelse med utvikling av dypvannsfelt i umodne områder (for eksempel Mexicogolfen og Brasil) og i arktiske strøk, tungoljeproduksjon, letevirksomhet i subsalt-områder og miljø- og klimaspørsmål. Ambisjonen er å oppnå et særpreg og en posisjon som bransjeleder innenfor utvalgte teknologityper, og å fortsette å være konkurransedyktige på flere kjernekompetanseområder og nye teknologityper langs verdikjeden for energiforsyning, så som vindkraft til havs og bærekraftig biodrivstoff.

Videre vil økt oljeutvinning (IOR) og bedre bore- og brønnløsninger være viktig for å skape vekst i virksomheten vår. StatoilHydro har oppnådd noen av petroleumindustriens høyeste utvinningsgrader på norsk sokkel ved å kombinere vitenskapelig og teknisk kompetanse og modig bruk av ny teknologi. Vi har til hensikt å videreutvikle den viktigste teknologien for å oppnå videre ambisjoner om økt oljeutvinning på norsk sokkel og internasjonalt. Bore- og brønnteologi har en nøkkelrolle når det gjelder å øke produksjonen og sikre regelmessige leveranser, og gjennom å anvende slik teknologi vil vi oppnå økt arbeidstempo, redusert dødtid og bedre brønnslyt samtidig som vi forbedrer sikkerheten i driften.

Industri knyttet til fornybar energi fortsetter å vokse og drives av ambisjonen om å øke tilskuddet av bærekraftig energi til den totale energiforsyningen. Selv om produksjonen fra fornybare kilder foreløpig er beskeden i de fleste land, er vindkraft, solenergi og biobrensel i ferd med å utvikle seg til viktige industrier. StatoilHydro bygger gradvis opp sin posisjon i segmentet for både vindkraft og biobrensel.

## Risiko

Resultatene våre påvirkes i stor grad av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi mottar i norske kroner for produktene vi selger. Disse faktorene omfatter spesielt prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen på US-dollar, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass, tilgjengelige petroleumsreserver og vår egen og våre partners kompetanse og samarbeid når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i vår portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

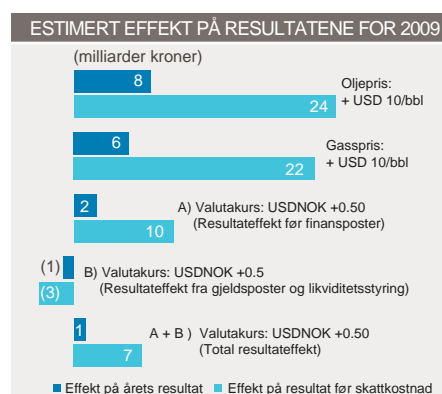
Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, deriblant mulige tiltak fra myndighetene i de land vi har virksomhet i, eller mulige fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) som påvirker prisnivå og volum, raffineringsmarginer, økte kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, økt konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og de-regulering av markedet for naturgass, som kan føre til betydelige endringer i den eksisterende markedsstrukturen og det generelle prisnivået, i tillegg til stabiliteten i prisene.

Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass og valutakursen NOK/USD for 2008, 2007 og 2006.

Årlig gjennomsnitt	2008	2007	2006
Råolje (USD per råolje fat)	91,0	70,5	63,2
Naturgass (KR per kubikkmeter) <sup>1)</sup>	2,4	1,66	1,94
Raffinerings margin (USD per fat) <sup>2)</sup>	8,2	7,5	7,1
USD valuta rate	5,63	5,86	6,42

<sup>1)</sup> Fra norsk sokkel

<sup>2)</sup> Raffinerings margin



Illustrasjonene viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktspriser og valutakursen USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater for 2009 dersom de vedvarer et helt år.

Forventet sensitivitet for hver av faktorene i forhold til våre økonomiske resultater er beregnet under forutsetning av at alle andre faktorer forblir uendret. Forventet effekt på de økonomiske resultatene vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i StatoilHydro's konsernregnskap, fordi konsernregnskapet også ville gjenspeilet effekten på avskrivninger, handelsmarginer, letetekstnader, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet og virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

Våre aktiviteter innenfor strategisk risikostyring av olje- og gasspriser skal bidra til å sikre vår langsiktige strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde økonomisk handlefrihet og kontantstrømmer. Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig angitt i eller drevet av US-

dollar, mens våre driftskostnader og skattebetalinger for en stor del påløper i norske kroner. Vi styrer denne eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i US-dollar og ved å foreta valutasikring. Dette er en del av vårt totale risikostyringsprogram. Vi styrer også valutarisiko for å dekke behov for annen valuta enn US-dollar. Vår renterisiko styres ved hjelp av rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på fastsatte mål for rentebindingstiden på vår samlede låneportefølje.

## Utsikter for konsernet

**Forventet egenproduksjonen** på 1,95 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009 og 2,2 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2012. Estimater for 2009 tar ikke hensyn til mulige negative konsekvenser av OPEC-kvoter. Guidingen for 2012 gjenspeiler effekten av våre nye overtakelser av skifer gass i USA og av 50% av Peregrino-utbyggingen.

**Vedlikeholdsaktiviteten** forventes å få liten innvirkning på egenproduksjonen i første kvartal 2009.

**Samlede investeringer for 2009, eksklusive oppkjøp**, forventes å beløpe seg til ca. 13,5 milliarder US-dollar. Om lag 50% av de prognostiserte investeringene i 2009 er i felt som forventes å bidra til en økning i olje- og gassproduksjonen, om lag en tredel er relatert til investeringer i felt som allerede er i produksjon, og resten er forbundet med andre aktiviteter.

**Enhetsproduksjonskostnaden** for egenvolumer er anslått til 33 til 36 kroner per fat i perioden fra 2009 til 2012, når vi ser bort fra drivstoff og gass til injeksjon. For 2009 forventes enhetsproduksjonskostnaden midlertidig å befinne seg i den øvre delen av dette kostnadsspenet.

StatoilHydro's ambisjon er å levere en konkurransedyktig **avkastning på sysselsatt kapital** sammenliknet med våre konkurrenter.

Leteboring er vårt fremste verktøy for å oppnå vekst. Vi vil fortsette å forbedre vår store leteportefølje, og vi forventer å opprettholde en høy **leteaktivitet** i 2009, om enn noe lavere enn i 2008. Vi forventer å fullføre mellom 65 og 70 lete- og avgrensingsbrønner i 2009. Vi har allerede sikret oss rigger til mesteparten av leteboringen i 2009 og i en viss utstrekning også for påfølgende år. Leteaktiviteten forventes å beløpe seg til ca. 2,7 milliarder US-dollar i 2009.

Året 2008 var en periode preget av svært høy **volatilitet i markedene for produkter, våtgass og råolje**. Mens prisene på naturgass holdt seg høye i Europa falt prisen på råolje og NGL betraktelig i tredje og fjerde kvartal 2008. Vi forventer at råolje- og NGL-prisene vil holde seg relativt lave og at prisene fortsatt vil være volatile, i hvert fall på kort sikt.

**Prisutviklingen for naturgass** på kort sikt er høyst uvisst som følge av finanskrisen. Naturgassmarkedet påvirkes også av utviklingen i kraftmarkedet sett under ett og i industrisegmentet, der gass konkurrerer med kull- og fyringsolje produkter, som begge har falt betraktelig i pris. I tiden framover vil verdien av naturgass i kraftsegmentet i stadig større grad være avhengig av konkurransen med kull, fornybar energi og atomkraft. Klimapolitikk og -lovgivning vil også være viktige faktorer for prisfastsettelsen for gass. I det amerikanske naturgassmarkedet forventer vi at prisene på kort sikt vil bli negativt påvirket av økt LNG-produksjon og redusert energietterspørsel.

**På lang sikt** har vi fortsatt et positivt syn på gass som energikilde. Produksjonen av gass internt i EU er ventet å gå ned, mens etterspørselen på lang sikt ventes å øke, spesielt på grunn av at naturgass har lavere karbonutslipp enn olje og kull. I USA tror vi at satsingen vår på skifergass i Marcellus-formasjonen, i kombinasjon med produksjonen i Mexicogolfen og re-gassifiseringskapasiteten for LNG ved Cove Point-terminalen, vil gi grunnlag for en styrking av vår posisjon i det amerikanske markedet i årene som kommer.

Disse utsagnene om fremtiden reflekterer nåværende syn på framtidige forhold og er, naturlig nok, utsatt for vesentlig risiko og usikkerhet fordi de er knyttet til hendelser og er avhengig av omstendigheter som vil finne sted i fremtiden.

## Personal og organisasjon

I StatoilHydro er måten vi skaper resultater på like viktig som de resultatene vi skaper. Vi skal skape verdier for våre eiere basert på et klart prestasjonsbasert rammeverk som defineres av våre verdier og prinsipper for HMS, etikk og ledelse.

Vår ambisjon er å være et globalt konkurransedyktig selskap. Vi har som mål å skape et stimulerende arbeidsmiljø og gi våre medarbeidere gode muligheter til faglig og personlig utvikling.

Dette vil vi oppnå gjennom en sterk, verdibasert prestasjonskultur, tydelige lederprinsipper og et effektivt styringssystem. Både eierstyring og selskapsledelse, verdiene, ledelsesmodellen, driftsmodellen og konsernets retningslinjer er beskrevet i StatoilHydro-boken, som er gjort tilgjengelig på norsk og engelsk for alle ansatte.

Hvilke konsekvenser de globale økonomiske urolighetene vil ha for ansatte i StatoilHydro og for arbeidsmarkedet innen oljeindustrien, er fremdeles ikke fullt synlige. Vi planlegger for vekst og har behov for å både vedlikeholde og videreutvikle selskapets kjernekompetanser. Den økonomiske uroen medfører muligheter i markedet for nye talenter, men oppmuntrer også til å forbedre effektiviteten og å bemanne organisasjonen slik at armslag til å manøvrere bevares. Hovedfokusområdene innenfor personal og organisasjoner å konsolidere organisasjonen. Dette vil vi oppnå gjennom ferdigstillelse av integrasjonsprosessen, målrettet rekruttering, riktig bemanning og ved å etterleve den strategiske målsettingen om å være en verdibasert og prestasjonsdrevet organisasjon.

Vi arbeider for mangfold blant våre ansatte. Betydningen av mangfold er uttrykkelig uttalt i våre verdier og etiske retningslinjer. Vi har som mål å skape samme muligheter for alle og tolererer ikke noen form for diskriminering eller trakassering på arbeidsplassen. I desember 2008 utgjorde kvinner 37% av arbeidsstyrken og 40% av styremedlemmene. Kvinneandelen blant lederne er 27%, og blant ledere under 45 år er andelen 35%. Videre er kvinner relativt godt representert innenfor tekniske disipliner. I 2008 var kvinneandelen blant overingeniører 25%, og blant overingeniører med inntil 20 års erfaring var kvinneandelen 28%. Andelen faglærte kvinner i 2008 var 18%.

Vi arbeider systematisk med rekrutterings- og utviklingsprogrammer for å øke antallet kvinner i mannsdominerte stillinger og fagområder. Belønningssystemet i StatoilHydro er kjønnsnøytralt, noe som betyr at menn og kvinner med samme stilling, samme erfaring og samme resultater vil være på samme lønnsnivå. Men på grunn av forskjeller i de ulike stillingstypene og antall år med yrkeserfaring mellom kvinner og menn, kan det være noe lønnsforskjell når man sammenligner det generelle lønnsnivået for kvinner og menn.

På tvers av fagområder tjener kvinnelige faglærte 93 % av hva deres mannlige kolleger tjener. Det er ingen vesentlige forskjeller i lønnen til kvinnelige og mannlige ingeniører.

Ansatte i StatoilHydro kommer fra hele verden, 83 land er representert. Per desember 2008 var 6% av alle ansatte ved StatoilHydro's kontorer i Norge, av utenlandsk opprinnelse. Dette representerte en økning på 2%-poeng fra januar 2007.

## Helse, miljø og sikkerhet

Sikker og effektiv drift er vår høyeste prioritet, siden ulykker utgjør en betydelig trussel mot våre ansatte og vår virksomhet. Null skader på mennesker er vår overordnede målsetting, og vi tror at alle ulykker kan unngås. Vi har opplevd flere tilbakeslag på dette området, men vi har som målsetting å bedre forstå de mekanismer som forårsaker risiko slik at vi kan unngå alvorlige ulykker som kan skade ansatte, virksomheten eller omgivelsene.

Vi arbeider systematisk for å forstå og redusere risikofaktorer som er kritiske for trygg og pålitelig drift, og kontinuerlige forbedringer for å oppnå bedre sikkerhetsresultater har høy oppmerksomhet i alle våre virksomheter.

For å nå målet om bedre sikkerhetsresultater, har vi planer om å fortsette med Kollegaprogrammet og implementere ytterligere opplæring i styring og etterlevelse av våre sikkerhetsstandarter. Vi skal fokusere på å overvåke teknisk integritet, sikkerhetskritisk vedlikehold, risikostyring og etterlevelse av prosedyrer.

StatoilHydro var involvert i to dødsulykker i 2008. En person druknet under en kanotur i forbindelse med en team-samling. Den andre ulykken skjedde da en fortøyningsline røk og traff en av mannskapet ombord på fartøyet *Inter-service*. En beklagelig hendelse på Stafjord A

plattformen i mai 2008 resulterte i at mellom 50 og 70 kubikkmeter olje ble sluppet ut i havet. I etterkant har StatoilHydro innført en rekke ulike initiativ for å ta lærdom av de feil som ble begått og for å hindre at lignende hendelser ikke skjer i fremtiden.

Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) økte fra 2007 (2,1) til 2008 (2,2) og er nå på samme nivå som i 2006 (2,2).

StatoilHydro arbeider systematisk med å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. Vi har en tett oppfølging av de fysiske, kjemiske, organisatoriske og psykososiale arbeidsmiljøforholdene. Vi har etablert et system for å følge opp grupper og enkeltpersoner som er utsatt for risiko i sitt arbeidsmiljø. Det legges særlig vekt på kjemisk helsefare, og det er utarbeidet handlingsplaner for de enkelte forretningsområdene.

Sykefraværet i StatoilHydro har ligget stabilt på 3,5% de siste tre årene, men økte i 2008 til 3,7%. Det er fortsatt lavt sammenlignet med lignende bransjer og følges nøye opp av ledere på alle nivåer. Det gjennomsnittlige sykefraværet i Norge i tredje kvartal 2008 var til sammenligning på 6,9%.

StatoilHydro ble idømt en bot på 2 millioner kroner i 2008 for en ulykke som inntraff 26. april 2005 på Oseberg B, der en borearbeider ble alvorlig skadet. StatoilHydro har også godtatt mindre bøter for brudd på reglementet på servicestasjoner.

## Miljø og klima

Gjennom vår klimapolitikk er vi fortsatt opptatt av å bidra til bærekraftig utvikling. Vi erkjenner at det er en forbindelse mellom bruken av fossilt brensel og menneskeskapte klimaendringer, og vår klimapolitikk tar hensyn til behovet for å bekjempe globale klimaendringer på en proaktiv måte i tillegg til å øke innsatsen innen fornybar og ren teknologi.

Vårt miljøstyringssystem er en integrerende del av det overordnede styringssystemet, og er sertifisert i henhold til ISO 140001 for styring av miljø. Det er vår politikk at alle operasjoner skal være i overensstemmelse med ISO 14001. Vårt miljøstyringssystem tar sikte på å identifisere de viktigste miljøaspektene ved hver enkelt operasjon og setter mål for forbedring.

Vi overvåker utslippene våre kontinuerlig og flere modifikasjonsprosjekt for ytterligere å kunne oppnå reduksjoner, er under gjennomføring. Vi har etablert konserndekkende prinsipper for oljevernberedskap i tilknytning til selskapets virksomhet og en omfattende FoU-portefølje med sikte på å tilpasse oljevernberedskapen til arktiske områder er også gjennomført.

De konsernomfattende miljøindikatorne rapporteres årlig på konsernnivå, med unntak av oljeutslipp, som også rapporteres hvert kvartal. Miljøindikatorne oljeutslipp, utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, energiforbruk og gjenvinningsraten for ikke-farlig avfall, rapporteres for StatoilHydro-opererte aktiviteter.

StatoilHydro arbeider aktivt med å motvirke klima endringer og begrense vår virksomhets påvirkning på miljøet. Det nåværende utslipp av CO<sub>2</sub> per tonn olje og gass produsert fra StatoilHydro-opererte felt tilsvarer 39% av gjennomsnittet for resten av olje- og gassindustrien. Mengden uhellsutslipp ble redusert fra 4.989 kubikkmeter i 2007 til 342 kubikkmeter i 2008. Utslippene av karbondioksid i 2008 har vært som forventet og om lag på samme nivå som i 2007. Utslippene av karbondioksid gikk ned fra 14,6 millioner tonn i 2007 til 14,4 millioner tonn i 2008. Utslippene av nitrogenoksid har gått ned fra 49.400 tonn i 2007 til 46.700 tonn i 2008. Energiforbruket har gått ned fra 69,8 TWh i 2007 til 69,6 TWh i 2008. Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall har gått ned fra 41% i 2007 til 29% i 2008.

Det å være en pioner på utvikling og iverksetting av ny teknologi er utfordrende.

I løpet av 2008 har LNG-anlegget som er tilknyttet Snøhvit-feltet kommet i ordinær drift. Tidlig i 2008 var faklingen fra anlegget nokså betydelig, men i løpet av første halvår av 2008 ble prosedyrene justert og utslippene har blitt redusert til mindre enn 0,5% av utslippene ved oppstarten. I forbindelse med oppstarten av det siste modulet i produksjonskjeden, opplevde vi igjen utslippsforstyrrelser men disse problemene er i løpet av høsten redusert betydelig. Vi forventer at produksjonsregulariteten vil øke for alle deler av anlegget og at utslipp i forbindelse med fakling vil reduseres til et minimum.

StatoilHydro har vedtatt en klimapolitikk for konsernet som fastsetter retningslinjer for hvordan utfordringen med global oppvarming skal håndteres og vår ambisjon om å opprettholde vår posisjon som bransjeleder når det gjelder bærekraftig utvikling. Klimapolitikken skal ligge til grunn for all forretningsplanlegging og strategiutvikling.

StatoilHydro holder kontinuerlig fokus på energieffektivisering på våre installasjoner. Krav om energieffektivitet er inntatt i styrende dokumenter.

## Samfunn

Tilgang til og utbygging og produksjon av olje- og gassressurser er avhengig av vår evne til å etablere varige og gjensidige forbindelser med viktige interessenter i de samfunnene vi opererer i. Disse interessentene er myndigheter, lokalsamfunn, samarbeidspartnere, kontraktører og leverandører, ansatte, kunder og investorer. Det er StatoilHydro's grunnleggende ansvar å skape verdier både for våre aksjonærer og de øvrige interessentene. Dette er ikke bare et etisk forhold, men også helt nødvendig for å kunne drive en forsvarlig og lønnsom virksomhet i komplekse omgivelser på lang sikt.

Vi har forpliktet oss til bærekraftig utvikling med utgangspunkt i vår kjernevirksomhet i de landene vi arbeider i, ved å:

- foreta valg basert på hvordan de virker inn på våre interesser og på interessene til våre vertssamfunn,
- sikre åpenhet, antikorrupsjon og respekt for menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder, og
- skape positive ringvirkninger og lokalt innhold fra vår kjernevirksomhet for å støtte utviklingsambisjonene til våre vertsland.

I 2008 har integritet og menneskerettigheter i vår virksomhet stått øverst på dagsordenen. Hovedfokuset har vært å styrke vår evne til å styre og redusere integritets- og menneskerettighetsrelaterte risikoer i vår virksomhet. For å oppnå dette har vi innført strengere krav og prosesser for bakgrunnsjekk for å vurdere og håndtere risiko knyttet til våre forretningsforbindelser. I tråd med våre etiske retningslinjer innfaset vi et program for opplæring i og bevisstgjøring om etikk for ansatte fra 37 land, som særlig rettet seg mot toppledelsen, anskaffelsespersonell og andre som regelmessig er i kontakt med tredjeparter.

Konsulentavtaler fra Hydros tidligere virksomhet i Libya inneholder forhold som kan være problematiske i forhold til norsk og amerikansk korrupsjonslovgivning. Den eksterne granskingen av Hydro Olje og Energis internasjonale virksomhet ble fullført i oktober 2008 og resultatet ble oversendt til Økokrim og amerikanske myndigheter, samt til Libyiske myndigheter. For selskapet er forholdet til vårt verdigrunnlag, vårt etiske regelverk og våre ledelses- prinsipper fundamentale, og av hensyn til selskapets integritet må saken fra vår side vurderes i det perspektiv. Sprik mellom ord og handling i håndteringen av slike situasjoner vil kunne svekke verdigrunnlagets legitimitet, og representere en økt risiko for selskapet.

I tråd med forslagene til FNs spesialrepresentant for næringsliv og menneskerettigheter, har vi revidert våre prosedyrer for klarering av integritet i forhold til menneskerettigheter.

I 2008 fortsatte vi å støtte lokal utvikling i landene vi har virksomhet i. Vi betalte til sammen 172,4 milliarder kroner i skatt til myndighetene, en økning fra 132,0 milliarder kroner året før. Direkte og indirekte skatter betalt utenfor Norge beløp seg til 38,1 milliarder kroner i 2008. Våre anskaffelser fra lokale leverandører i land utenfor OECD økte til 3,1 milliarder kroner, sammenlignet med 2,5 milliarder kroner i 2007. Vi investerte i kapasitets- og kompetansebygging for både lokale ansatte og i lokalsamfunnene, i tillegg til investeringer i oppgradering og utvikling av lokal bedriftskompetanse, blant annet i Algerie, Brasil, Russland og Venezuela.



## Utvikling i styret

Svein Rennemo tiltrådte som styreleder 1. april 2008 og ble da også medlem av styrets kompensasjonsutvalg. Styret har hatt 13 møter i 2008 med 97% møtedeltagelse. I september 2008 besøkte styret Canada og fokuserte på tekniske, kommersielle, regulatoriske og HMS spørsmål knyttet til selskapets oljesandsvirksomhet i Canada. Styrets revisjonsutvalg har hatt åtte møter i 2008 med 97% møtedeltagelse og styrets kompensasjonsutvalg har hatt seks møter i 2008 med 98% møtedeltagelse.

Stavanger, 17. mars 2008


I STYRET FOR STATOILHYDRO ASA



SVEIN RENNEMO  
LEDER



MARIT ARNSTAD  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



CLAUS CLAUSEN



ROY FRANKLIN



KURT ANKER NIELSEN



ELISABETH GRIEG



GRACE REKSTEN SKAUGEN



MORTEN SVAAN



HELGE LUND  
KONSERNSJEF

## Styret- og ledelsens erklæring

Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans, har i dag behandlet og godkjent årsberetningen og årsregnskapet for StatoilHydro ASA, konsern og morselskap, per 31. desember 2008.

Etter vår beste overbevisning, bekrefter vi at:

- årsregnskapet for StatoilHydro konsern er utarbeidet i samsvar med IFRSer og IFRICs godkjent av EU, IFRSer utstedt av IASB samt supplerende norske opplysningskrav som følger av regnskapsloven, og at
- årsregnskapet for morselskapet StatoilHydro ASA er utarbeidet i samsvar med regnskapsloven og norske regnskapsstandarder, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet er i samsvar med regnskapslovens krav og norsk regnskapstandard nr 16, og at
- opplysningene som er presentert i årsregnskapene gir et rettviseende bilde av konsernets og morselskapets eiendeler, gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet per 31. desember 2008, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet gir en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet, den finansielle stillingen, de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet og morselskapet står overfor.

Stavanger, 17. mars 2008


I STYRET FOR STATOILHYDRO ASA



SVEIN RENNEMO  
LEDER



MARIT ARNSTAD  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



CLAUS CLAUSEN



ROY FRANKLIN



KURT ANKER NIELSEN



ELISABETH GRIEG



GRACE REKSTEN SKAUGEN



MORTEN SVAAN



ELDAR SÆTRE  
KONSERNDIREKTØR  
FOR ØKONOMI OG FINANS



HELGE LUND  
KONSERNSJEF

# Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

StatoilHydro har som formål å sikre langsiktig verdiskaping for aksjonærene gjennom å drive undersøkelse, utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter.

Vi mener den beste måten å nå denne målsetningen på er å sikre en høy standard i styringen av selskapet og dyrke en verdibasert kultur som verdsetter strenge etiske krav, respekt for mennesker og miljø og selskapets integritet.

Vi mener at eierstyring og selskapsledelse innebærer mer enn bare en øvelse i etterlevelse, og at det er en forbindelse mellom eierstyring og selskapsledelse av høy kvalitet og det å skape verdi for aksjonærene.

## Følgende prinsipper gjelder for vår tilnærming til eierstyring og selskapsledelse:

- Alle aksjonærer skal behandles likt
- StatoilHydro skal sørge for at alle aksjonærer har tilgang til oppdatert, pålitelig og relevant informasjon om selskapets virksomhet
- StatoilHydro skal ha et styre som er selvstendig og uavhengig av konsernets ledelse. Styret legger vekt på at det ikke foreligger interessekonflikter mellom eiere, styret og selskapets administrasjon
- Styret i StatoilHydro baserer sitt arbeid på de til enhver tid gjeldende prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse

Som styreleder er jeg fullt klar over hvor viktig god eierstyring og selskapsledelse er, og at det er en oppgave som skiller seg fra den daglige driften av selskapet.

Styrets arbeid er basert på at det eksisterer en tydelig definert ansvars- og rollefordeling mellom aksjonærene, styret og den daglige ledelsen i StatoilHydro. Styret fører tilsyn med eierstyringen av selskapet, mens den daglige ledelsen er delegert til konsernsjefen.

Grunnlaget for våre retningslinjer for eierstyring og selskapsledelse er norsk regelverk og praksis. Vi tar likevel rådende internasjonale standarder for beste praksis med i vurderingen når vi fastsetter og iverksetter selskapets retningslinjer. Videre er vårt system for eierstyring og selskapsledelse utformet for å sikre at vi driver vår virksomhet innenfor et klart og effektivt rammeverk som rommer mer enn etterlevelse av lover og regler og setter aksjonærenes interesser først.

Eierstyring og selskapsledelse er en oppgave betrodd styret av våre eiere. Den har et klart mål - å sikre at selskapets formål søkes oppnådd og at aksjonærenes interesser fremmes på en effektiv måte.

Svein Rennemo  
Styreleder

## Godkjenningsbevis (Statement of Compliance):

Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse utgis av Norsk utvalg for eierstyring og selskapsledelse, sist revidert 4. desember 2007. Anbefalingen er basert på selskaps-, regnskaps-, børs- og verdipapirlovgivningen og inneholder bestemmelser og retningslinjer som delvis er en videreføring av eksisterende lovgivning og delvis dekker områder som ikke omfattes av lovgivningen.

Anbefalingen omfatter 15 hovedtemaer, med ett kapittel for hvert tema. Anbefalingene er uthevet i *kursiv* i hvert av avsnittene under.

## Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

- *Styret skal påse at selskapet har god eierstyring og selskapsledelse.*
- *Styret skal gi en samlet redegjørelse for selskapets eierstyring og selskapsledelse i årsrapporten. Redegjørelsen skal omfatte hvert enkelt punkt i anbefalingen. Dersom denne anbefalingen ikke er fulgt, skal det forklares.*
- *Styret bør klargjøre selskapets verdigrunnlag og i samsvar med dette utforme etiske retningslinjer.*

StatoilHydros styre stiller seg bak Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse. Følgende redegjørelse skisserer vårt system for eierstyring og selskapsledelse og beskriver hvordan vi følger anbefalingen. Konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov og StatoilHydros primærnotering på Oslo Børs. Konsernet er også registrert hos det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission) og notert på New York Stock Exchange (NYSE).

Konsernets styre foretar årlige gjennomganger og drøftinger av StatoilHydros eierstyring og selskapsledelse. Styret mener at StatoilHydro har fulgt anbefalingen i løpet av året som ble avsluttet 31. desember 2008.

Vi erkjenner at internett er blitt det kommunikasjonsmiddelet som foretrekkes blant de fleste av våre investorer, og det medfører at stadig mer av vår samhandling skjer via elektroniske kanaler. Alle retningslinjene i anbefalingen er dekket i den trykte versjonen av vår årsrapport.

Nettversjonen av årsrapporten gir våre aksjonærer og interessenter anledning til å utforske eventuelle emner av særlig interesse nærmere og gjør det lettere å finne fram til relatert dokumentasjon. Vi mener derfor at nettversjonen av redegjørelsen for eierstyring og selskapsledelse tjener våre aksjonærers interesser bedre enn den trykte versjonen.

### **Etiske retningslinjer**

Sammen med våre verdier danner de etiske retningslinjene grunnlaget og rammene for selskapets prestasjonskultur og styringssystem.

Vår evne til å skape verdier er avhengig av en høy etisk standard, og vi arbeider målrettet for at StatoilHydro skal være kjent for det. Vi ser på etikk som en integrert del av vår forretningsvirksomhet. Konsernet krever at alle som opptre på våre vegne holder en høy etisk standard, og vil opprettholde en åpen dialog om etiske spørsmål både internt og eksternt.

StatoilHydros etiske retningslinjer beskriver kravene som gjelder for vår forretningspraksis.

Målgruppen er alle ansatte og medlemmer av styret i StatoilHydro og konsernets datterselskaper. De etiske retningslinjene er tilgjengelige på våre nettsider.

Vi forventer også at våre samarbeidspartnere har etiske standarder som er forenlige med våre.

StatoilHydro har en egen etikklinje som kan brukes av ansatte eller andre som ønsker å uttrykke bekymring eller be om råd i forhold til juridisk og etisk framferd i StatoilHydros forretningsvirksomhet.

## **Virksomhet**

- *Selskapets virksomhet bør tydeliggjøres i vedtektene.*
- *Innenfor rammen av vedtektene bør selskapet ha klare mål og strategier for sin virksomhet.*
- *Vedtektenes formålsparagraf og hovedstrategier bør framgå av årsrapporten.*

StatoilHydros formål er definert i selskapets vedtekter. "Formålet med vår virksomhet er å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter, samt annen virksomhet, enten på egen hånd eller i samarbeid med andre selskaper."

Mål og strategier for StatoilHydro utarbeides både på selskapsnivå og for hvert forretningsområde. Vår strategi er å skape størst mulig verdi som et oppstrømsfokuset, teknologibasert energiselskap. Strategien kan oppsummeres slik:

- Maksimere langsiktig verdiskaping på norsk sokkel
- Bygge opp lønnsom internasjonal vekst
- Utvikle lønnsomme posisjoner midt- og nedstrøms
- Skape en plattform for ny energi

På kort sikt vil vi i hovedsak fokusere på kostnadsstyring og å levere i henhold til våre produksjonsmål. Dette innebærer en effektiv drift med tung satsing på HMS. På lengre sikt vil vi satse på å utvikle dagens prosjektportefølje med fokus på kvalitet og konkurransedyktige kostnader for å skape lønnsom vekst.

## Selskapskapital og utbytte

- *Selskapet bør ha en egenkapital som er tilpasset mål, strategi og risikoprofil.*
- *Styret bør utarbeide en klar og forutsigbar utbyttepolitikk som grunnlag for de utbytteforslag som fremmes for generalforsamlingen. Utbyttepolitikken bør gjøres kjent.*
- *Styrefullmakt til å foreta kapitalforhøyelse bør begrenses til definerte formål og bør ikke gis for et tidsrom lengre enn fram til neste ordinære generalforsamling. Tilsvarende gjelder styrefullmakter til kjøp av egne aksjer.*

### Egenkapitalutvidelse

Styret har for tiden ikke fullmakt til å foreta aksjeemisjoner.

Dersom vi utsteder nye aksjer, herunder bonusaksjer, må våre vedtekter endres, noe som krever to tredjedels flertall. I henhold til norsk lov har våre aksjonærer fortrinnsrett til å tegne nye aksjer som utstedes av oss. Fortrinnsretten til å tegne aksjer ved en emisjon kan oppheves av et vedtak i generalforsamlingen som fattes med samme prosentandel som kreves ved endring av vedtektene. Generalforsamlingen kan, med en stemmegivning som beskrevet over, gi styret fullmakt til å utstede nye aksjer og oppheve fortrinnsretten til aksjonærene i forbindelse med slike emisjoner. En slik fullmakt kan gjelde for maksimalt to år, og den nominelle verdien på aksjene som skal utstedes kan ikke overstige 50% av den nominelle aksjekapitalen på det tidspunktet fullmakten ble gitt.

### Rett til innløsning og kjøp av egne aksjer

Våre vedtekter gir ikke tillatelse til innløsning av aksjer. Selv om slik tillatelse ikke er gitt, kan en innløsning av aksjer likevel vedtas av generalforsamlingen med to tredjedels flertall under visse vilkår. Innløsningen av aksjer vil for alle praktiske formål være betinget av en godkjenning fra alle aksjonærer som vil få sine aksjer innløst.

Et norsk selskap kan erverve egne aksjer dersom det på generalforsamlingen er gitt godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Den samlede nominelle verdien på egne aksjer som selskapet har ervervet, må ikke overstige 10% av selskapets aksjekapital, og egne aksjer kan bare erverves dersom selskapets frie egenkapital, i henhold til sist vedtatte balanse, er høyere enn vederlaget som skal betales for aksjene. Fullmakten fra generalforsamlingen kan ikke gis for en periode utover 18 måneder.

Siden 2004 har StatoilHydro hatt et aksjespareprogram for sine ansatte. Formålet med programmet er å styrke bedriftskulturen og oppmuntre til lojalitet ved at ansatte blir deleiere i selskapet. Ansatte kan investere inntil 5% av grunnlønnen i aksjer gjennom regelmessig lønnstrekk. Etter en bindingstid på to kalenderår blir det tildelt en ekstra aksje for hver kjøpte aksje. Aksjer som overføres til ansatte, kjøpes av selskapet i markedet.

For å oppmuntre til deltakelse i aksjespareprogrammet gir StatoilHydro et bidrag til de ansatte på 20 prosent av sparebeløpet, maksimalt 1.500 kroner per ansatt per år. Dette beløpet er skattefritt. Aksjespareprogrammet er i tråd med norsk skattelovgivning. Vilårene for selskapsbidrag kan variere mellom deltakende enheter i konsernet.

Styret bestemmer hvordan kjøpet av StatoilHydro-aksjer skal skje. Aksjer ervervet i henhold til denne fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoilkonsernet som ledd i selskapets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste og høyeste beløp som kan betales per aksje, er henholdsvis 50 og 500 kroner. Innenfor disse grensene kan styret selv bestemme når aksjer skal kjøpes. Kjøpene følger imidlertid en plan som fastsettes for ett år om gangen. Fullmakten ble fornyet 20. mai 2008 og gjelder til neste generalforsamling.

Den nominelle verdien på hver aksje er 2,50 kroner. Fullmakten dekker tilbakekjøp av aksjer i forbindelse med konsernets aksjespareprogram til en maksimal samlet nominell verdi på 15 millioner kroner, dvs. tilbakekjøp av maksimalt seks millioner aksjer.

Per 31. desember 2008 eier Statoil 3.781.209 aksjer som er reservert for aksjespareprogrammet.

### Egenkapital

Per 31. desember 2008 var konsernets egenkapital 214 milliarder kroner, dvs. 37% av konsernets samlede eiendeler. Styret anser dette som tilfredsstillende gitt selskapets behov for soliditet i forhold til uttalte mål, strategi og risikoprofil.

### Utbyttepolitikk

Vår utbyttepolitikk gjenspeiler vår intensjon om å gi våre aksjonærer en gevinst, gjennom utbetaling av kontantutbytte og tilbakekjøp av aksjer, som tilsvarer et beløp i størrelsesorden 45-50% av årsresultatet, i henhold til IFRS. Vår ambisjon er å øke det ordinære utbyttet per aksje, målt i norske kroner. I det enkelte år kan imidlertid summen av kontantutbytte og tilbakekjøp av aksjer være høyere eller lavere enn 45-50% av årsresultatet, avhengig av selskapets vurdering av forventet kontantstrømutvikling, investeringsplaner, finansieringsbehov og hensiktsmessig økonomisk fleksibilitet.

Tilbakekjøp av aksjer er en integrert del av vår utbyttepolitikk. I perioden 2008-2009 har styret ikke bedt generalforsamlingen i StatoilHydro om fullmakt til å kjøpe tilbake StatoilHydro-aksjer i markedet for etterfølgende sletting. I 2007 ga generalforsamlingen i Statoil styret fullmakt til å kjøpe Statoil-aksjer i markedet for etterfølgende sletting. Denne fullmakten var gyldig til 20. mai 2008. StatoilHydro benyttet seg ikke av denne fullmakten i 2007 eller 2008.

## Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående

- *Selskapet bør ha kun én aksjeklasse.*
- *Dersom eksisterende aksjeeieres fortrinnsrett ved kapitalforhøyelser fravikes, skal det begrunnes.*
- *Selskapets transaksjoner i egne aksjer bør foretas på børs eller på annen måte til børskurs. Dersom det er begrenset likviditet i aksjen, bør kravet til likebehandling vurderes ivarettatt på andre måter.*
- *Ved ikke uvesentlige transaksjoner mellom selskapet og aksjeeier, styremedlem, ledende ansatte eller nærstående av disse, bør styret sørge for at det foreligger en verdivurdering fra en uavhengig tredjepart. Dette gjelder ikke når generalforsamlingen skal behandle saken etter reglene i allmennaksjeloven. Uavhengig verdivurdering bør foreligge også ved transaksjoner mellom selskaper i samme konsern der det er minoritetsaksjonærer.*
- *Selskapet bør ha retningslinjer som sikrer at styremedlemmer og ledende ansatte melder fra til styret hvis de direkte eller indirekte har en vesentlig interesse i en avtale som inngås av selskapet.*

StatoilHydro har én aksjeklasse, og hver aksje gir én stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i forhold til stemmerett. Tilbakekjøp av egne aksjer til etterfølgende sletting, eller som benyttes i aksjespareprogrammet for egne ansatte, gjennomføres via Oslo Børs.

Selskapets etiske retningslinjer omfatter regler for å unngå interessekonflikt og fastslår at enhver som handler på StatoilHydros vegne, skal opptre upartisk i alle forretningsanliggender.

### Den norske stat som majoritetseier

Den norske stat er største aksjonær i StatoilHydro. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Den 18. juni 2001 ble Statoil delvis privatisert og børsnotert, da det ble et allmennaksjeselskap. Før sammenslåingen med Hydros olje- og gassvirksomhet eide den norske stat 70,9% av aksjene i Statoil. I henhold til avtalt vekslingskurs som var en del av fusjonen mellom Statoil ASA og Norsk Hydro ASAs olje- og gassvirksomhet, var den norske stats eierandel i konsernet 62,5%, eller 1.992.959.739 aksjer, per 1. oktober 2007. I henhold til et Stortingsvedtak fra 2001 vedrørende statens eierandel på minst to tredjedeler i Statoil, uttrykte myndighetene at de over tid har til hensikt å øke statens eierandel i StatoilHydro til 67%. I 2008 økte myndighetene statens eierandeler i StatoilHydro ved å kjøpe aksjer i markedet. Per 31. desember 2008 var statens eierandel i StatoilHydro 66,42%.

Den norske stat stiller seg bak prinsippene i "Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse"s og har uttrykt en forventning om at selskaper hvor staten har en eierinteresse, følger anbefalingen.

Statens egne prinsipper for eierstyring og selskapsledelse retter seg mot forvaltningen av statens eierinteresser i selskaper hvor de er aksjonær. Det legges til grunn at statens eierskap er organisert slik at statens ulike roller skilles på en ryddig måte. Prinsippene presenteres i Statens eierberetning og på nettsiden <http://www.eierberetningen.nhd.no/>.

Prinsippet om å sikre likeverdighet mellom ulike aksjonærgruppers rettigheter står sentralt i statens egne retningslinjer. I selskaper der staten er aksjonær sammen med andre, ønsker staten å opptre med samme rettigheter og plikter som enhver annen aksjonær, og ikke opptre slik at andre aksjonærers rettigheter eller økonomiske interesser påvirkes negativt. I tillegg til prinsippet om likebehandling av aksjonærer, legges det også vekt på åpenhet knyttet til statens eierskap og at generalforsamlingen skal benyttes som beslutningsarena.

Annen kontakt mellom staten som eier og ledelsen av selskapene foregår på linje med hva som gjelder for andre institusjonelle investorer. I alle saker hvor staten opptre i egenskap av å være aksjonær, er dialogen med selskapet basert på informasjon som er tilgjengelig for alle aksjonærer. Vi legger stor vekt på å sikre at målene og intensjonene for all interaksjon mellom staten og StatoilHydro er klart definert, og krever at det er et klart skille mellom de ulike rollene staten innehar.

Som majoritetsaksjonær har staten utpekt ett medlem av StatoilHydros valgkomité.

Staten har ingen egne styremedlemmer i StatoilHydro, men forutsetter at alle styremedlemmene skal søke å ivareta selskapets og aksjonærenes felles interesser.

### Avsetning av statens olje og gass

I henhold til selskapets vedtekter er det StatoilHydros oppgave å avsette statens olje og naturgass sammen med selskapets egen.

Den norske stat har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i StatoilHydro og egne olje- og gassinteresser. Denne er nedfelt i en eierinstruks som pålegger StatoilHydro i sin virksomhet på norsk sokkel å legge vekt på disse samlede eierinteressene ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen.

Statsaksjeselskapet Petoro AS ivaretar de forretningmessige forhold knyttet til den norske stats direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.



## Fri omsettelighet

StatoilHydros notering er på Oslo Børs. Våre amerikanske depotbevis (American Depository Shares - ADR) omsettes på New York Stock Exchange. Hver StatoilHydro ADR representerer retten til å motta en ordinær aksje.

Aksjene er fritt omsettelige.

- *Aksjer i børsnoterte selskaper skal i prinsippet være fritt omsettelige. Det bør derfor ikke vedtektsfestes noen form for omsetningsbegrensninger.*

## Generalforsamling

*Styret bør legge til rette for at flest mulig aksjeeiere kan utøve sine rettigheter ved å delta i selskapets generalforsamling, og at generalforsamlingen blir en effektiv møteplass for aksjeeiere og styret, blant annet ved å påse at:*

- *innkalling og saksdokumenter til generalforsamlingen, inkludert valgkomiteens innstilling, er tilgjengelige på selskapets hjemmeside senest 21 dager før generalforsamlingen avholdes og sendes aksjeeierne senest to uker før generalforsamlingen avholdes*
- *saksdokumentene skal være utførlige nok til at aksjeeierne kan ta stilling til alle saker som skal behandles*
- *påmeldingsfristen settes så nær møtet som mulig*
- *aksjeeiere som ikke selv kan delta, kan stemme ved bruk av fullmakt*
- *styret, valgkomiteen og revisor er til stede i generalforsamlingen*
- *sørge for at det foreligger rutiner som sikrer uavhengig møteledelse i generalforsamlingen*

*Innkallingen til generalforsamling bør informere om de prosedyrer aksjeeierne må følge for å kunne delta og avgi stemme på generalforsamlingen. Innkallingen bør også angi:*

- *prosedyren for å møte ved fullmektig, herunder for bruk av fullmaktsskjema*
- *aksjeeieres rett til å sette frem forslag til vedtak i saker som generalforsamlingen skal behandle*
- *den internettsiden der innkallingen og andre saksdokumenter vil være tilgjengelige*

*Selskapet bør, så snart som mulig, gjøre tilgjengelig på sin hjemmeside:*

- *aksjeeieres rett til å få saker behandlet på generalforsamlingen*
- *forslag til vedtak, alternativt merknader til de sakene der det ikke foreslås noe vedtak*
- *fullmaktsskjema*

*Styret og den som leder møtet bør legge til rette for at generalforsamlingen får mulighet til å stemme på hver enkelt av kandidatene til verv i selskapets organer.*

Generalforsamlingen er selskapets øverste styrende organ med ett eneste mål - å sikre aksjonærdemokrati.

I henhold til StatoilHydros vedtekter og norsk allmennaksjelov skal generalforsamlingen:

- Velge representanter for aksjonærene til bedriftsforsamlingen
- Velge medlemmer til valgkomiteen
- Velge ekstern revisor og fastsette revisors godtgjørelse
- Godkjenne årsberetningen i henhold til norske krav, regnskapet og utbyttet som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen
- Behandle eventuelle andre saker som er satt opp på sakslisten i møteinnkallingen

I henhold til selskapets vedtekter må generalforsamlingen avholdes innen utgangen av juni hvert år. Generalforsamling for 2008 avholdes 19. mai 2009.

Innkalling til generalforsamlingen og saksdokumenter offentliggjøres på StatoilHydros hjemmeside sammen med årsrapporten minst 21 dager før møtet og sendes også i posten til alle aksjonærer med kjent adresse. Dokumentasjon fra avholdte generalforsamlinger er tilgjengelig på våre nettsider.

I 2008 kunngjorde Benedicte Schilbred Fasmer og Erlend Grimstad at de ville trekke seg fra bedriftsforsamlingen. På grunn av kort varsel fikk ikke valgkomiteen anledning til å foreta en grundig evaluering av nye kandidater før innkallingen til generalforsamlingen måtte sendes ut. Valgkomiteens innstilling, inkludert bakgrunnsinformasjon om de foreslåtte kandidatene, ble derfor offentliggjort separat i forkant av generalforsamlingen.

Alle aksjonærer 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. Dersom innkallingen allerede er sendt ut, må det sendes ut ny innkalling senest to uker før generalforsamlingen skal avholdes.

Alle aksjonærer som er registrert i Verdipapirsentralen (VPS) vil motta invitasjon til generalforsamlingen. De har rett til å legge fram forslag og stemme, personlig eller ved fullmakt. Påmeldingsfristen er fire dager før generalforsamlingen.

Gitt det store antallet aksjonærer og deres geografiske spredning vil det være begrenset hvor mange som har mulighet til å delta på generalforsamlingen ved personlig frammøte. StatoilHydro tilbyr derfor sine aksjonærer å følge generalforsamlingen via webcast. Generalforsamlingen avholdes på norsk og simultanoversettes til engelsk.

StatoilHydro har til hensikt å innføre elektronisk stemmegivning på sine generalforsamlinger så snart norsk lovgivning åpner for dette.

Alle de ordinære aksjene har lik stemmerett på generalforsamlingen. Dersom ikke annet er bestemt, kan beslutninger som aksjonærene er berettiget til å ta i henhold til norsk lov eller våre vedtekter, fattes med enkelt flertall av de avgitte stemmene. I forbindelse med valg blir de personer som får flest avgitte stemmer, valgt. Imidlertid må det ved visse beslutninger gis godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Dette gjelder beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i våre vedtekter eller fullmakt til å øke eller redusere aksjekapitalen.

Bedriftsforsamlingens leder er normalt møteleder på generalforsamlingen. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder tilhører en av fraksjonene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet til sakene som behandles.

#### **Ekstraordinær generalforsamling**

I henhold til norsk lov kan bedriftsforsamlingen, bedriftsforsamlingens leder, revisor eller aksjeeiere som representerer minst fem prosent av aksjekapitalen, be om at det avholdes ekstraordinær generalforsamling for å få behandlet en bestemt sak. Styret skal sørge for at generalforsamlingen holdes innen én måned etter at kravet er framsatt.

## **Valgkomiteen**

- *Selskapet bør ha en valgkomité, generalforsamlingen bør velge komiteens leder og medlemmer, og bør fastsette dens godtgjørelse.*
- *Valgkomité bør vedtekstfestes.*
- *Valgkomiteen bør sammensettes slik at hensynet til aksjonærfellesskapets interesser blir ivaretatt. Flertallet i valgkomiteen bør være uavhengig av styret og øvrige ledende ansatte. Minst ett medlem av valgkomiteen bør ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, representantskapet eller styret. Maksimalt ett medlem av valgkomiteen bør være styremedlem og bør da ikke stille til gjenvalg. Daglig leder eller andre ledende ansatte bør ikke være medlem av komiteen.*
- *Valgkomiteen foreslår kandidater til bedriftsforsamling og styre og honorarer for medlemmene av disse organer.*
- *Valgkomiteens innstilling bør begrunnes.*
- *Selskapet bør informere om hvem som er medlemmer av komiteen og eventuelle frister for å fremme forslag til komiteen.*

I samsvar med StatoilHydros vedtekter består valgkomiteen av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representanter for aksjonærer. Komiteen er uavhengig av både styret og den daglige ledelsen av selskapet.

Valgkomiteen har til oppgave å:

- avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen
- avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret
- Fremlegge forslag til godtgjørelse for styrets og bedriftsforsamlingens medlemmer.

Medlemmene av valgkomiteen velges av generalforsamlingen. To av medlemmene velges blant de aksjonærvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen. Medlemmene av valgkomiteen velges for to år av gangen.

Medlemmene av valgkomiteen er:

- Olaug Svarva (leder), administrerende direktør i Folketrygdfondet
- Gro Bækken, generalsekretær i Redd Barna
- Tom Rathke, administrerende direktør i Vital Forsikring og konserndirektør i DnB NOR
- Bjørn Ståle Haavik, konstituert departementsråd i Olje- og energidepartementet

Valgkomiteen hadde åtte møter i 2008.

Instruks for valgkomiteen er tilgjengelige på våre nettsider.

Som en del av fusjonsavtalen ble det sittende styret valgt med virkning fra 1. oktober 2007 da fusjonen mellom Statoil ASA og Norsk Hydro ASAs olje- og gassdivisjon trådte i kraft. Funksjonstiden utløper på den dato som fastsettes for generalforsamlingen for 2010. Samme vilkår gjelder for Svein Rennemo, som ble valgt til styreleder 30. januar 2008.

## Bedriftsforsamling og styre: Sammensetning og uavhengighet

- *Bedriftsforsamlingen bør sammensettes med sikte på bred representasjon fra selskapets aksjeeiere.*
- *Styret bør sammensettes slik at det kan ivareta aksjonærfellesskapets interesser og selskapets behov for kompetanse, kapasitet og mangfold. Det bør tas hensyn til at styret kan fungere godt som et kollegialt organ.*
- *Styret bør sammensettes slik at det kan handle uavhengig av særinteresser. Flertallet av de aksjeeiervalgte medlemmene bør være uavhengige av selskapets daglige ledelse og vesentlige forretningsforbindelser. Minst to av de aksjeeiervalgte medlemmene bør være uavhengige av selskapets hovedaksjeeiere.*
- *Representanter fra den daglige ledelsen bør ikke være medlem av styret. Dersom slike representanter er styremedlem, bør det begrunnes og få konsekvenser for organiseringen av styrets arbeid, herunder bruk av styreutvalg for å bidra til en mer uavhengig forberedelse av styresaker, jf. punkt 9.*
- *Styrets leder bør velges av generalforsamlingen hvis allmennaksjeloven ikke krever at vedkommende skal velges av bedriftsforsamlingen eller av styret, som følge av en avtale om at selskapet ikke skal ha bedriftsforsamling.*
- *Styremedlemmer bør ikke velges for mer enn to år av gangen.*
- *I årsrapporten bør styret opplyse om forhold som kan belyse styremedlemmenes kompetanse og kapasitet samt hvilke styremedlemmer som vurderes som uavhengige.*
- *Styremedlemmer bør oppfordres til å eie aksjer i selskapet.*

### StatoilHydros bedriftsforsamling

I henhold til allmennaksjeloven må selskaper med mer enn 200 ansatte velge en bedriftsforsamling, dersom ikke annet er avtalt mellom selskapet og et flertall av de ansatte. Bedriftsforsamlingen må bestå av minst 12 medlemmer eller et større antall delelig med tre. Aksjonærene velger to tredjedeler av medlemmene til bedriftsforsamlingen, mens de ansatte velger en tredjedel.

I henhold til StatoilHydros vedtekter skal vår bedriftsforsamling bestå av 18 medlemmer, hvorav 12 velges av generalforsamlingen.

Medlemmene av bedriftsforsamlingen velges for to år av gangen. Medlemmer av styret og daglig leder kan ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, men har rett til å være til stede og til å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, om ikke bedriftsforsamlingen bestemmer noe annet i enkelttilfeller.

Bedriftsforsamlingens viktigste oppgave er å velge medlemmer til styret. Det er også bedriftsforsamlingens oppgave å overvåke styrets og konsernsjefens forvaltning av selskapet, fatte vedtak i investeringssaker av betydelig omfang målt i forhold til selskapets samlede ressurser, og ved rasjonalisering eller omlegging av driften som vil medføre større endringer eller omdisponering av arbeidsstyrken. Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i paragraf 6-37 i Lov om allmennaksjeselskaper.

Bedriftsforsamlingen hadde fem møter i 2008.

Under følger en liste over medlemmer av bedriftsforsamlingen pr. desember 2008:

#### Aksjeeiervalgte medlemmer av bedriftsforsamlingen:

Olaug Svarva, administrerende direktør, Folketrygdfondet (leder)  
Idar Kreutzer, konsernsjef, Storebrand (nestleder)  
Karin Aslaksen, personaldirektør, Elkem AS  
Tore Ulstein, direktør for marked og forretningsutvikling, Ulstein Mekaniske Verksted Holding ASA  
Greger Mannsverk, administrerende direktør, Kimek AS  
Steinar Olsen, styreleder, MI Norge AS  
Benedicte Berg Schilbred, arbeidende styreleder, Odd Berg Gruppen  
Ingvald Strømme, professor ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU)  
Inger Østensjø, rådmann, Stavanger kommune  
Rune Bjerke, konsernsjef, DnBNOR  
Gro Bækken, generalsekretær i Redd Barna  
Kåre Rommetveit, universitetsdirektør, Universitetet i Bergen

#### Medlemmer av bedriftsforsamlingen valgt av og blant de ansatte:

Tore Amund Fredriksen  
Per Martin Labråthen  
Anne Synnøve Hebnes  
Per Helge Ødegård  
Arvid Færaas  
Einar Arne Iversen

#### Styrets sammensetning

StatoilHydros vedtekter krever at styret har ti medlemmer. Den daglige ledelsen er ikke representert i styret.

Flertallet av styrets medlemmer anses som "uavhengige" styremedlemmer. I henhold til norsk selskapslovgivning kreves det at de ansatte er representert med tre medlemmer i styret. Ingen av styremedlemmene har avtale om pensjonsordning eller etterlønn fra selskapet.

På våre nettsider presenteres hvert enkelt styremedlem med informasjon om andre styreverv og andre verv (nåværende og nylig), kompetanse og erfaring, samt eierandeler i StatoilHydro.

## Styrets arbeid

- *Styret bør fastsette en årlig plan for sitt arbeid med særlig vekt på mål, strategi og gjennomføring.*
- *Styret bør fastsette instruks for styret og for den daglige ledelsen med særlig vekt på klar intern ansvars- og oppgavefordeling.*
- *Det bør velges en nestleder som kan fungere når styrelederen ikke kan eller bør lede styrets arbeid.*
- *Styret bør vurdere bruk av styreutvalg for å bidra til grundig og uavhengig behandling av saker som gjelder finansiell rapportering og godtgjørelse til ledende ansatte. Slike utvalg bør bestå av styremedlemmer som er uavhengige av den daglige ledelsen.*
- *Styret bør informere om eventuell bruk av styreutvalg i årsrapporten.*
- *Styret bør evaluere sitt arbeid og sin kompetanse årlig.*

Styret i StatoilHydro ASA er ansvarlig for den overordnede forvaltningen av StatoilHydro-konsernet og for å føre tilsyn med konsernets aktiviteter generelt. Styret behandler saker av stor viktighet eller ekstraordinær karakter. Det kan imidlertid be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. Styret utnevner konsernsjefen og fastsetter arbeidsinstruks, fullmakter og ansettelsesvilkår for konsernsjefen.

Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling. Instruksen beskriver også konsernsjefens arbeidsoppgaver og plikter overfor styret. Styrets instruks er tilgjengelig på våre nettsider.

StatoilHydros styre har to underutvalg som fungerer som saksforberedende organer.

### Styrets revisjonsutvalg

Revisjonsutvalgets rolle er å bistå i utøvelsen av styrets styrings- og kontrollansvar og sikre at konsernet har et uavhengig og effektivt eksternt og internt revisjonssystem. Blant revisjonsutvalgets oppgaver ligger å holde løpende kontakt med StatoilHydros valgte revisor vedrørende revisjonen av selskapets regnskaper. Utvalget har også tilsyn med implementering og etterlevelse av konsernets etiske retningslinjer.

Revisjonsutvalget vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor, og har ansvar for å se til at ekstern revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de land der StatoilHydro er børsnotert.

### Styrets kompensasjonsutvalg

Kompensasjonsutvalgets rolle er å bistå styret i arbeidet med ansettelsesvilkårene for konsernsjefen, samt filosofi, prinsipper og strategi for belønning av sentrale ledere i StatoilHydro.

### Utvikling i styret i 2008

Styret trer sammen så ofte som nødvendig for å oppfylle sitt ansvar. Styret hadde 13 møter i 2008. Det var 97% oppmøte på styremøtene.

Utenom styrets medlemmer, kan medlemmer av konsernledelsen og andre medlemmer av den øverste ledelsen inviteres til å delta på styremøtene. Alle styremedlemmer mottar jevnlig informasjon om driftsmessige og økonomiske resultater. StatoilHydros forretningsplan og strategi gjennomgås og evalueres jevnlig av styret. Styremedlemmene står fritt til å rådføre seg med tredjeparter samt konsernledelsen i sitt arbeid.

Den 30. januar 2008 valgte bedriftsforsamlingen Svein Rennemo (60) som ny styreleder med virkning fra 1. april 2008, i tråd med valgkomiteens innstilling.

## Risikostyring og internkontroll

- *Styret skal påse at selskapet har god internkontroll og hensiktsmessige systemer for risikostyring i forhold til omfanget og arten av selskapets virksomhet. Internkontrollen og systemene bør også omfatte selskapets verdigrunnlag og etiske retningslinjer.*
- *Styret bør årlig foreta en gjennomgang av selskapets viktigste risikoområder og internkontrollen.*
- *Styret bør i årsrapporten gi en beskrivelse av hovedelementene i selskapets internkontroll- og risikostyringssystemer knyttet til dets finansielle rapportering.*

Styret og selskapets ledelse er sterkt opptatt av kvaliteten på kontrollfunksjonene, og dette er reflektert i StatoilHydros styringssystemer.

### Risikostyring

For å håndtere ulike typer markedsrisiko, har StatoilHydro utviklet en omfattende modell som anvendes for å optimalisere risikoeksponering og avkastning.

Risikostyringen i StatoilHydro deles inn i tre kategorier:

- Risiko som kan forsikres styres av vårt forsikringsselskap som opererer i de norske og internasjonale forsikringsmarkedene.
- Taktisk risiko, som er kortsiktig risiko basert på underliggende eksponering, styres av linjeledelsen i våre viktigste forretningssegmenter.
- Strategisk risiko som er langsiktige grunnleggende risiko, og som overvåkes av selskapets konsernriskokomiteé som gir råd og anbefalinger til konsernledelsen.

Selskapet har en egen konsernriskokomiteé som ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen møtes ti til tolv ganger i året for å evaluere og fastsette selskapets strategier for risikostyring. En grundig rapport om selskapets risikostyring presenteres i kapittel 6.2 i årsrapporten på Form 20-F.

### Ledelsens rapport om intern kontroll over finansiell rapportering

Ledelsen i StatoilHydro ASA er ansvarlig for å etablere og opprettholde en forsvarlig intern kontroll over selskapets finansielle rapportering. Vår interne kontroll over finansiell rapportering er en prosess som under øverste leder og øverste økonomiansvarliges tilsyn utformes for å gi rimelig sikkerhet for en pålitelig finansiell rapportering og utarbeidelse av regnskap for eksterne formål i samsvar med IFRS slik de er vedtatt av EU. Regnskapsprinsippene som anvendes av konsernet, er også i samsvar med IFRS som utgitt av International Accounting Standards Boards (IASB).

Ledelsen har vurdert effektiviteten i selskapets interne kontroll over finansiell rapportering basert på kriteriene i rammeverket «Internal Control - Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)». Basert på denne vurderingen har ledelsen konkludert med at StatoilHydros interne kontroll over finansiell rapportering var effektiv per 31. desember 2008.

## Godtgjørelse til styret

- *Godtgjørelsen til styret bør reflektere styrets ansvar, kompetanse, tidsbruk og virksomhetens kompleksitet.*
- *Godtgjørelse til styret bør ikke være resultatavhengig. Opsjoner bør ikke utstedes til styremedlemmer.*
- *Styremedlemmer, eller selskaper som de er tilknyttet, bør ikke påta seg særskilte oppgaver for selskapet i tillegg til styrevervet. Dersom de likevel gjør det, bør hele styret være informert. Honorar for slike oppgaver bør godkjennes av styret.*
- *Det bør informeres om alle godtgjørelser til de enkelte medlemmene av styret i årsrapporten. Dersom det har vært gitt godtgjørelser utover vanlig styrehonorar, bør det spesifiseres.*

### Godtgjørelse til styret

Medlemmer av styret mottar godtgjørelse i henhold til den enkeltes rolle. Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatavhengig, og ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet.

Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmer er presentert i note 3 i konsernregnskapet.

## Godtgjørelse til ledende ansatte

- Styret fastsetter retningslinjer for godtgjørelse til ledende ansatte i henhold til loven. Retningslinjene fremlegges for generalforsamlingen.
- Retningslinjene for fastsettelse av godtgjørelse til ledende ansatte bør angi hovedprinsippene for selskapets lederlønnspolitik. Retningslinjene bør bidra til sammenfallende interesser mellom aksjeeierne og ledende ansatte.
- Resultatavhengig godtgjørelse til ledende ansatte i form av opsjons-, bonusprogrammer eller lignende bør knyttes til verdiskaping for aksjeeierne eller resultatutvikling for selskapet over tid. Slike ordninger, herunder opsjonsordninger, bør være prestasjonsrettende og forankret i målbare forhold som den ansatte kan påvirke.

### StatoilHydros belønningspolitikk

StatoilHydros belønningspolitikk er tett forankret i selskapets personalpolitikk og verdigrunnlag. Utvikling av en sterk verdibasert prestasjonskultur anses som en viktig suksessfaktor for å kunne skape verdier for eierne.

Det er etablert visse hovedprinsipper for utformingen av selskapets belønningskonsept. Disse prinsippene gjelder generelt, men vil ha ulik anvendelse for de forskjellige belønningssystemer og stillingskategorier. Belønningspolitikken skal:

- Sikre at helheten blir ivarettatt gjennom løsninger som er integrert med StatoilHydros verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk
- Være konkurransedyktig i arbeidsmarkedet uten å fremstå som lønnsledende samlet sett
- Belønne og anerkjenne leveranse og atferd likeverdig
- Sikre en sterk kobling mellom prestasjon og belønning
- Differensiere basert på ansvar og prestasjon
- Belønne både kort- og langsiktige resultater
- Styrke interessefellesskapet mellom ansatte, selskapet og dets eiere
- Være transparente og i samsvar med god eierstyring og selskapsledelse

Vi belønner og gir anerkjennelse slik at vi tiltrekker oss og beholder de rette medarbeiderne - mennesker som presterer, endrer seg og lærer. Det samlede belønningsnivået og sammensetningen av belønningspakken reflekterer både det nasjonale og internasjonale rammeverket samt de forretningsmessige omgivelser som StatoilHydro opererer innenfor.

Beslutningsprosessen for etablering og endring av belønningspolitikken og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til ledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a) samt vedtatt styreinstruks av 1. oktober 2007.

Styret har etablert et eget kompensasjonsutvalg. Kompensasjonsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Utvalgets hovedmål er å assistere styret i dets arbeid med lønns og arbeidsvilkår for StatoilHydros konsernsjef og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av StatoilHydros øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige vilkår.

### Belønningskonsept for konsernledelsen

StatoilHydros belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Etterlønsordninger
- Andre ytelser

De belønningsprinsipper og konsepter som ble vedtatt og praktisert i StatoilHydro i 2008 vil bli videreført i regnskapsåret 2009. Men på grunn av den sterkt endrede økonomiske situasjonen som også påvirker StatoilHydro direkte, vil det bli gjort noen ekstraordinære justeringer med virkning kun for 2009. Disse justeringene blir gjort for å begrense våre kostnadsøkninger og bidra til en moderat utvikling av personalkostnader.

De ekstraordinære justeringene vedrørende grunnlønn og i variabel lønn for 2009 samt reduksjon i opparbeidet variabel lønn for er midlertidige tiltak og skal ikke betraktes som permanente endringer i selskapets belønningskonsept.

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a), vil styret legge frem en erklæring vedrørende belønning av konsernledelsen på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Styrets erklæring vedrørende belønning av konsernledelsen, i tillegg til informasjon om all godtgjørelse som er ubetalt til hvert av medlemmene i konsernledelsen er oppgitt i note 3 i konsernregnskapet.



## Informasjon og kommunikasjon

- *Styret bør fastsette retningslinjer for selskapets rapportering av finansiell og annen informasjon basert på åpenhet og under hensyn til kravet om likebehandling av aktørene i verdipapirmarkedet.*
- *Selskapet bør årlig publisere oversikt over datoer for viktige hendelser som generalforsamling, publisering av delårsrapporter, åpne presentasjoner, utbetaling av eventuelt utbytte med mer.*
- *Informasjon til selskapets aksjeeiere bør legges ut på selskapets internettside samtidig som den sendes aksjeeierne.*
- *Styret bør fastsette retningslinjer for selskapets kontakt med aksjeeiere utenfor generalforsamlingen.*

StatoilHydro har forpliktet seg til å sikre at det formidles informasjon til riktig tid og på en upartisk måte slik at verdivurderingen av selskapet kan skje på best mulig grunnlag.

Investor Relations (IR) har det faglige ansvaret for å koordinere konsernets kommunikasjon med kapitalmarkedene og for relasjonene mellom StatoilHydro 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 StatoilHydro verdipapirer er notert. Investor Relations rapporterer til konserndirektøren for økonomi og finans.

Gruppens ledelse holder regelmessige presentasjoner for investorer og analytikere. Selskapets kvartalspresentasjoner overføres direkte over internett. Tilhørende rapporter legges ut sammen med annen relevant informasjon på selskapets nettsider.

Statoil oppfyller kravene til informasjons- og engelskmerket som utstedes av Oslo Børs.

## Overtakelse

- *Styret bør ha utarbeidet hovedprinsipper for hvordan det vil opptre ved eventuelle overtakelsestilbud.*
- *I en overtakelsesprosess bør tilbyder, målselskapets styre og ledelse ha et selvstendig ansvar for å bidra til at aksjeeierne i målselskapet blir likebehandlet, og at ikke målselskapets virksomhet forstyrres unødig. Målselskapets styre har et særskilt ansvar for at aksjeeierne har informasjon og tid til å kunne ta stilling til budet.*
- *Styret bør ikke uten særlige grunner søke å forhindre eller vanskeliggjøre at noen fremsetter tilbud på selskapets virksomhet eller aksjer. Dersom det fremsettes et tilbud på selskapets aksjer, bør ikke selskapets styre utnytte emisjonsfullmakter eller treffe andre tiltak med formål å hindre gjennomføringen av tilbudet, uten at dette er godkjent av generalforsamlingen etter at tilbudet er kjent.*
- *Dersom et bud fremmes på selskapets aksjer, bør styret avgi en uttalelse med vurdering av budet og en anbefaling om aksjeeierne bør akseptere eller ikke. Dersom styret ikke finner å kunne gi en anbefaling til aksjeeierne om hvorvidt de bør akseptere tilbudet eller ikke, bør det redegjøres nærmere for bakgrunnen for dette. I styrets uttalelse om tilbudet bør det fremkomme om vurderingen er enstemmig, og i motsatt fall på hvilket grunnlag enkelte styremedlemmer har tatt forbehold om styrets uttalelse. Styret bør vurdere å innhente en verdivurdering fra en uavhengig sakkyndig. Dersom styremedlem, ledende ansatt, deres nærstående eller noen som nylig har hatt en slik posisjon, er tilbyder eller har særinteresser i tilbudet, bør styret uansett innhente en uavhengig verdivurdering. Tilsvarende gjelder dersom tilbyder er en større aksjeeier. Verdivurderingen bør vedlegges, gjengis eller refereres i styrets uttalelse.*
- *Transaksjoner som i realiteten innebærer avhendelse av virksomheten, bør besluttet av generalforsamlingen, bortsett fra i de tilfeller hvor disse beslutninger etter loven skal treffes av bedriftsforsamlingen.*

StatoilHydros vedtekter setter ingen begrensinger på aksjeoppkjøp.

Selskapets styre slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer, og plikter å opptre profesjonelt og i henhold til gjeldende prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse skulle en situasjon inntreffe hvor dette punktet i anbefalingen blir aktualisert.

Den norske stat er for tiden majoritetseier i StatoilHydro. En eventuell reduksjon av denne eierposten i selskapet vil kreve et flertallsvedtak i Stortinget.

## Revisor

- *Revisor bør årlig fremlegge for styret hovedtrekkene i en plan for gjennomføring av revisjonsarbeidet.*
- *Revisor bør delta i styremøter som behandler årsregnskapet. I møtene bør revisor gjennomgå eventuelle vesentlige endringer i selskapets regnskapsprinsipper, vurdering av vesentlige regnskapsestimer og alle vesentlige forhold hvor det har vært uenighet mellom revisor og administrasjonen.*
- *Revisor bør minst en gang i året gjennomgå med styret selskapets interne kontroll, herunder identifiserte svakheter og forslag til forbedringer.*
- *Styret og revisor bør ha minst ett møte i året uten at daglig leder eller andre fra den daglige ledelsen er til stede.*
- *Styret bør fastsette retningslinjer for den daglige ledelsens adgang til å benytte revisor til andre tjenester enn revisjon. Revisor bør årlig gi styret en skriftlig bekreftelse på at revisor oppfyller fastsatte uavhengighetskrav. I tillegg bør revisor gi styret en oversikt over andre tjenester enn revisjon som er levert til selskapet.*
- *I ordinær generalforsamling bør styret orientere om revisors godtgjørelse fordelt på revisjon og andre tjenester.*

Vår eksterne revisor er uavhengig i forhold til StatoilHydro og er valgt av generalforsamlingen. Godtgjørelsen til revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruks er styrets revisjonsutvalg ansvarlig for å påse at selskapet har en uavhengig og effektiv ekstern og intern revisjon.

I evalueringen av uavhengig revisor legges det vekt på selskapets kompetanse, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt, i tillegg til honorarets størrelse.

Styrets revisjonsutvalg vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor og har ansvar for å sikre at uavhengig revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de landene StatoilHydro er børsnotert. Uavhengig revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner ikke kan inneha hovedansvaret i mer enn fem år på rad.

Styrets revisjonsutvalg behandler alle rapporter fra uavhengig revisor før styrebehandling. Revisjonsutvalget har regelmessige møter med uavhengig revisor uten at administrasjonen er til stede.

### **Retningslinjer for forhåndsgodkjenning i revisjonsutvalget**

Alle tjenester som gjøres av uavhengig revisor må forhåndsgodkjennes av revisjonsutvalget. Gitt at forslaget til tjenester er tillatt i henhold til retningslinjer fra Securities and Exchange Commission i USA, blir det vanligvis gitt forhåndsgodkjenning på ordinære møter i revisjonsutvalget. Lederen av revisjonsutvalget har fullmakt til å forhåndsgodkjenne tjenester i henhold til etablerte retningslinjer, gitt 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.

# Konsernregnskap

## KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner kroner)	Note	2008	2007	2006
<b>DRIFTSINNTEKTER</b>				
Salgsinntekter		<b>651 977</b>	521 665	518 960
Resultatandel fra investeringer i tilknyttede selskap	13	<b>1 283</b>	609	679
Andre inntekter		<b>2 760</b>	523	1 843
Sum driftsinntekter	5	<b>656 020</b>	522 797	521 482
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Varekostnad		<b>-329 182</b>	-260 396	-249 593
Driftskostnader		<b>-59 349</b>	-60 318	-44 801
Salgs- og administrasjonskostnader		<b>-10 964</b>	-14 174	-10 824
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	11	<b>-42 996</b>	-39 372	-39 450
Undersøkelseskostnader		<b>-14 697</b>	-11 333	-10 650
Sum driftskostnader		<b>-457 188</b>	-385 593	-355 318
Resultat før finansposter og skattekostnad	5	<b>198 832</b>	137 204	166 164
<b>FINANSPOSTER</b>				
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta		<b>-32 563</b>	10 043	4 457
Renteinntekter og andre finansposter		<b>12 207</b>	2 305	3 675
Rentekostnader og andre finanskostnader		<b>1 991</b>	-2 741	-3 060
Netto finansposter	8	<b>-18 365</b>	9 607	5 072
Resultat før skattekostnad		<b>180 467</b>	146 811	171 236
Skattekostnad	9	<b>-137 197</b>	-102 170	-119 389
Årets resultat		<b>43 270</b>	44 641	51 847
<b>Tilordnet:</b>				
Aksjonærer i morselskapet		<b>43 265</b>	44 096	51 117
Minoritetsinteresser		<b>5</b>	545	730
		<b>43 270</b>	44 641	51 847
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet	10	<b>13.58</b>	13.80	15.82

## KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember	
		2008	2007
EIENDELER			
<i>Anleggsmidler</i>			
Varige driftsmidler	11	329 841	278 352
Immaterielle eiendeler	12	66 036	44 850
Investeringer i tilknyttede foretak	13	12 640	8 421
Utsatt skattefordel	9	1 302	793
Pensjonsmidler	21	30	1 622
Finansielle investeringer	14	16 465	15 266
Finansielle derivater	28	2 383	609
Finansielle fordringer	14	4 914	3 515
Sum anleggsmidler		433 611	353 428
<i>Omløpsmidler</i>			
Varelager	15	15 151	17 696
Kundefordringer og andre fordringer	16	69 931	69 378
Skattefordring	3	3 840	0
Finansielle derivater	28	27 505	21 093
Finansielle investeringer	17	9 747	3 359
Betalingsmidler	18	18 638	18 264
Sum omløpsmidler		144 812	129 790
SUM EIENDELER		578 423	483 218

## KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember	
		2008	2007
EGENKAPITAL OG GJELD			
<i>Egenkapital</i>			
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-9	-6
Overkursfond		41 450	41 370
Overkursfond knyttet til egne aksjer		-586	-359
Annen egenkapital		147 998	140 909
Andre fond		17 254	-12 611
StatoilHydro aksjonærers egenkapital		214 079	177 275
Minoritetsinteresser		1 976	1 792
Sum egenkapital	19	216 055	179 067
<i>Langsiktig gjeld</i>			
Finansielle forpliktelser	20	54 606	44 374
Utsatt skatt	9	68 144	67 477
Pensjonsforpliktelser	21	25 538	19 092
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	22	54 359	43 845
Sum langsiktig gjeld		202 647	174 788
<i>Kortsiktig gjeld</i>			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	61 200	64 624
Betalbar skatt	9	57 074	50 941
Finansielle forpliktelser	20	20 695	6 166
Finansielle derivater	28	20 752	7 632
Sum kortsiktig gjeld		159 721	129 363
Sum gjeld		362 368	304 151
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		578 423	483 218



**KONSERNOPPSTILLING AV INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Omregningsdifferanser	<b>30 880</b>	-9 858	-3 817
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	<b>-7 945</b>	74	-3 032
Endring i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	<b>-1 362</b>	1 039	-524
Endringer i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg overført til resultatregnskapet	<b>0</b>	-113	0
Skatt på inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital	<b>-802</b>	-175	2 321
Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital	<b>20 771</b>	-9 033	-5 052
Årets resultat	<b>43 270</b>	44 641	51 847
Sum innregnede inntekter og kostnader	<b>64 041</b>	35 608	46 795
Tilordnet:			
Aksjonærer i morselskapet	<b>64 036</b>	35 063	46 065
Minoritetsinteresser	<b>5</b>	545	730
	<b>64 041</b>	35 608	46 795

**KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>			
Resultat før skattekostnad	<b>180 467</b>	146 811	171 236
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>			
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	<b>42 996</b>	39 372	39 450
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	<b>3 872</b>	1 660	1 447
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	<b>15 243</b>	- 559	-1 197
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	<b>-2 704</b>	- 188	-2 371
Sluttvederlag	<b>0</b>	8 633	0
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>			
• (Økning) reduksjon i varelager	<b>2 470</b>	-2 434	-2 850
• (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	<b>-1 129</b>	-6 493	1 060
• (Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	<b>6 708</b>	1 307	-12 450
• (Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer	<b>-6 388</b>	-2 327	5 810
• Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	<b>-5 466</b>	10 447	-3 496
Betalte skatter	<b>-139 604</b>	-102 422	-108 174
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	<b>6 068</b>	119	128
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>102 533</b>	93 926	88 593
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>			
Kjøp av virksomhet	<b>-13 120</b>	0	0
Investeringer i varige driftsmidler	<b>-58 529</b>	-63 785	-45 177
Balanseførte undersøkelsesutgifter	<b>-6 821</b>	-4 569	-4 188
Endring i andre immaterielle eiendeler	<b>-10 828</b>	-7 186	-10 507
Endring i utlån og andre langsiktig poster	<b>-1 910</b>	- 652	- 726
Salg av eiendeler	<b>5 371</b>	1 080	3 423
<b>Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter</b>	<b>-85 837</b>	-75 112	-57 175

## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
<b>FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	<b>2 596</b>	1 723	97
Nedbetaling langsiktig gjeld	<b>-2 864</b>	-2 876	-2 270
Beløp betalt (til)/fra minoritetsaksjonærer	<b>179</b>	- 327	- 741
Betalt utbytte*	<b>-27 082</b>	-25 695	-17 756
Kjøp egne aksjer	<b>- 308</b>	- 217	-1 012
Norsk Hydro ASA fusjonsbalanse	<b>0</b>	18 687	-10 025
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet**	<b>10 450</b>	797	329
<b>Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter</b>	<b>-17 029</b>	-7 908	-31 378
<b>Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler</b>	<b>- 333</b>	10 906	40
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	<b>707</b>	- 160	42
Betalingsmidler ved årets begynnelse	<b>18 264</b>	7 518	7 436
<b>Betalingsmidler ved årets utgang</b>	<b>18 638</b>	18 264	7 518
Betalte renter	<b>2 771</b>	3 709	3 611
Mottatte renter	<b>4 544</b>	2 256	2 296

\* Utbetalt utbytte i 2007 inkluderer 6,1 milliarder kroner betalt av Hydro Petroleum til aksjonærene på vegne av Norsk Hydro ASA i henhold til fusjonsplanen.

\*\* StatoilHydro betalte i 2007 2,4 milliarder kroner til staten vedrørende innløsningen av aksjer eid av staten.

# 1 Selskapet og selskapsstruktur

StatoilHydro ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50- N 4035 Stavanger, Norge.

StatoilHydros virksomhet består i hovedsak av leting etter og produksjon av olje og naturgass, transport, videreforedling og markedsføring av petroleum og petroleumsprodukter.

Med virkning fra 1. oktober 2007 fusjonerte Statoil ASA med olje- og gass-aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum). Statoil ASAs navn ble endret til StatoilHydro ASA fra denne dato.

StatoilHydro ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

# 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Det konsoliderte regnskapet for StatoilHydro ASA og dets datterselskaper (konsernet) er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRS'er) som er fastsatt av den europeiske unionen (EU). Regnskapsprinsippene som anvendes av konsernet er også i samsvar med IFRS'er som er utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

## Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er prinsippene for historisk kost regnskap lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor.

Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet og ved utarbeidelsen av åpningsbalansen i henhold til IFRS per 1. januar 2006 i forbindelse med overgangen til IFRS, med visse unntak som er tillatt i IFRS 1. For detaljer vedrørende overgangen til IFRS, se StatoilHydro-konsernets årsregnskap for 2007.

Driftskostnader i resultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad og Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger er presentert på egne linjer basert på art, mens Andre kostnader, Salgs- og administrasjonskostnader og Undersøkelseskostnader er presentert basert på funksjon. Betydelige kostnader som lønn, pensjoner, o.s.v. er presentert basert på art i noter til regnskapet.

## Tidlig anvendelse av regnskapsstandarder og fortolkninger

Konsernet har valgt å anvende følgende regnskapsstandarder, tillegg til regnskapsstandarder og fortolkninger før de trer i kraft: IAS 23 (*Revidert*) *Låneutgifter* og IFRS 8 *Driftssegmenter* (som begge trer i kraft for regnskapsperioder som begynner 1. januar 2009 eller senere). Standardene er implementert med tilbakevirkende anvendelse og omarbeidelse for alle perioder presentert som om prinsippene alltid hadde vært anvendt.

## Standarder og fortolkninger som ikke er implementert

I tillegg til standardene og fortolkningene beskrevet over og som er tatt i bruk av konsernet før de har trådt i kraft, er følgende endringer i regnskapsstandarder og fortolkninger vedtatt men ikke trådt i kraft på tidspunktet for regnskapsavleggelsen:

Endringer i IAS 1 *Presentasjon av Finansregnskap* ble utgitt i september 2007 og vil tre i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009 eller senere. Revidert IAS 1 introduserer visse endringer til Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader. Konsernet vil presentere en oppstilling over alle inntekter og kostnader og en oppstilling over endringer i egenkapital hvor det nå presenteres et Konsernresultatregnskap og en Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader. Estimatavvik knyttet til pensjoner vil bli presentert i oppstillingen over alle inntekter og kostnader, men presenteres nå i Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader. Endringene vil ikke ha noen effekt på StatoilHydros rapporterte netto resultat eller egenkapital.

Revidert versjon av IFRS 3 *Virksomhetssammenslutninger*, utgitt i januar 2008, vil tre i kraft for virksomhetssammenslutninger som finner sted i regnskapsår som begynner 1. juli 2009 eller senere. Implementering vil ikke ha noen effekt på StatoilHydros netto resultat eller egenkapital.

Revidert versjon av IAS 27 *Konsernregnskap og separat finansregnskap* ble utgitt i januar 2008 og trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. juli 2009 eller senere. Implementering vil ikke ha noen effekt på StatoilHydros netto resultat eller egenkapital.

Endringer i IAS 32 *Finansielle instrumenter - presentasjon* og IAS 1 *Presentasjon av Finansregnskap* ble utgitt i 2008 og trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009. Endringene vil ikke ha vesentlig effekt på konsernets eiendeler, gjeld, resultat, eller noteopplysninger.

Forbedringer til IFRS 2008, utgitt i mai 2008, vil tre i kraft for regnskapsperioder som begynner 1. januar 2009 og inkluderer endringer i en rekke regnskapsstandarder. Ingen av endringene vil ha vesentlig effekt på StatoilHydros netto resultat eller egenkapital, eller klassifiseringer i Konsernbalanse eller Konsernresultatregnskap.

Endringer i IFRS 1 *Førstegangsanvendelse av IFRS* og IAS 27 *Konsernregnskap og separat finansregnskap* ble utgitt i mai 2008 og trer i kraft for regnskapsperioder som begynner 1. januar 2009. Endringene vil ikke ha vesentlig effekt på konsernets eiendeler, gjeld, resultat eller noteopplysninger.

Endringer i IAS 39 *Finansielle instrumenter - innregning og måling* ble utgitt i juli 2008 og trer i kraft fra 1. juli 2009. Endringene vil bli anvendt når disse er relevante for konsernet, men vil ikke påvirke konsernets eiendeler, gjeld, eller resultat for presenterte perioder.

IFRIC 18 "*Transfers of Assets from Customers*" ble utgitt i januar 2009 og trer i kraft fra 1. juli 2009. Konsernet har ikke fullført sin vurdering av effekten av fremtidig implementering, men foreløpige vurderinger tilsier at implementeringen ikke vil ha vesentlig effekt på konsernets eiendeler, gjeld, eller resultat.

Endringer i IFRS 7 *Finansielle instrumenter - opplysninger* ble utgitt i mars 2009 og forbedrer notekravene knyttet til fastsettelse av virkelig verdi og likviditetsrisiko. Endringene trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009. I implementeringsåret kreves ikke sammenlignbare noteopplysninger for tidligere regnskapsår. Konsernet er i ferd med å vurdere endringene, som vil bli reflektert i konsernets noteopplysninger for regnskapsåret 2009.

Endringer i IFRS 2 *Aksjebasert betaling* (utgitt i januar 2008 og med ikrafttredelse fra 1. januar 2009), IFRIC 15 *Agreements for the Construction of Real Estate* (ikrafttredelse 1. januar 2009) og IFRIC 17 *Distribution of Non-cash Assets to Owners* (ikrafttredelse 1. juli 2009) er for tiden ikke relevante for StatoilHydro.

## **Konsolidering**

### **Datterselskap**

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for morselskapet StatoilHydro ASA og datterselskap. Datterselskap er foretak som kontrolleres av morselskapet. Kontroll foreligger når konsernet har direkte eller indirekte myndighet til å fastsette foretakets finansielle eller operasjonelle prinsipper med det formål å oppnå fordeler fra foretakets aktiviteter. Datterselskap konsolideres fra oppkjøpstidspunktet, det vil si fra det tidspunkt StatoilHydro oppnår kontroll, og frem til kontroll opphører.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert. Minoritetsinteresser representerer den andel av resultat og netto eiendeler i datterselskaper som ikke direkte eller indirekte eies av morselskapet. Minoritetsinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

### **Felleskontrollerte eiendeler, tilknyttede selskap og felleskontrollert virksomhet**

Andeler i felles kontrollerte eiendeler er innregnet ved å inkludere selskapets andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i konsernregnskapet. Andeler i felles kontrollert virksomhet blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Investeringer i foretak hvor konsernet ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper, klassifiseres som tilknyttet selskap og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

### **StatoilHydro som operatør for felleskontrollerte eiendeler**

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokert til forretningsområder og StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til de andre partnernes andeler i felleskontrollerte eiendeler reduserer kostnadene i StatoilHydros resultatregnskap. Kun StatoilHydros andel av resultatposter og balanseposter relatert til StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i resultatregnskapet og balansen til konsernet.

## **Valuta**

### **Funksjonell valuta**

Funksjonell valuta for et foretak som inngår i konsernet er den valutaen som benyttes i det primære økonomiske miljøet hvor foretaket driver virksomhet.

### **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 resultatregnskapet. Poster som ikke er pengeposter og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

### **Presentasjonsvaluta**

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, eiendeler og forpliktelser for hvert datterselskap omregnet til norske kroner som er presentasjonsvaluta for StatoilHydros konsernregnskap.

Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn norske kroner (NOK) omregnes eiendeler og gjeld til NOK basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på gjennomsnittlige månedskurser, som tilnærmet tilsvarer kursen på transaksjonstidspunktet. Omregningsdifferanser føres direkte mot konsernets egenkapital og presenteres på egen linje i Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader.

### **Virksomhetssammenslutninger og goodwill**

For at et kjøp skal utgjøre en virksomhetssammenslutning må eiendelene eller gruppen av eiendeler som overtas utgjøre en virksomhet. En virksomhet består av integrerte aktiviteter og eiendeler som styres med det formål å gi avkastning til investorer. Normalt består en virksomhet av innsatsfaktorer som bearbeides og gir en resulterende produksjon. Skjønn må utøves for hvert enkelt kjøp for å vurdere hvorvidt kjøpet tilfredsstiller kriteriene for virksomhetssammenslutning. Kjøp av leteliser hvor utbygging ikke er besluttet behandles som kjøp av eiendeler basert på bestemmelser i IFRS 6 *Leting etter og evaluering av mineralressurser*. Kjøp av lisenser hvor det foreligger utbyggingsbeslutning vurderes basert på kriteriene beskrevet over i forhold til om transaksjonen representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av eiendeler.

Virksomhetssammenslutninger, med unntak av transaksjoner mellom selskaper under felles kontroll, regnskapsføres etter oppkjøpsmetoden. Identifiserbare materielle og immaterielle eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet. Anskaffelseskost som overstiger virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler regnskapsføres som goodwill.

Goodwill ved oppkjøp måles til anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet. I etterfølgende perioder måles goodwill til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte tap ved verdifall.

Goodwill kan også oppstå ved investering i felleskontrollert virksomhet og tilknyttede selskaper, dersom anskaffelseskost for investeringen overstiger konsernets andel av virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler. I disse tilfellene regnskapsføres goodwill sammen med investeringen i felles kontrollert virksomhet og tilknyttet selskap, og eventuell nedskrivning regnskapsføres sammen med resultat fra felles kontrollert virksomhet og tilknyttede selskap.

### **Prinsipper for inntektsføring**

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor StatoilHydro har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det selskapets eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det selskapets eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

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 nettbasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

### **Transaksjoner med Den norske stat**

StatoilHydro markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som Varekostnad og Salgsinntekter. StatoilHydro selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er regnskapsført netto i StatoilHydros regnskap.

### **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. Regnskapsprinsipp for aksjebasert avlønning og pensjoner beskrives under.

### **Aksjebasert avlønning**

StatoilHydro har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på datoen for tildeling og innregnes som en kostnad over gjennomsnittlig innvinningsperiode på 2,5 år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad i resultatregnskapet (se note 6) og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

### **Forskning og utvikling**

StatoilHydro driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Selskapets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter er utviklingskostnader som vurderes med hensyn på balanseføring.

Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere det følgende: De tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen, og selskapets evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings og utviklings utgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

### **Skattekostnad**

Skattekostnad i resultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen. For slike poster innregnes også skatteeffekten direkte i 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 inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i resultatregnskapet.

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden. Etter denne metoden beregnes utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelene kan utnyttes. Ubenyttede fremførbare underskudd vil som regel være en sterk indikator på usikkerhet knyttet til fremtidig skattepliktig inntekt. For å balanseføre utsatte skattefordeler basert på en forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Selskaper som driver petroleumsvirksomhet og rørtransport på norsk kontinentalsokkel ilegges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten ilegges for tiden med en skattesats på 50% og kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28%, slik at total marginal skattesats på resultatet fra petroleumsvirksomheten utgjør 78%. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektsskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt med 7,5% per år. Friinntekten beregnes basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.

### **Undersøkelles- og utbyggingsutgifter**

StatoilHydro benytter «successful efforts»- metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingsutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner balanseføres som undersøkelses- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes balanseførte kostnader for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres løpende.

Ved kjøp av andeler i undersøkelseslisenser ("farm-in" avtaler) hvor konsernet har avtalt å dekke en andel av selger ("farmor") sine undersøkelses- og / eller fremtidige utbyggingsutgifter, blir også disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne undersøkelses- og utbyggingsutgifter etter hvert som undersøkelses- og utbyggingsarbeidet gjennomføres, i samsvar med konsernets prinsipper. Nedsalg i eierandeler i undersøkelseslisenser ("farm-out" avtaler) regnskapsføres med kontinuitet uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Bytte av eierandeler i undersøkelseslisenser regnskapsføres med kontinuitet og balanseført verdi på eiendelen som byttes bort videreføres på eiendelen som mottas i bytte, uten regnskapsføring av gevinst og tap.

Balanseførte undersøkelsesutgifter vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte utgifter overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette og minimum en gang pr år. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene for fortsatt balanseføring er at det enten er vedtatt planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at utbygging forventes vedtatt i nær fremtid. Tap ved verdifall som har resultert i en nedskrivning av en undersøkelsesbrønn blir reversert i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, inkludert utgifter til kjøp av andeler i undersøkelseslisenser, knyttet til undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver overføres fra balanseførte undersøkelsesutgifter (under Immaterielle eiendeler) til anlegg under utbygging (under Varige driftsmidler) på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet.

### **Varige driftsmidler**

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingsutgift, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen og eventuelle låneutgifter som henføres til eiendeler som kvalifiserer for balanseføring av låneutgifter.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som oppgis med mindre byttransaksjonen mangler forretningsmessig innhold eller verken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn i tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, 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, inkludert rørledninger innenfor varige driftsmidler og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Balanseførte utgifter knyttet til kjøp av sanksjonerte prosjekter avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel med en kostpris som er betydelig i forhold til den totale eiendelen avskrives separat. For oppstrømsrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier som minimum omfatter plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhendes eller når ingen fremtidige økonomiske fordeler forventes fra eiendelens bruk. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

### **Leieavtaler**

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til StatoilHydro, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Eiendelene innregnes som varige driftsmidler med motpost under langsiktig gjeld. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i resultatregnskapet lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalene.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleienes nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Når eiendeler leid av en felleskontrollert eiendel som konsernet deltar i kvalifiserer som finansiell leieavtale, regnskapsfører konsernet sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen som henholdsvis Varige driftsmidler og Finansielle forpliktelser. Balanseførte leide eiendeler avskrives over den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode ved bruk av avskrivningsmetoder som beskrevet under Varige driftsmidler ovenfor, avhengig av det leide driftsmiddelet sin art.

Konsernet skiller mellom leieavtaler som gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode og kapasitetskontrakter som gir konsernet rettighetene til og plikt til å betale for tilgang til bestemte kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminal, lager, osv. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelteideler, eller som ikke omfatter det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, vurderes av konsernet å ikke kvalifisere som leieavtale for regnskapsformål. Kapasitetsvederlag regnskapsføres som driftskostnader i den perioden som kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for konsernet.

### **Immaterielle eiendeler**

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulerte nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gass ressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler. En immateriell eiendel anskaffet utenom en virksomhetssammenslutning balanseføres til anskaffelseskost. Immaterielle eiendeler som er anskaffet som en del av en virksomhetssammenslutning innregnes i balansen til virkelig verdi separat fra goodwill dersom de kan skilles fra andre eiendeler eller oppstår som følge av kontraktsmessige eller juridiske rettigheter og virkelig verdi kan måles pålitelig.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Disse eiendelene vurderes for nedskrivning når det er indikasjoner på at balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp (eller minimum en gang årlig). Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger. Andre immaterielle eiendeler avskrives lineært over den forventede økonomiske levetiden. Den forventede økonomiske levetiden blir vurdert årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt.



## Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdiberegninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle eiendelene avhenger av hvilken kategori de er klassifisert i ved førstegangs innregning.

Konsernet klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre hovedkategorier ved førstegangsinnregning; finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, lån og fordringer, og finansielle eiendeler tilgjengelig for salg. Den første hovedkategorien, finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, består videre av to underkategorier; finansielle eiendeler holdt for omsetning og finansielle eiendeler som ved førstegangs innregning utpekes som til virkelig verdi over resultatet. Den siste blir også referert til som virkelig verdi-opsjonen.

Finansielle eiendeler klassifisert som lån og fordringer bokføres til amortisert kost ved anvendelse av effektiv rente-metoden. Gevinster og tap innregnes i resultatet når lån og fordringer fraregnes, nedskrives eller amortiseres. Kundefordringer og andre fordringer regnskapsføres til opprinnelig fakturert beløp med fradrag for avsetning for tap. Avsetning for tap regnskapsføres når det foreligger objektive indikasjoner på at konsernet ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

Ikke noterte aksjer klassifiseres som tilgjengelig for salg. Finansielle investeringer klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes i balansen til virkelig verdi. Gevinst eller tap som følge av endringer i virkelig verdi regnskapsføres direkte mot egenkapitalen. Akkumulert gevinst eller tap på finansielle investeringer som tidligere er regnskapsført mot egenkapitalen reverseres når investeringene fraregnes eller nedskrives, og gevinst eller tap resultatføres.

En vesentlig del av konsernets langsiktige sertifikater, obligasjoner og børnoterte aksjer styres samlet av konsernets forsikringsselskap (captive) som en investeringsportefølje og eies for å overholde særskilte kapitaldekningskrav. Investeringsporteføljen styres og vurderes på basis av virkelig verdi i samsvar med gjeldende investeringsstrategi. Porteføljen regnskapsføres ved å bruke virkelig verdi-opsjonen med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, mens eiendeler med forfall mer enn 12 måneder etter balansedagen klassifiseres som langsiktige, med unntak for finansielle derivater klassifisert i holdt for omsetning kategorien.

Finansielle eiendeler fraregnes balansen når de kontraktsmessige rettighetene til kontantstrømmene utløper eller praktisk talt all risiko og avkastning ved eierskap til den finansielle eiendelen overføres på en måte som tilfredsstiller fraregningskriteriene.

*Langsiktige finansielle investeringer* består av børnoterte aksjer, unoterte aksjer, sertifikater og obligasjoner.

*Kortsiktige finansielle investeringer* omfatter sertifikater og pengemarkedsfond. Kortsiktige finansielle investeringer er ved førstegangsinnregning klassifisert som virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, enten som eiendeler klassifisert som holdt for omsetning eller andre eiendeler som ved konsernets anvendelse av virkelig verdi-opsjonen utpekes ved kontraktsinngåelse. Som følge av denne klassifiseringen regnskapsføres kortsiktige finansielle investeringer i balansen til virkelig verdi, med verdiendring over resultatet.

*Langsiktige fordringer og andre fordringer* omfatter langsiktig rentebærende fordringer og klassifiseres som lån og fordringer

*Kundefordringer og andre fordringer* klassifiseres som lån og fordringer.

*Betalingsmidler* omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvide investeringer med maksimal løpetid på tre måneder.

## Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (FIFO-prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

## Nedskrivning

### *Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler*

Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler testes for nedskrivning dersom det er indikasjoner på at den balanseførte verdien overstiger gjennvinnbart beløp. Eiendeler grupperes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre grupper av eiendeler. Olje- og gassfelt eller installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivningsformål. Ved evaluering av balanseførte undersøkelseskostnader anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet.

Ved vurderingen av om et varig driftsmiddel må nedskrives, sammenlignes driftsmiddelets bokførte verdi med gjennvinnbart beløp.

Gjennvinnbart beløp er vanligvis konsernets estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De fremtidige forventede kontantstrømmer risikjusteres i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskonteres ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, som var på 6,5% i årene 2008, 2007 og 2006. Diskonteringsrenten er basert på konsernets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC)

etter skatt. Konsernet vurderer etter-skatt beregninger å være tilstrekkelig objektive og konsistent anvendbare på tvers av de ulike skatteregimene, samtidig som dette for alle vesentlige tilfeller vil gi samme konklusjon som anvendelse av før-skatt satser slik som forutsatt i IAS 36 *Verdifall på eiendeler*.

Dersom vurderingen tilsier at eiendelens verdi er forringet, blir eiendelen nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede.

### **Goodwill**

Goodwill testes for tap ved verdifall minst årlig og oftere dersom det foreligger indikasjoner på at eiendelen kan ha falt i verdi. Goodwill som oppstår i forbindelse med virksomhetssammenslutning tilordnes de kontantgenererende enheter som forventes å få fordeler av synergieffektene av sammenslutningen.

Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den kontantgenererende enheten som goodwill er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for enheten er lavere enn balanseført verdi, blir tapet innregnet ved først å redusere goodwill og deretter ved å redusere verdien av andre eiendeler forholdsmessig. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

### **Finansielle eiendeler**

StatoilHydro vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe av finansielle eiendeler har falt i verdi, unntatt finansielle eiendeler klassifisert i til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet kategorien.

For eiendeler balanseført til amortisert kost vil eiendelens balanseførte verdi reduseres dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall på utlån og fordringer. En senere periodes reversering av verdifall innregnes i resultatet.

Hvis en eiendel som er tilgjengelig for salg nedskrives (vesentlig eller varig verdifall), blir forskjellen mellom kost og virkelig verdi overført fra egenkapital til resultatregnskapet. En senere periodes reversering av verdifall på egenkapitalinstrumenter klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes direkte mot egenkapitalen.

### **Finansielle forpliktelser**

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi beregninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert i ved førstegangs innregning. De kategoriene som anvendes av konsernet er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rentemetoden.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, mens forpliktelser med forfall mer enn 12 måneder fra balansedagen klassifiseres som langsiktig, med unntak for finansielle derivater klassifisert til virkelig verdi over resultatet i holdt for omsetning kategorien.

Finansielle forpliktelser fraregnes i balansen når den kontraktsmessige forpliktelsen utløper, er oppfylt eller kansellert. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansinntekter og rentekostnader og andre finanskostnader.

*Langsiktige finansielle forpliktelser* består av rentebærende obligasjonslån, banklån, finansielle leie-forpliktelser og annen gjeld.

*Kortsiktige finansielle forpliktelser* består av innkalt margin, sertifikater, kortsiktig del av langsiktige finansiell forpliktelser, inkludert finansiell leie-forpliktelse, og annen gjeld.

*Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld* regnskapsføres til fakturert beløp eller avregningsbeløp.

### **Pensjonsforpliktelser**

StatoilHydro ASA og enkelte av datterselskapene har pensjonsplaner for de ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet, eller er basert på definerte tilskudd til den enkeltes pensjonssparing. For ytelsesplaner er det beløp den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsøkning.

Selskapets 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 diskonteres 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 løpetiden til selskapets forpliktelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i Resultatregnskapet.

Renteelementet representerer endringen i nåverdien av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, hensyntatt alle

vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidlene er basert på en vurdering ved periodens begynnelse av markedets forventninger til langsiktig avkastning. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelser utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i Resultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Netto pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. StatoilHydros andel av kostnaden innregnes i Resultatregnskapet i henhold til kostnadens funksjon.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelser er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør eller avkorting blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i Resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatavvik innregnes i Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår.

Tilskudd til pensjonsplaner som er tilskuddsplaner kostnadsføres etter hvert som tilskuddsbeløpene opptjenes av de ansatte.

### **Forpliktelser og betingede eiendeler**

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før skatt rente som reflekterer eksisterende markedsvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av usikre fremtidige hendelser, blir ikke regnskapsført. Selskapet opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at selskapet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av hendelsen.

### **Tapsbringende kontrakter**

Konsernet regnskapsfører som avsetning kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene i henhold til kontrakten overstiger de økonomiske fordelene som forventes mottatt i tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en kontantgenererende enhet med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av den kontantgenererende enheten, inngår i nedskrivnings-vurderingene for den aktuelle kontantgenererende enheten.

### **Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser**

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når selskapet har en 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. Estimatet baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikoer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gass installasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av produksjonsperioden gjennom endring i lovgivningen eller gjennom en beslutning om å opphøre med virksomheten. Forpliktelsen regnskapsføres når kravet oppstår og inngår i Andre avsetninger i balansen. Forpliktelsen beregnes til nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. For raffineri- og prosesseringsanlegg uten en forventet konsesjonsperiode anses levetiden for ubestemt og det er derfor ikke mulig å estimere fjerningsforpliktelsen for disse anleggene. Forpliktelser knyttet til detaljutsalgs estimeres på porteføljnivå.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives sammen med denne.

Endring i estimatet for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen.

### **Finansielle derivater og sikringsvurdering**

StatoilHydro benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved inngåelse og blir målt til virkelig verdi i etterfølgende perioder. Finansielle derivater presenteres som eiendel når virkelig verdi er positiv og gjeld når virkelig verdi er negativ. Finansielle derivat-eiendeler eller -gjeld som forventes inndrevet eller innebærer juridisk rett til oppgjør mer enn 12 måneder etter balansedagen, er klassifisert som langsiktige, med unntak for finansielle derivater klassifisert i holdt for omsetning kategorien. For konsernet er det derfor kun finansielle derivater utpekt som effektive sikringsinstrumenter som er klassifisert som langsiktige i samsvar med klassifiseringen av sikringsobjektet.

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 viktig unntak er kontrakter som er inngått og fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med

konsernets forventede innkjøps-, salgs- eller brukskrav. Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Dette unntaket gjelder svært mange kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass.

#### *Innebygde derivater*

Derivater innebygd i andre finansielle instrumenter eller i andre vertskontrakter behandles som separate derivater når vertskontrakten ikke er balanseført til virkelig verdi og 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. Vurdering knyttet til innebygd derivat gjøres når konsernet blir part i kontrakten, herunder ved virksomhetssammenslutning. Innebygde derivater måles til virkelig verdi. Gevinster og tap som følge av endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet.

#### *Sikringsvurdering*

For derivater utpekt som sikringsinstrumenter og hvor sikringsvurdering anvendes, dokumenteres sikringsforholdet ved inngåelse av sikringen. Dokumentasjonen omfatter identifisering av sikringsinstrumentet, sikringsobjekt eller transaksjon, arten av risiko som sikres og hvordan sikringsinstrumentets effektivitet vil bli vurdert. Ved inngåelsen forventes slik sikring å være svært effektiv.

#### *Virkelig verdi-sikring*

Virkelig verdi-sikring anvendes ved sikring av eksponeringen for endringer i virkelig verdi av en balanseført eiendel eller forpliktelse. Balanseført verdi av sikringsobjektet justeres for gevinst eller tap som kan henføres til den sikrede risikoen. Sikringsinstrumentet måles til virkelig verdi. Gevinster og tap fra sikringsobjektet og sikringsinstrumentet innregnes i resultatet på samme linje. For sikringsobjekt som regnskapsføres til amortisert kost amortiseres justeringen over resultatet slik at den vil være fullt ut amortisert ved forfall. Denne justeringen blir inkludert i amortiseringsberegningen fra det tidspunktet sikringsobjektet ikke lenger justeres for endring i virkelig verdi, enten fordi sikringsinstrumentet har utløpt eller fordi sikringen ikke lenger oppfyller kravene til sikringsvurdering. Konsernet avslutter regnskapsføring av virkelig verdi-sikring dersom sikringsinstrumentet utløper eller selges, avsluttes eller utøves, sikringen ikke lenger oppfyller kriteriene for sikringsvurdering, eller øremerkingen tilbakekalles.

#### **Måling av virkelig verdi**

Et finansielt instrument anses som notert i et aktivt marked dersom noterte kurser er enkelt og regelmessig tilgjengelige, for eksempel fra en børs, og disse kursene representerer faktiske og regelmessig forekommende markedstransaksjoner. Dette vil typisk være, men er ikke begrenset til, råvarebaserte terminkontrakter, opsjoner og egenkapitalinstrumenter med noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler. Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og finansielle derivater fastsettes med referanse til henholdsvis kjøpskurs eller salgskurs på balansedagen.

Når det ikke foreligger aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdsettingsmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi av et annet instrument som er praktisk talt det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller. I verdsettingsmetodene tar også konsernet hensyn til motpartens og egen kreditt-risiko ved verdsettelse av kontrakter som ikke er omsatt i et aktivt marked. Dette gjøres enten via diskonteringsrenten som benyttes, eller ved direkte å justere de beregnede kontantstrømmene. Når konsernet bokfører elementer av langsiktige råvarebaserte kontrakter til virkelig verdi baseres dermed verdsettelsen på noterte terminpriser, underliggende indekser i kontraktene og forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

#### **Skjønn og usikkerhet i estimater**

##### ***Bruk av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene***

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, og som har stor betydning for regnskapet.

##### ***Inntektsføring- brutto eller netto presentasjon av SDØE volumer***

Som beskrevet over i avsnittet "Transaksjoner med Den norske stat" markedsfører og selger StatoilHydro Den norske stats andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som Varekostnad og Salgsinntekter. Vurdering av brutto eller netto presentasjon har tatt utgangspunkt i de detaljerte kriteriene i IAS 18 *Driftsinntekter*. Spesielt ble det vurdert hvorvidt risiko og avkastning knyttet til oljeproduksjonen var blitt overført fra SDØE til StatoilHydro.

StatoilHydro selger også Den norske stats produksjon av naturgass i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette salget og relaterte utgifter som refunderes fra staten er regnskapsført netto i StatoilHydros regnskap. De samme kriteriene med hensyn til overgang av risiko og avkastning som beskrevet over er vurdert og det er konkludert med at risiko og avkastning ikke har blitt overført fra SDØE til StatoilHydro ASA.

##### ***Regnskapsmessig behandling av fusjonen med Hydro Petroleum***

Fusjonen mellom tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum er regnskapsført ved å videreføre historisk regnskapsførte verdier for eiendeler og gjeld. For å komme frem til regnskapsmessig behandling vurderte StatoilHydro først hvorvidt tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum var under felles kontroll av Den norske stat. Etter å ha konkludert med at begge selskapene var under kontroll av Den norske stat, ble det vurdert hvilken metode for regnskapsføring av fusjonen som ville gi best fremstilling for regnskapsformål. StatoilHydro konkluderte med at en slik

omorganisering best kunne fremstilles ved å videreføre historisk kost for eiendeler og gjeld, og ved å omarbeide regnskapet for alle tidligere perioder som om selskapene alltid hadde vært sammenslått.

#### **Estimering under usikkerhet**

Utarbeidelse av regnskap 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 er antatt å være rimelige ut fra de gitte omstendigheter, og som danner basis for å foreta vurderinger knyttet til balanseførte verdier på eiendeler og gjeldsposter som ikke er lett tilgjengelige basert på andre kilder. Virkelige resultater kan avvike fra disse estimatene. Estimatenes og de underliggende forutsetningene evalueres løpende hensyntatt dagens og forventede fremtidige markedsforhold.

Konsernet er eksponert for endringer i en rekke underliggende økonomiske faktorer, slik som pris på olje og naturgass, raffineringsmarginer, kurser på utenlandsk valuta, samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes fra endringer i disse faktorene, som påvirker totalresultatet. I tillegg påvirkes konsernet av produksjonsnivået, som på kort sikt påvirkes av for eksempel vedlikeholdsarbeid. På lang sikt påvirkes resultatene blant annet av suksessraten ved undersøkelseaktivitet og feltutbyggingsaktiviteter.

Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå det skjønn som må utøves for å utarbeide regnskapet og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, balanse og kontantstrømmer.

#### **Sikre olje- og gassreserver**

Konsernets eksperter har estimert StatoilHydros sikre olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og kriterier regulert av det amerikanske kreditilsynet (Securities and Exchange Commission - SEC). Reserve estimater er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbon-volumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbytte-faktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsesbegrensninger. 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. Konsernets reserver er vurdert av uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra StatoilHydros estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og NGL (Natural Gas Liquids) som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir utarbeidet. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, og ikke til generelle endringer i antatte priser og marginer.

Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i økte avskrivninger.

#### **Forventede olje- og gassreserver**

Konsernets eksperter har estimert StatoilHydros forventede olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder. Reserveestimer blir benyttet ved testing av oppstrømseiendeler for tap ved verdifall. Sikre reserver og sikre utbygde reserver benyttes ved beregning av avskrivninger og amortiseringer. Reserve-estimater er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbon-volumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbytte-faktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsesbegrensninger. Påliteligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvalitet og kvantitet på de tekniske og økonomiske data og effektiviteten ved utvinningen og prosesseringen av hydrokarbonene.

Fremtidige endringer i forventede olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig effekt for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, samt for testing for tap ved verdifall. Endringene kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i nedskrivninger.

**Undersøkelseskostnader og kjøpte leterettigheter.** StatoilHydro balansefører midlertidig utgifter til boring av undersøkelsesbrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet 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 nedskrives i perioden, vil i betydelig grad påvirke periodens resultat.

**Tap ved verdifall/reversering av tap ved verdifall.** StatoilHydro har betydelige investeringer i varige driftsmidler. Endringer i forventninger med hensyn til eiendelens 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 forutsetninger om fremtiden.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte kostnader overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette, og minimum en gang pr år. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes brønnen for nedskrivning. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering av disse som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene er at det enten er vedtatt planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at en utbygging forventes vedtatt i nær fremtid.

Beregning av gjenvinnbart beløp kan være kompleks når beløpet må beregnes med utgangspunkt i relevante fremtidige kontantstrømmer som estimeres basert på forutsetninger om fremtiden og neddiskonteres til nåverdi.

Testing for tap ved verdifall krever at det utarbeides langsiktige forutsetninger knyttet til en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, slik som fremtidige markedspriser, valutakurser, driftsmidlets fremtidige produktivitet, politisk risiko og landrisiko, og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante fremtidige kontantstrømmer. Langsiktige forutsetninger blir etablert på konsernnivå. Det er en stor grad av skjønn involvert når disse forutsetningene etableres og når andre relevante faktorer fastsettes, slik som terminkurver, estimert fremtidig produksjon og estimert avhendingsverdi for eiendelen.

**Pensjonsforpliktelser.** Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner som representerer en langsiktig forpliktelse i balansen, og indirekte, periodens pensjonskostnad i resultatregnskapet, etablerer StatoilHydro en rekke kritiske forutsetninger som påvirker disse estimatene. Først og fremst gjelder dette forutsetninger om hvilken diskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige utbetalinger, den forventede avkastningen på pensjonseiendeler og den forventede årlige lønnsveksten. Disse forutsetningene har en direkte og betydelig påvirkning på beløpene som presenteres. Betydelige endringer i disse forutsetningene mellom perioder vil kunne ha en vesentlig effekt på regnskapet.

**Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse.** StatoilHydro har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av varige driftsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når forpliktelsen oppstår. Ved innregning av en forpliktelse balanseføres den estimerte fremtidige fjerningsutgiften som en del av den varige eiendelen den er knyttet til, og avskrives over eiendelens levetid.

Det er vanskelig å estimere utgiften knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene. Estimaten er basert på gjeldende regelverk og dagens teknologi, hensyntatt relevante risikoer 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 dagratene for rigg, marine operasjoner og tungløftlektre vil være på tidspunkt for fjerning. 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 terminkurver kan ha vesentlig effekt for beregnet virkelig verdi av derivater og korresponderende inntekt eller tap i resultatregnskapet, og da spesielt for langsiktige kontrakter.

**Inntektsskatt.** StatoilHydro betaler årlig betydelige beløp i skatt under ulike skatteregimer, og regnskapsfører betydelige endringer i eiendeler og gjeld ved utsatt skatt. Kvaliteten på estimaten avhenger av hvordan selskapet fortolker gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, selskapets evne til å anvende til dels svært komplekse regler, identifisere og implementere endringer i regelverket, samt forutse fremtidig inntjening for å kunne anvende utsatt skattefordel knyttet til fremførbare underskudd.

### 3 Virksomhetssammenslutninger

I desember 2008 kjøpte StatoilHydro den resterende 50% eierandelen i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino etter å ha ferdigstilt en avtale om å kjøpe Anadarko's 50% eierandel den 10. desember 2008. StatoilHydro betalte et kontantvederlag på 1,8 milliarder amerikanske dollar, inkludert utgifter påløpt i perioden 1. januar til 10. desember 2008 for 100% av aksjene i Anadarkos heleide selskap Anadarko Petroleo Ltda og Anadarkos 50% andel i selskapet South Atlantic Holding BV. Avhengig av fremtidige oljepriser over et avtalt minimumsnivå vil StatoilHydro i tillegg betale et beløp begrenset oppad til 0,3 milliarder amerikanske dollar før skatt knyttet til inntjening fra Peregrinofeltet i perioden frem til 2020. Verdien av det betingede elementet i vederlaget ble på oppkjøpstidspunktet vurdert til 0,2 milliarder amerikanske dollar og er medtatt i anskaffelseskost for kjøpet. Oppkjøpet av Peregrino er blitt vurdert som en virksomhetssammenslutning etter IFRS 3 og endringer i verdien av det betingede elementet i vederlaget vil bli regnskapsført som en justering av balanseført verdi på de anskaffede eiendelene. Se tabell nedenfor for nærmere detaljer om fordeling av anskaffelseskost på eiendeler, forpliktelser og betingede forpliktelser.



(i millioner kroner)	Balanseført verdi	Virkelig verdi
Varige driftsmidler	2 518	12 435
Immaterielle eiendeler	0	1 543
Omløpsmidler	70	70
Sum overtatte eiendeler	2 588	14 048
Kortsiktig gjeld	-316	-323
Netto eiendeler overtatt	2 272	13 725

Immaterielle eiendeler består av lisenser i undersøkelses- og evalueringsfasen. Ingen andel av kjøpesummen er allokeret til goodwill.

StatoilHydros opprinnelige andel på 50% i selskapet South Atlantic Holding BV ble tidligere regnskapsført etter egenkapitalmetoden som et tilknyttet selskap. Som en konsekvens av virksomhetssammenslutningen blir selskapet nå konsolidert og balanseført verdi på netto eiendeler som tidligere ble regnskapsført etter egenkapitalmetoden er nå regnskapsført som tilgang ved virksomhetssammenslutning i note 11 Varige driftsmidler (i tillegg til beløpene som vist i tabellen over). Transaksjonen er bokført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

Den oppkjøpte virksomheten har ikke generert inntekter og det er ikke påløpt betydelige driftskostnader i perioden fra 1. januar 2008 til oppkjøpstidspunktet, eller i perioden etter oppkjøpstidspunktet, ettersom driften i hovedsak har vært knyttet til utviklings- og undersøkelsesaktivitet hvor utgifter er blitt balanseført som immaterielle eiendeler (undersøkelse) og varige driftsmidler (utvikling).

## 4 Vesentlige oppkjøp og salg

I november 2008 kjøpte StatoilHydro en 32,5% eierandel i skifer-gassområdet Marcellus formasjonen fra Chesapeake Appalachia, L.L.C. Marcellus formasjonen strekker seg over 1,8 millioner acre (7.300 kvadratkilometer) i Appalachene i det nordøstlige USA. StatoilHydro betalte 1,3 milliarder amerikanske dollar kontant og vil i tillegg betale 2,1 milliarder amerikanske dollar i form av fremtidig dekning av 75% av Chesapeake sine bore- og kompletteringsutgifter i perioden 2009 til 2012. Marcellus eiendelene er i undersøkelses- og evalueringsfasen og den fremtidige dekningen av Chesapeake sine utgifter vil, basert på bestemmelser i IFRS 6 *Leting etter og evaluering av mineralressurser*, bli regnskapsført når utgiftene pådras etter hvert som bore- og kompletteringsarbeidet gjennomføres. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon, og ble ikke ansett som en virksomhetssammenslutning.

I februar 2008 ble StatoilHydro sin deltakelse i Petrocedeño prosjektet (tidligere Sincor prosjektet) redusert fra 15% til 9,677% som følge av omdanningen av Sincor prosjektet til det felleskontrollerte selskapet Petrocedeño, S.A., som har 60% deltakelse fra den Venezuelanske stat gjennom dens heleide selskap PDVSA. Petrocedeño prosjektet innebærer utnyttelse av ekstra tung råolje fra reservoarene i Orinoco beltet offshore Venezuela. En regnskapsmessig gevinst på 1,1 milliarder norske kroner etter skatt er ført i konsernregnskapet knyttet til reduksjonen i eierandel. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. StatoilHydros gjenværende eierandel i Petrocedeño er regnskapsført etter egenkapitalmetoden, mens den tidligere eierandelen i Sincor prosjektet ble regnskapsført som en felleskontrollert eiendel ved å inkludere selskapets andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i konsernregnskapet.

I andre kvartal 2007 kjøpte StatoilHydro alle aksjene i selskapet North American Oil Sands Corporation (NAOSC) for 2,2 milliarder kanadiske dollar, som tilsvarte om lag 2,0 milliarder amerikanske dollar. Selskapet opererer oljesand lisenser som strekker seg over et område på 257.200 acre (1.110 kvadratkilometer) i Athabasca regionen i Alberta, nord-øst for Edmonton. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon, og ble ikke ansett som en virksomhetssammenslutning.

I første kvartal 2007 kjøpte StatoilHydro eierandeler i to funn og ett leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogolfen fra Anadarko Petroleum Corporation for 0,9 milliarder amerikanske dollar. Lisensene er lokalisert i områdene Greater Tahiti og Walker Ridge. Som en del av transaksjonen kjøpte StatoilHydro en 15% eierandel i Big Foot-funnet og har nå 27,5% i dette funnet, inkludert andelene fra transaksjonen beskrevet nedenfor. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon, og ble ikke ansett som en virksomhetssammenslutning.

I fjerde kvartal 2006 kjøpte StatoilHydro eierandeler i to dypvannslisenser og ett leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogolfen for 0,7 milliarder amerikanske dollar. Lisensene er lokalisert i områdene Greater Tahiti og Walker Ridge. Transaksjonen ga StatoilHydro 17,5% andel i Caesar funnet og 12,5% andel i Big Foot funnet. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon og ble ikke ansett som en virksomhetssammenslutning.

## 5 Segmentinformasjon

### Informasjon om segmentene

StatoilHydro har organisert virksomheten innenfor fire segmenter; Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring. Segmentene Undersøkelse og produksjon Norge og Internasjonal undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass og utvinner NGL (natural gas liquids). Segmentet Naturgass transporterer og markedsfører naturgass og naturgassprodukter. Foredling og markedsføring har ansvaret for petroleumsraffinering og markedsføring av alle petroleumsprodukter med unntak av naturgass og NGL.

"Øvrig virksomhet" inkluderer Konsernstaber og finans, Teknologi & Ny Energi og Prosjekter. "Elimineringer" inkluderer elimineringer av internt salg og intern urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Interne salg beregnes basert på estimerte markedspriser.

Oppdelingen i segmenter samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets beslutningstaker, definert som selskapets konsernledelse (KL). Driftssegmentene er fastsatt ut fra forskjeller i virksomhet, produkter, tjenester og geografisk aktivitet. StatoilHydro benytter Resultat før finansposter og skattekostnad som mål for segmentets resultat. Finansielle poster og skattekostnad blir ikke allokert til segmentene. Måling av segmentenes resultat følger samme regnskapsprinsipper som i konsernregnskapet som beskrevet i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2008, 2007 og 2006:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
<b>Året 2008</b>							
Eksternt salg							
(inkluderer Andre inntekter)	2 879	10 289	108 704	530 165	2 700	0	654 737
Salg mellom segmenter	216 882	35 031	1 882	966	2 212	-256 973	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	82	809	225	216	-49	0	1 283
Sum driftsinntekter	219 843	46 129	110 811	531 347	4 863	-256 973	656 020
Resultat før finansposter og skattekostnad	166 907	12 784	12 541	4 548	-731	2 783	198 832
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivninger og amortiseringer	24 043	11 619	2 310	2 117	596	0	40 685
- Årets nedskrivninger	0	2 063	0	0	248	0	2 311
- Nedskrivning varelager	0	0	24	5 203	0	-1 377	3 850
- Råvarebaserte derivater	-109	0	-1 341	-1 306	-37	0	-2 793
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	749	2 957	0	0	0	0	3 706
Investeringer i tilknyttede selskaper	149	6 114	4 898	1 063	416	0	12 640
Segmentets øvrige anleggsmidler*	165 493	160 580	35 735	34 420	3 854	0	400 082
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene**							20 889
Sum anleggsmidler							433 611
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler***	34 941	48 694	2 041	8 488	1 256	0	95 420

\* Eksklusive investeringer i tilknyttede selskaper.

\*\* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokert til segmenter.

\*\*\* Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.



(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
<b>Året 2007</b>							
Eksternt salg							
(inkluderer Andre inntekter)	5 925	13 483	72 447	427 342	2 851	140	522 188
Salg mellom segmenter	173 259	27 746	927	468	1 600	-204 000	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	60	372	60	233	-116	0	609
Sum driftsinntekter	179 244	41 601	73 434	428 043	4 335	-203 860	522 797
Resultat før finansposter og skattekostnad	123 150	12 161	1 562	3 776	-2 260	-1 185	137 204
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivninger og amortiseringer	23 030	9 857	1 595	1 896	564	0	36 942
- Årets nedskrivninger	0	1 246	250	937	-3	0	2 430
- Pensjonskostnader*	5 300	738	700	700	1 300	0	8 738
- Råvarebaserte derivater	-2 920	577	3 318	1 031	-88	0	1 918
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	50	1 610	0	0	0	0	1 660
Investeringer i tilknyttede selskaper	125	2 253	4 516	1 066	461	0	8 421
Segmentets øvrige anleggsmidler**	153 115	107 261	35 552	27 627	2 933	0	326 488
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene***							18 519
Sum anleggsmidler							353 428
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler****	31 100	36 200	2 100	4 800	800	0	75 000

\* Pensjonskostnader inkluderer kostnader til tidligpensjon (hensyntatt effekt knyttet til avkorting) og kostnader knyttet til tidligere perioders pensjonsopptjening.

\*\* Eksklusive investeringer i tilknyttede selskaper.

\*\*\* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokert til segmenter.

\*\*\*\* Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
<b>Året 2006</b>							
Eksternt salg							
(inkluderer Andre inntekter)	3 576	11 987	96 040	410 689	1 778	-3 267	520 803
Salg mellom segmenter	175 544	20 608	832	899	1 986	-199 869	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	79	7	197	402	-6	0	679
Sum driftsinntekter	179 199	32 602	97 069	411 990	3 758	-203 136	521 482
Resultat før finansposter og skattekostnad	135 140	3 917	21 693	7 280	-1 427	-439	166 164
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivninger og amortiseringer	20 708	9 468	1 425	2 223	437	0	34 261
- Årets nedskrivninger	230	4 902	0	57	0	0	5 189
- Råvarebaserte derivater	69	-354	-6 894	-136	12	0	-7 303
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	177	1 270	0	0	0	0	1 447
Investeringer i tilknyttede selskaper	235	2 381	4 771	964	205	0	8 556
Segmentets øvrige anleggsmidler*	151 503	95 980	30 103	25 171	2 873	0	305 630
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene**							18 462
Sum anleggsmidler							332 648
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler***	29 200	28 900	3 200	2 500	500	0	64 300

\* Eksklusive investeringer i tilknyttede selskaper.

\*\* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokert til segmenter.

\*\*\* Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

Konsernregnskapet for 2007 inkluderte en kostnad på 10,7 milliarder kroner før skatt relatert til restruktureringsutgifter og andre utgifter som følge av fusjonen i 2007. Dette var i all hovedsak utgifter knyttet til pensjoner samt førtidspensjoner som ble tilbudt ansatte i StatoilHydro ASA som var fylt 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden påvirker resultat før finansposter og skattekostnad i alle segmenter og særlig segmentet Undersøkelse og produksjon Norge. Basert på et forlik, samt estimatendringer i 2008, har StatoilHydro regnskapsført 1,7 milliarder kroner som en kostnadsreduksjon i 2008. Den største delen av dette beløpet relaterer seg til segmentet Undersøkelse og produksjon Norge.

I segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon har konsernet i 2008 bokført en nedskrivningskostnad på 4,5 milliarder kroner. Hoveddelen av dette beløpet gjelder eiendeler i Mexicogulfen. Nedskrivningskostnaden er presentert som henholdsvis undersøkelseskostnader med 2,4 milliarder kroner og avskrivning, amortisering og nedskrivning med 2,1 milliarder kroner basert på eiendelens natur som henholdsvis immateriell eiendel (undersøkelsesutgifter) og anleggsmidler (eiendeler knyttet til utbygging og produksjon).

I 2007 bokførte segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon en nedskrivningskostnad på 1,2 milliarder kroner som i hovedsak var relatert til eiendeler knyttet til felt i Mexicogulfen, mens segmentet Foredling og markedsføring bokførte en nedskrivningskostnad på 0,9 milliarder knyttet til varige driftsmidler og immaterielle eiendeler i Energi og Detaljhandelvirksomheten i Sverige.

I 2006 ble det foretatt nedskrivninger med 4,9 milliarder kroner før skatt relatert til eiendeler i Mexicogulfen i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

Internprisen for salg av naturgass mellom segmentene Undersøkelse og produksjon Norge og Naturgass er med virkning fra 1. januar 2008 blitt oppdatert for bedre å reflektere endringene i markeder for konkurrerende energikilder.

#### Geografisk inndeling

StatoilHydro har aktivitet i 44 land, og selskapets fire segmenter styres globalt. Ved presentasjon av informasjon basert på geografisk inndeling blir inntekter fra eksterne kunder henført til landet hvor det juridiske selskapet som står for det eksterne salget er hjemmehørende.

Henføring av eiendeler til segment baseres på eiendelens lokalisering.

Nedenfor presenteres geografiske data for 2008, 2007 og 2006.

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2008						
Norge	260 171	79 813	44 536	79 739	31 025	495 284
USA	24 712	8 795	1 660	20 182	2 545	57 894
Sverige	0	0	0	21 982	4 064	26 046
Danmark	0	0	0	21 170	-1 754	19 416
Singapore	11 203	1 906	0	0	0	13 109
Storbritannia	1 982	10 878	2	0	2 800	15 662
Andre	7 305	930	198	16 885	2 008	27 326
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	305 373	102 322	46 396	159 958	40 688	654 737

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2007						
Norge	209 764	62 911	47 119	52 772	14 107	386 673
USA	24 142	5 269	1 766	22 823	-864	53 136
Sverige	0	0	0	16 378	6 731	23 109
Danmark	0	0	0	16 958	-2 038	14 920
Singapore	13 861	0	0	367	0	14 228
Andre	13 290	2 485	139	11 517	2 691	30 122

Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	261 057	70 665	49 024	120 815	20 627	522 188
--------------------------------------------------------------------	---------	--------	--------	---------	--------	---------

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2006						
Norge	200 536	72 831	46 447	49 475	23 998	393 287
USA	21 070	3 731	2 089	17 436	1 296	45 622
Sverige	0	0	0	15 431	6 304	21 735
Danmark	0	0	0	14 552	87	14 639
Singapore	8 218	0	0	425	3	8 646
Andre	10 768	7 157	3	15 999	2 947	36 874

Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	240 592	83 719	48 539	113 318	34 635	520 803
--------------------------------------------------------------------	---------	--------	--------	---------	--------	---------

#### Konsernets eiendeler henført til geografiske områder

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Norge	220 794	204 401	200 220
USA	50 587	38 672	33 841
Angola	23 807	15 906	16 371
Aserbadsjan	21 396	16 279	17 444
Canada	17 151	14 423	3 160
Brasil	15 743	2 266	2 444
Algerie	11 270	8 371	9 699
Andre områder	47 769	31 305	28 745

Sum anleggsmidler (eksklusive utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler) 31. desember	408 517	331 623	311 924
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------	---------	---------

#### Store kunder

StatoilHydro har ikke driftsinntekter fra transaksjoner med enkeltkunder som utgjør 10% eller mer av selskapets samlede driftsinntekter.

## 6 Godtgjørelse

(i millioner kroner, untatt antall årsverk)	2008	2007	2006
Lønnskostnader	18 670	17 243	15 980
Pensjonskostnader*	2 851	3 131	2 281
Arbeidsgiveravgift	2 676	2 930	2 368
Andre sosiale kostnader	2 102	1 997	1 567
Sum lønnsrelaterte kostnader	26 299	25 301	22 196
Gjennomsnittlig antall årsverk	28 001	27 641	26 899

\*Pensjonskostnader i 2007 inkluderer ikke sluttvederlag.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis viderebelastet partnerne i StatoilHydro-opererte lisenser med utgangspunkt i påløpte timer.

Detaljer om beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse fremgår av note 21 Pensjonsordninger for ansatte.

### Aksjebasert avlønning

StatoilHydros aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i StatoilHydro gjennom månedlige lønnstrekk. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i StatoilHydro, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for StatoilHydro relatert til 2008, 2007 og 2006 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 388 millioner, 246 og 96 millioner kroner. Beregnet kostnad for StatoilHydro for 2009 programmet (avtaler inngått i 2008) utgjør 370 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2008 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 773 millioner kroner.

## 7 Andre kostnader

### Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte og andre tjenester	Totalt
2008			
Ernst & Young - Norge	35,0	5,0	40,0
Ernst & Young - utenfor Norge	25,3	3,9	29,2
Totalt	60,3	8,9	69,2
2007			
Ernst & Young - Norge	20,7	7,4	28,1
Ernst & Young - utenfor Norge	24,1	1,1	25,2
Totalt	44,8	8,5	53,3
2006			
Ernst & Young - Norge	15,9	4,2	20,1
Ernst & Young - utenfor Norge	19,9	2,4	22,3
Totalt	35,8	6,6	42,4

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar på 39,4 millioner kroner og revisjonsrelatert honorar på 5,6 millioner kroner til Deloitte i 2006, og revisjonshonorar til Ernst & Young knyttet til StatoilHydro-opererte lisenser på 8,5 millioner, 6,1 millioner og 4,0 millioner kroner for henholdsvis 2008, 2007 og 2006.

Økningen i godtgjørelse for revisjon, revisjonsrelaterte og andre tjenester fra 2006 til 2007 og fra 2007 til 2008 skyldes hovedsakelig økt aktivitet i forbindelse med fusjonen med Hydro Petroleum.

### Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling (FoU) utgjorde henholdsvis 2 243, 1 969 og 1 616 millioner kroner i 2008, 2007 og 2006. Utgiftene er delvis finansiert av partnere på StatoilHydro-opererte lisenser. StatoilHydros andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

## 8 Finansposter

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Agioeffekter langsiktige finansielle forpliktelser	-11 252	5 944	3 190
Agioeffekter finansielle derivater	-25 001	8 276	3 299
Andre agioeffekter	3 690	-4 177	-2 032
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	-32 563	10 043	4 457
Mottatt utbytte	290	523	554
Verdipapirgevinst/-tap finansielle investeringer	4 796	-723	646
Renter verdipapirer	975	338	612
Renter langsiktige finansielle forpliktelser	130	197	204
Renter og andre finansinntekter kortsiktige finansielle eiendeler	6 016	1 970	1 659
Renter og andre finansposter	12 207	2 305	3 675
Balanseførte renter	1 225	2 680	3 255
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-2 107	-2 099	-1 304
Renter langsiktig gjeld	-2 743	-2 795	-3 059
Gevinst (tap) finansielle derivater	6 708	847	-365
Renter og andre finanskostnader kortsiktige finansielle forpliktelser	-1 092	-1 374	-1 587
Renterkostnader og andre finanskostnader	1 991	-2 741	-3 060
Netto finansposter	-18 365	9 607	5 072

Endringer i virkelig verdi for valutaswaper relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Svekkelse av norske kroner i forhold til USD har resultert i virkelig verdi tap i 2008 for disse posisjonene.

Økning i verdipapirgevinst finansielle investeringer i 2008 er hovedsakelig knyttet til valutaeffekter som inngår i endring av virkelig verdi.

Økning i renter og andre finansinntekter kortsiktige finansielle eiendeler er i 2008 hovedsakelig knyttet til renteinntekter på valutaswaper grunnet økt rentemargin og påløpte renter på forskuddsbetalt skatt.

Balanseførte renter er redusert i 2008 i forhold til 2007 på grunn av at flere felt har gått over i produksjon.

Endring i virkelig verdi for renteswaper knyttet til rentestyring av den eksterne låneporteføljen, er inkludert i Gevinst (tap) finansielle derivater. Fall i USD renter gjennom 2008 har resultert i virkelig verdi gevinst i 2008 for disse posisjonene. Som et resultat er Renter og andre finanskostnader positive i 2008 med 2 000 millioner kroner.

Netto urealisert tap på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg, inkludert i unoterte aksjer i balansen, som er ført direkte mot egenkapitalen utgjør 1 362 millioner kroner i 2008, sammenlignet med en gevinst på 1 039 millioner kroner i 2007 og et tap på 524 millioner kroner i 2006.

## 9 Skatter

### Resultat før skattekostnad består av

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Norge - sokkel	171 150	124 707	151 556
Norge - land	-6 260	7 331	6 402
Andre land - oppstrøm <sup>1)</sup>	14 610	13 727	7 038
Andre land - nedstrøm <sup>1)</sup>	967	1 046	6 240
Resultat før skattekostnad	180 467	146 811	171 236

### Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Norge - sokkel	124 775	93 838	107 336
Norge - land	3 378	1 924	1 149
Andre land - oppstrøm <sup>1)</sup>	9 704	9 928	628
Andre land - nedstrøm <sup>1)</sup>	306	535	5 434
Betalbar skatt	138 163	106 225	114 547
Norge - sokkel	3 567	-555	6 065
Norge - land	-4 992	373	856
Andre land - oppstrøm <sup>1)</sup>	993	-3 688	-2 669
Andre land - nedstrøm <sup>1)</sup>	-534	-185	589
Endring utsatt skatt	-966	-4 055	4 842
Skattekostnad	137 197	102 170	119 389

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.



# **Avstemming mellom norsk nominell skattesats på 28 % og effektiv skattesats**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Norge - sokkel	171 150	124 707	151 556
Norge - land	-6 260	7 331	6 402
Andre land - oppstrøm	14 610	13 727	7 038
Andre land - nedstrøm	967	1 046	6 240
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>180 467</b>	<b>146 811</b>	<b>171 236</b>
Beregnet skatt etter nominelle satser:			
Beregnet skatt etter nominell sats (28%) i Norge	50 531	41 107	47 946
Særskatt petroleum etter nominell sats (50%) i Norge	85 575	62 353	75 357
Skatteeffekt av friinntektsfradrag*	-5 047	-4 365	-3 759
Andre land oppstrøm (gjennomsnittlig nominell sats)	6 606	2 397	1 019
Andre land nedstrøm (gjennomsnittlig nominell sats)	-497	57	-754
Annet	29	621	-420
<b>Sum skattekostnad</b>	<b>137 197</b>	<b>102 170</b>	<b>119 389</b>
<b>Effektiv skattesats (%)</b>	<b>76,02</b>	<b>69,59</b>	<b>69,72</b>

\* Resultatet fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsskatteloven. I tillegg til ordinær selskapsbeskatning på 28 % fastsettes det en særskatt på 50 % etter fradrag for friinntekt. Friinntektsfradraget er på 7,5 % per år i fire år fra og med det året investeringen foretas. Per 31. desember 2008 utgjør ikke periodisert friinntekt 15,1 milliarder kroner. Tilsvarende tall for 2007 var 17,3 milliarder kroner.

Økningen i effektiv skattesats skyldes hovedsakelig netto tap på finansposter (inkludert i Norge - land i tabellen ovenfor) som er skattemessig fradragsberettiget med en lavere skattesats enn den gjennomsnittlige.

### Utsatt skattefordel og utsatt skatt består av:

(i millioner kroner)	Varelager	Andre kortsiktige poster	Frømførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler	Balanseførte undersøkel-sesutgifter	Fjernings-forpliktelse	Pensjoner	Andre langsiktige poster	Sum
Utsatt skatt 31. desember 2007									
Utsatt skattefordel	1 257	4 429	2 888	6 361	0	30 238	10 491	2 477	58 141
Utsatt skatt	0	-7 135	0	-91 474	-17 511	0	0	-8 705	-124 825
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2007	1 257	-2 706	2 888	-85 113	-17 511	30 238	10 491	-6 228	-66 684
Utsatt skatt 31. desember 2008									
Utsatt skattefordel	1 356	5 970	3 505	1 864	0	28 195	10 607	5 693	57 190
Utsatt skatt	0	-9 063	0	-91 816	-18 528	0	0	-4 625	-124 032
Netto utsatt skattefordel/utsatt skatt									
31. desember 2008	1 356	-3 093	3 505	-89 952	-18 528	28 195	10 607	1 068	-66 842
Analyse av endringer i utsatt skatt gjennom året									
							2008	2007	2006
Netto utsatt skatt 1. januar							66 684	71 276	69 300
Innregnet i resultatoppstillingen							-966	-4 055	4 842
Innregnet i egenkapital							802	175	-2 321
Omregningsdifferanser og annet							322	-712	-545
Netto utsatt skatt forpliktelse 31. desember							66 842	66 684	71 276

Utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld motregnes når de relaterer seg til samme skattesystemet og det foreligger juridisk grunnlag for motregning.

Etter gjennomføringen av den konserninterne omorganiseringen fra 1. januar 2009, se note 31 Fusjon med Hydro Petroleum, skatlegges ikke lenger noen deler av aktiviteten til StatoilHydro ASA innenfor særskattesystemet i Petroleumsskatteloven. Som følge av dette er utsatt skattefordel knyttet til pensjonsforpliktelser i StatoilHydro ASA regnskapsført med 28% som er skattesatsen som forventes å være aktuell på realisasjonstidspunktet. Tidligere ble skattesatsen estimert til 56%, basert på hvilke beløp som var forventet å bli realisert innenfor henholdsvis Petroleumsskattesystemet og det generelle skattesystemet. Effekten er en reduksjon av utsatt skattefordel knyttet til pensjonsforpliktelser og en tilsvarende reduksjon i opptjent egenkapital med 5,4 milliarder kroner per 31. desember 2008.

### Utsatte skattefordeler

Per 31. desember 2008 har StatoilHydro innregnet 1,3 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler, i hovedsak innenfor segmentet Internasjonal Undersøkelse og Produksjon. Det er sannsynlig at tilstrekkelige skattepliktige overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

### Ikke innregnede utsatte skattefordeler:

(i millioner kroner)	2008	31. desember 2007
Skattereduserende midlertidige forskjeller	8 016	3 860
Frømførbare skattemessige underskudd	4 744	3 143

Frømførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen knytter seg i hovedsak til USA og utløper i perioden 2019 til 2025. Ikke innregnede utsatte skattefordeler knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene, som i hovedsak er knyttet til Angola, utløper ikke under eksisterende skatteregler. Utsatt skattefordel er ikke innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter, i forhold til det som kreves i gjeldende regnskapsstandarder, for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

## 10 Resultat per aksje

### Ordinært resultat per aksje

Ved beregning av resultat per aksje i forbindelse med fusjonen med Hydro petroleum, ble vektet gjennomsnittlig antall utestående ordinære aksjer satt til summen av tidligere Statoils vektete gjennomsnitt av antall ordinære utestående aksjer og Hydros vektete gjennomsnitt av antall ordinære utestående aksjer multiplisert med antall ordinære Statoil aksjer som Hydros aksjonærer mottok for hver Hydro aksje i forbindelse med fusjonen.

Beregningen av ordinært resultat per aksje for henholdsvis 2008, 2007 og 2006 er basert på årets resultat for de respektive år og et vektet gjennomsnitt av ordinære utestående aksjer gjennom året for morselskapet, og beregnet som følger:

	2008	2007	2006
Årets resultat tilordnet aksjeeiere i morselskapet (i millioner kroner)	43 265	44 096	51 117
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer (antall aksjer i tusen)			
Antall utestående ordinære aksjer 1. januar	3 188 647	2 166 144	2 189 586
Effekt av egne aksjer	-2 693	-21 681	-28 558
Effekt av aksjer utstedt ved fusjon med Hydro Petroleum	-	1 051 404	1 069 822
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer	3 185 954	3 195 867	3 230 850
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet (kroner)	13,58	13,80	15,82

Konsernet har ikke aksjeprogrammer med vesentlig utvanningseffekt og beregnet utvannet resultat per aksje avrundes til samme beløp som resultat per aksje.

## 11 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod.anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost							
31. desember 2006	12 890	470 361	41 220	14 885	2 754	67 861	609 971
Tilganger og overføringer	1 579	63 879	1 661	1 196	2 174	-15 158	55 331
Avgang til anskaffelseskost	-230	-2 829	-162	-1 161	-160	-23	-4 565
Omregningsdifferanse	-198	-9 869	-1 557	-178	-121	-3 570	-15 493
Anskaffelseskost							
31. desember 2007	14 041	521 542	41 162	14 742	4 647	49 110	645 244
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2006	-9 200	-295 391	-24 956	-5 606	-386	-2 269	-337 808
Årets avskrivninger	-889	-33 875	-1 356	-660	-230	0	-37 010
Årets nedskrivninger	0	-1 470	-105	0	0	0	-1 575
Avskrivninger på årets avgang	174	2 820	118	618	158	-16	3 872
Omregningsdifferanse	170	4 425	538	161	28	307	5 629
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2007	-9 745	-323 491	-25 761	-5 487	-430	-1 978	-366 892
Varige driftsmidler							
31. desember 2007	4 296	198 051	15 401	9 255	4 217	47 132	278 352
Estimert levetid (år)							
fra anskaffelsestidspunkt	3 - 10	*	15-20	20 - 33	20 - 25		

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod.anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost							
31. desember 2007	14 041	521 542	41 162	14 742	4 647	49 110	645 244
Tilgang ved							
virksomhetssammenslutning	160	0	0	0	0	14 068	14 228
Tilgang og overføringer	3 139	47 327	3 234	1 103	819	9 627	65 249
Avgang til anskaffelseskost	-1 265	-7 907	-4 622	-546	-33	-1 089	-15 462
Omregningsdifferanse	2 149	21 104	1 710	1 229	171	6 167	32 530
Anskaffelseskost							
31. desember 2008	18 224	582 066	41 484	16 528	5 604	77 883	741 789
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2007	-9 745	-323 491	-25 761	-5 487	-430	-1 978	-366 892
Årets avskrivninger	-1 005	-36 872	-1 607	-672	-396	0	-40 552
Overføringer	0	-2 343	0	0	0	2 343	0
Årets nedskrivninger	0	-735	0	0	0	-1 409	-2 144
Avskrivninger på årets avgang	1 138	6 667	1 446	336	0	117	9 704
Omregningsdifferanse	-1 241	-8 801	-897	-488	-43	-594	-12 064
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2008	-10 853	-365 575	-26 819	-6 311	-869	-1 521	-411 948
Varige driftsmidler							
31. desember 2008	7 371	216 491	14 665	10 217	4 735	76 362	329 841
Estimert levetid (år)							
fra anskaffelsestidspunkt	3 - 10	*	15-20	20 - 33	20 - 25		

Balanseførte renteutgifter utgjorde henholdsvis 1,2 milliarder kroner og 2,7 milliarder kroner i 2008 og 2007. I tillegg til avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger som fremgår av tabellen over, er immaterielle eiendeler, se note 12 Immaterielle eiendeler, amortisert med henholdsvis 300 millioner kroner og 787 millioner kroner i 2008 og 2007.

Overføring av eiendeler til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde henholdsvis 1,5 milliarder kroner og 3,2 milliarder kroner i 2008 og 2007.

\* Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper vedrørende avskrivninger etter produksjonshetsmetoden.

Se note 5 Segmentinformasjon for beskrivelse av nedskrivninger.

## 12 Immaterielle eiendeler

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2006	26 096	6 830	32 926
Tilgang	23 237	742	23 979
Avgang til anskaffelseskost	0	-191	-191
Overføringer immaterielle eiendeler	-3 090	-79	-3 169
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-2 061	0	-2 061
Reversering av tidligere nedskrivning	134	0	134
Omregningsdifferanse - immaterielle eiendeler	-3 805	-704	-4 509
Anskaffelseskost 31. desember 2007	40 511	6 598	47 109
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2006	0	-1 721	-1 721
Årets av- og nedskrivninger	0	-787	-787
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang	0	191	191
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger	0	58	58
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2007	0	-2 259	-2 259
Balanseført verdi 31. desember 2007	40 511	4 339	44 850

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2007	40 511	6 598	47 109
Tilganger gjennom virksomhetssammenslutning	1 748	0	1 748
Andre tilganger	17 472	176	17 648
Avgang til anskaffelseskost	-160	-1 696	-1 856
Overføringer immaterielle eiendeler	-1 464	12	-1 452
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-3 706	0	-3 706
Omregningsdifferanse - immaterielle eiendeler	7 087	441	7 528
Anskaffelseskost 31. desember 2008	61 488	5 531	67 019
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2007	0	-2 259	-2 259
Årets av- og nedskrivninger	0	-300	-300
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang	0	1 686	1 686
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger	0	-110	-110
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2008	0	-983	-983
Balanseført verdi 31. desember 2008	61 488	4 548	66 036

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

Tilgang immaterielle eiendeler i 2008 på 19,4 milliarder kroner gjelder hovedsakelig kjøp av virksomhet fra Anadarko Petroleum Corporation og kjøp av eiendeler fra Chesapeake Energy Corporation i tillegg til undersøkelsesaktiviteter som er balanseført i 2008. Se note 3 Virksomhetssammenslutninger og note 4 Vesentlige oppkjøp og salg for beskrivelse av oppkjøp i 2008. I 2007 inkluderte denne linjen kjøp av eiendeler fra Anadarko Petroleum Corporation og North American Oil Sands Corporation i tillegg til undersøkelsesaktiviteter som ble balanseført i 2007.

Goodwill beløper seg til 3 milliarder kroner per 31. desember 2008 og er inkludert i Andre immaterielle eiendeler.

Nedskrivninger på 2,4 milliarder kroner er i hovedsak knyttet til nedskrivning av balanseførte undersøkelsesutgifter i Mexicogulven og er klassifisert som undersøkelseskostnader i konsernresultatregnskapet. Årets av- og nedskrivninger knyttet til andre immaterielle eiendeler er inkludert i Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger i konsernresultatregnskapet. Det henvises til informasjon i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for metode og forutsetninger for gjennomførte nedskrivningstester.

## 13 Investeringer i tilknyttede selskap

(i millioner kroner)	2008	2007
Balanseført verdi tilknyttede selskap 31. desember	12 640	8 421
Resultatandel fra tilknyttede selskap	1 283	609

De vesentligste tilknyttede selskapene i tabellen over er South Caucasus PHC Ltd (eierandel 25,5%), BTC Pipeline company (eierandel 8,71%) og Petrocedeño S.A (eierandel 9,68%). Gjennom avtaleverket har konsernet betydelig innflytelse også i selskapene BTC Pipeline company og Petrocedeño S.A. Investeringene er derfor regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

## 14 Langsiktige finansielle eiendeler

### Langsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Sertifikater	0	605
Obligasjoner	9 984	7 140
Børsnoterte aksjer	2 276	4 230
Unoterte aksjer	4 205	3 291
Finansielle investeringer	16 465	15 266

Av de langsiktige investeringene per 31. desember 2008 relaterer 12 301 millioner kroner seg til investeringer knyttet til konsernets forsikringsplan, og blir forvaltet som en investeringsportefølje med langsiktig avkastning som strategi. Disse investeringene blir klassifisert som langsiktige finansielle investeringer med virkelig verdi opsjon anvendt. Av Statoil Forsikrings portefølje er 80 millioner kroner brukt som sikring for handel med OTC instrumenter.

StatoilHydros kjøp av den automatiserte bensinstasjonkjeden JET ble godkjent av EU-kommisjonen i oktober 2008. Per 31. desember 2008 er investeringen klassifisert som unoterte aksjer, i samsvar med IAS 39, som følge av avhendelseskrav satt av EU hvorpå aktiviteten må holdes skjermet og således uten at StatoilHydro kan utøve kontroll før avhendelseskravet er oppfylt.

Alle langsiktige finansielle investeringer regnskapsføres til virkelig verdi. Endringer i virkelig verdi på unoterte aksjer er ført mot annen egenkapital. Endringer i virkelig verdi på sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer er ført over resultatet.

Når det eksisterer et aktivt marked verdsettes langsiktige finansielle investeringer på basis av børsnoterte priser. Tabellen nedenfor oppsummerer grunnlaget for estimering av virkelig verdi for langsiktige finansielle investeringer. Av sum virkelig verdi er 6 402 millioner kroner verdsatt på basis av børsnoterte priser, 4 126 millioner kroner er statsobligasjoner.

Kilder for estimering av virkelig verdi (i millioner kroner)	Sertifikater	Obligasjoner	Børsnoterte aksjer	Unoterte aksjer	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2008</b>					
Virkelig verdi basert på børsnoterte priser i et aktivt marked	-	4 126	2 276	-	6 402
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	-	5 858	-	717	6 575
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	-	-	-	3 488	3 488
Virkelig verdi	-	9 984	2 276	4 205	16 465
<b>31. desember 2007</b>					
Virkelig verdi basert på børsnoterte priser i et aktivt marked	-	3 377	4 230	-	7 607
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	605	3 763	-	373	4 741
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	-	-	-	2 918	2 918
Virkelig verdi	605	7 140	4 230	3 291	15 266

Tabellen nedenfor oppsummerer virkelig verdi og prisrisikoeksponering for konsernets egenkapitalinstrumenter, som regnskapsført under IAS 39. I 2008 estimeres risiko ved å bruke en 20% endring for børsnoterte aksjer og 40% endring for unoterte aksjer. Sammenlignet med estimert risikoeksponering i 2007 har StatoilHydros syn på hva som anses som sannsynlig endring i kommende år, blitt oppdatert som følge av endringene i finansmarkedet.

#### Egenkapitalrisiko

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	-20 % sensitivitet	20 % sensitivitet
<b>31. desember 2008</b>			
Virkelig verdi på børsnoterte egenkapitalinstrumenter	2 276	-455	455
<b>(i millioner kroner)</b>			
	Virkelig verdi	-40 % sensitivitet	40 % sensitivitet
<b>31. desember 2008</b>			
Virkelig verdi på andre unoterte egenkapitalinstrumenter	4 205	-1 682	1 682
<b>(i millioner kroner)</b>			
	Virkelig verdi	-10 % sensitivitet	10 % sensitivitet
<b>31. desember 2007</b>			
Virkelig verdi på børsnoterte egenkapitalinstrumenter	4 230	-423	423
Virkelig verdi på andre unoterte egenkapitalinstrumenter	3 291	-329	329

#### Langsiktige finansielle fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Rentebærende fordringer	2 736	2,784
Ikke rentebærende fordringer	2 178	731
Finansielle fordringer	4 914	3,515

Av rentebærende fordringer per 31. desember 2008 er 1 070 millioner kroner knyttet til BTC prosjektfinansieringen, mens 1 145 millioner kroner er tilknyttet PetroCedeño prosjektfinansieringen. Fordringene relatert til PetroCedeño SA er underordnet banklånet, dersom PetroCedeño misligholder. Tilsvarende balanser for 2007 var 934 millioner kroner for BTC og 1 086 millioner kroner for PetroCedeño.



Av de ikke rentebærende fordringene pr 31. desember 2008 er 1 024 millioner kroner knyttet til dekning av en mulig fremtidig forpliktelse inntil avgjørelse i et tvistemål hvor StatoilHydro ikke er en direkte part. Den potensielle fremtidige forpliktelsen er inkludert i andre avsetninger.

Alle langsiktige finansielle fordringer klassifiseres som lån og fordringer, og balanseført verdi er tilnærmet lik virkelig verdi. Tabellen nedenfor oppsummerer grunnlaget for estimering av virkelig verdi for langsiktige finansielle fordringer.

Kilder for estimering av virkelig verdi (i millioner kroner)	Rentebærende fordringer	Ikke rentebærende fordringer	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2008</b>			
Virkelig verdi basert på børssnoterte priser i et aktivt marked	-	-	-
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	2 736	998	3 734
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	-	1 180	1 180
Virkelig verdi	2 736	2 178	4 914
<b>31. desember 2007</b>			
Virkelig verdi basert på børssnoterte priser i et aktivt marked	-	-	-
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	2 784	691	3 475
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	-	40	40
Virkelig verdi	2 784	731	3 515

## 15 Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut prinsippet (FIFO).

Varelager i balansen ved inngangen til året har i det alt vesentlige blitt kostnadsført i løpet av året, og inngår i regnskapslinjen Varekostnader i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Råolje	7 249	8 097
Petroleumsprodukter	6 338	7 186
Andre	1 564	2 413
Varelager	15 151	17 696

Varelager er nedskrevet til netto realisasjonsverdi med 3,9 milliarder kroner per 31. desember 2008 (0 per 31. desember 2007).

## 16 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Kundefordringer	61 083	62 060
Fordringer felleskontrollerte virksomheter	7 131	6 115
Fordringer tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	1 717	1 203
Kortsiktige fordringer og andre fordringer	69 931	69 378

## 17 Kortsiktige finansielle investeringer

### Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Sertifikater	7 131	3 204
Pengemarkedsfond	2 602	155
Andre investeringer	14	0
Finansielle investeringer	9 747	3 359

Alle kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2008 anses å inngå i en handelsportefølje, med unntak av 1 858 millioner kroner knyttet til investeringsporteføljen i Statoil Forsikring som er virkelig verdi opsjon.

Alle kortsiktige finansielle investeringer regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatet. Når det eksisterer et aktivt marked verdsettes kortsiktige finansielle investeringer på basis av noterte priser. Tabellen nedenfor oppsummerer grunnlaget for estimering av virkelig verdi for kortsiktige finansielle investeringer.

Kilder for estimering av virkelig verdi (i millioner kroner)	Sertifikater	Pengemarkeds- fond	Annet	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2008</b>				
Virkelig verdi basert på børsnoteerte priser i et aktivt marked	1 744	-	-	1 744
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	5 387	2 602	14	8 003
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	-	-	-	-
Virkelig verdi	7 131	2 602	14	9 747
<b>31. desember 2007</b>				
Virkelig verdi basert på børsnoteerte priser i et aktivt marked	-	-	-	-
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	3 204	155	-	3 359
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	-	-	-	-
Virkelig verdi	3 204	155	-	3 359

## 18 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Bankinnskudd	12 165	3 837
Tidsinnskudd og Margin innskudd	6 473	14 427
Betalingsmidler	18 638	18 264

Betalingsmidler 31. desember 2008 inkluderer bundne innskudd på 4 073 millioner kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Betingelser og vilkår relatert til margin innskudd er fastsatt av den enkelte børs.

Kassekreditt og trekkfasiliteter er inkludert i andre kortsiktige finansielle forpliktelser i note 24 Kortsiktige finansielle forpliktelser. For avstemming av betalingsmidler i konsernbalansen, se konsolidert kontantstrømsoppstilling.

## 19 Egenkapital

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje-kapital	Egne aksjer	Annen inn-skutt eg-enskapital	Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	Andre fond			Statoil-Hydro aksjonær-ers egen-kapital	Minori-tets-inter-esser	Sum
						Opptjent egen-kapital	Finansielle eiendeler regnings-diffe-ranser	Om-tilgjengelig for salg			
1. januar 2006	3 232 247 836	8 081	-60	44 623	-96	101 518	727	0	154 793	1 592	156 385
Årets resultat						51 117			51 117	730	51 847
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen						-958	-277	-3 817	-5 052		-5 052
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											46 795
Utbytte						-17 756			-17 756		-17 756
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										-748	-748
Nedsettelse av aksjekapital	-23 441 885	-59	59						0		0
Fusjonsrelaterte justeringer bestående av endringer i fusjonsbalansen med Norsk Hydro ASA						-11 768			-11 768		-11 768
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital				61					61		61
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-53		-3 509				-3 562		-3 562
31. desember 2006	3 208 805 951	8 022	-54	44 684	-3 605	122 153	450	-3 817	167 833	1 574	169 407
Årets resultat						44 096			44 096	545	44 641
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen						211	614	-9 858	-9 033		-9 033
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											35 608
Utbytte						-25 694			-25 694		-25 694
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										-327	-327
Fusjonsrelaterte justeringer						143			143		143
Gjennomføring av sletting, se informasjon nedenfor	-20 158 848	-50	50	-3 426	3 426				0		0
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital (netto etter fordelte aksjer)				112					112		112
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-2		-180				-182		-182
31. desember 2007	3 188 647 103	7 972	-6	41 370	-359	140 909	1 064	-13 675	177 275	1 792	179 067

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje-kapital	Egne aksjer	Annen inn-skutt eg-enkapital	Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	Andre fond			Statoil-Hydro aksjonær-ers egen-kapital	Minori-tets-inter-esser	Sum
						Opptjent egen-kapital	Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	Om-regnings-diffe-ranser			
31. desember 2007	3 188 647 103	7 972	-6	41 370	-359	140 909	1 064	-13 675	177 275	1 792	179 067
Årets resultat						43 265			43 265	5	43 270
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen						-9 094	-1 015	30 880	20 771		20 771
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											64 041
Utbytte						-27 082			-27 082		-27 082
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										179	179
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital (netto etter fordelte aksjer)					80				80		80
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-3		-227				-230		-230
31. desember 2008	3 188 647 103	7 972	-9	41 450	-586	147 998	49	17 205	214 079	1 976	216 055

\* For detaljert informasjon, se Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader.

Reduksjon i Opptjent egenkapital i 2008 på 9 094 millioner under Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen, vedrører netto aktuariemessige tap etter økning i relatert utsatt skattefordel på 3 704 millioner og en reduksjon i utsatt skattefordel på 5 390 millioner kroner som skyldes intern omorganisering. Se note 32 Hendelser etter regnskapsårets utgang for mer informasjon om omorganiseringen.

Omregningsdifferanser i 2008 under Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen, vedrører omregning av betydelige netto eiendelsbeløp i datterselskaper. I hovedsak vedrører dette datterselskaper som har USD og EURO som funksjonell valuta og skyldes svekkelse av den norske kronen i forhold to USD og EURO.

Se note 31 Fusjon med Hydro Petroleum for informasjon vedrørende endringer i egenkapital relatert til fusjonen med Hydro Petroleum.

I 2001 ble det utstedt 25 000 000 egne aksjer. I løpet av 2002 og 2003 ble 1 558 115 av egne aksjer utstedt som bonusaksjer til investorene i tilbudet til allmennheten ved børsnoteringen i 2001. Den 10. mai 2006 ble det i den årlige ordinære generalforsamlingen vedtatt å nedsette selskapets aksjekapital med totalt 58 604 712,50 kroner gjennom sletting av de resterende egne aksjer.

Den årlige ordinære generalforsamlingen i 2006 ga styret fullmakt til tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting. Ifølge avtale med den norske stat ble en proporsjonal andel av statens aksjer senere innløst og slettet, slik at statens eierandel forble uforandret. Både de kjøpte aksjene og forpliktelsen til innløsning har vært inkludert i egne aksjer helt siden egne aksjer ble kjøpt i det åpne marked i henhold til fullmakten. Den 5. juli 2007 vedtok den ekstraordinære generalforsamlingen å nedsette selskapets aksjekapital med 50 397 120 kroner gjennom sletting av 5 867 000 egne aksjer, og innløsning og sletting av 14 291 848 av den norske stats aksjer. Staten, representert ved Olje- og energidepartementet mottok en utbetaling på 2 441 899 894 kroner for aksjene. Beløpet tilsvarte den gjennomsnittlige volumvektede prisen for de egne aksjene kjøpt i markedet med et tillegg for renter. Per 31. desember 2008 hadde Den norske stat en eierandel i StatoilHydro på 66,42% (ekskl. Folketrygdfondets eierandel på 3,42%). Den norske stat er definert som nærstående part, se note 26 Nærstående parter.

Etter slettingen i 2007 utgjorde StatoilHydros aksjekapital 7 971 617 757,50 kroner bestående av 3 188 647 103 aksjer pålydende 2,50 kroner.

Styret har fullmakt til på vegne av selskapet å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 15 millioner kroner. Styret avgjør på hvilken måte erverv av StatoilHydro-aksjer skal skje. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i StatoilHydro-konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 kroner, høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

I løpet av 2008 har StatoilHydro ervervet 2 106 223 egne aksjer for 308 millioner kroner. Per 31. desember 2008 har StatoilHydro 3 781 209 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram.

StatoilHydro ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til en hver tid foreslåtte utbytte og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Foreslått og betalt utbytte per aksje var 8,50 kroner for StatoilHydro ASA i 2008 og 9,12 kroner og 8,20 kroner i henholdsvis 2007 og 2006 for tidligere Statoil ASA. I tillegg, i henhold til vilkårene i fusjonsplanen, ble Hydro Petroleum belastet for utbyttet på 6,1 milliarder kroner betalt av Norsk Hydro ASA til sine aksjonærer i 2007. Utbytte-betalinger ført mot StatoilHydros egenkapital vedrører både utbetalinger fra tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum. Styret foreslår for generalforsamlingen i mai 2009 et utbytte for 2008 på 7,25 kroner per aksje, tilsvarende en total utbytteutbetaling på 23,1 milliarder kroner. Foreslått utbytte er ikke innregnet som en forpliktelse i finansregnskapet.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 120 168 millioner kroner per 31. desember 2008 (før avsetninger for foreslått utbytte på 23 090 millioner kroner for 2008). Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte er basert på norske regnskapsstandarter og rettsregler, og er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet. Dette avviker fra konsernets opptjente egenkapital på 147 998 millioner kroner. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10% av totale eiendeler.

## 20 Langsiktige finansielle forpliktelser

### Langsiktige finansielle forpliktelser

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i %		Balanse i millioner kroner 31. desember		Virkelig verdi i millioner kroner 31. desember	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>Finansielle forpliktelser til amortisert kost</b>						
<b>Obligasjonslån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	6,78	7,00	24 202	17 418	25 709	20 016
Norske kroner (NOK)	-	6,21	-	500	-	501
Euro (EUR)	5,58	5,62	6 101	5 316	6 458	5 634
Sveitsiske franc (FRF)	4,01	-	1 023	-	1 032	-
Japanske yen (JPN)	1,65	1,50	1 008	869	983	878
Britiske pund (GBP)	6,13	6,13	2 271	2 429	1 935	2 543
Sum (A)			34 605	26 532	36 117	29 572
<b>Usikrede banklån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	2,60	5,09	6 314	2 530	6 329	2 549
<b>Sikrede banklån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	5,86	7,45	1 252	2 683	1 262	2 792
Andre valutaer	6,82	6,57	63	80	63	80
Finansiell leasingforpliktelse			5 665	4 011	5 665	3 738
Annen gjeld			864	38	855	38
Sum (B)			14 158	9 342	14 174	9 197
<b>Finansielle forpliktelser til amortisert kost, underlagt sikringsbokføring</b>						
Amerikanske dollar (USD)	5,94	6,29	9 957	7 845	7 403	7 849
Euro (EUR)	5,13	5,13	2 097	1 627	2 050	1 636
Sveitsiske franc (FRF)	-	4,01	-	982	-	979
Japanske yen (JPN)	-	0,47	-	241	-	241
Sum (C)			12 054	10 695	9 453	10 705
Sum finansielle forpliktelser (A+B+C)			60 817	46 569	59 744	49 474
Fratrukket kortsiktig andel			6 211	2 196	6 183	2 196
Finansielle forpliktelser			54 606	44 373	53 561	47 278

Siste del av tabellen ovenfor (C) viser amortisert kost justert for virkelig verdi av sikret risiko av lån per valuta for obligasjoner som kvalifiserer for sikringsbokføring. Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 29 Finansielle instrumenter per kategori for ytterligere informasjon.

Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

Virkelig verdi beregnes ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer basert på markedsrenter fra eksterne kilder. Som markedsrente ved årets slutt benyttes LIBOR og EURIBOR justert for kredittpremier. Beregnet kredittpremie baserer seg på priser fra eksterne finansinstitusjoner.

**Detaljer for de største obligasjonslånene:**

Obligasjonslån	Fast rente	Forfall (år)	I millioner kroner per 31.desember	
			2008	2007
USD 500 millioner	6,500%	2028	3 462	2 675
USD 500 millioner	5,125%	2014	3 498	2 704
USD 480 millioner	7,250%	2027	3 363	2 600
USD 375 millioner	5,750%	2009	2 624*	2 026*
USD 300 millioner	7,750%	2023	2 100	1 623
USD 300 millioner	6,360%	2009	2 100	1 623
EUR 500 millioner	5,125%	2011	4 915	3 961
EUR 300 millioner	6,250%	2010	2 960	2 388
GBP 225 millioner	6,125%	2028	2 277	2 432

\* Netto etter tilbakekjøp henholdsvis 2 288 millioner kroner og 1 765 millioner kroner i 2008 og 2007.

Valutabytteavtaler brukes for styring av risiko. Av obligasjonslånene er 34 159 millioner kroner utstedt i USD og 12 500 millioner kroner er byttet til USD. Totalporteføljen er dermed eksponert for endringer i valutakursen mellom USD og NOK. Ingen av valutabytteavtalene som brukes for økonomisk sikring er gjenstand for regnskapsmessig sikring. Rentebytteavtaler brukes for styring av renterisiko på obligasjonslån med fast rente. Som et resultat av dette er hoveddelen av totalporteføljen byttet fra fast til flytende rente.

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Konsernets sikrede banklån i USD er sikret ved pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 2 908 millioner kroner, et bankinnskudd med en bokført verdi på 1 070 millioner kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 24 usikrede obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir konsernet rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 42 722 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2008.

Konsernet har inngått avtale med et banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt 2,0 milliard USD. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2008. Beredskapsprovisjonen er 0,0575 % per år.

**Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser**

(udiskonterte kontantstrømmer i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
1-3 år	14 635	13 112
3-5 år	14 095	13 651
Etter 5 år	53 324	46 438
Tilbakebetaling av finansielle forpliktelser	82 055	73 201

**Finansielle forpliktelser**

	31. desember	
	2008	2007
Finansielle forpliktelser (i millioner kroner)	54 606	44 373
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	10
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	5,64	6,11



## 21 Pensjonsordninger for ansatte

Norske selskaper som inngår i konsernet er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenstepensjon. StatoilHydros pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

De ansatte i StatoilHydro ASA og mange av datterselskapene er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene ved ytelsesplaner innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelsene (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene er beregnet av eksterne aktuarer.

Noen av selskapene i konsernet har tilskuddsplaner. Årets innskudd innregnes som pensjonskostnad i Resultatregnskapet.

I Norge har konsernet inngått avtale om å tilby avtalefestet førtidspensjon (AFP). Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon har konsernet en forpliktelse til å betale en prosentvis andel av denne ytelsen. Dette er en felles ytelsesplan for mange arbeidsgivere (flerforetaksordning). Administrator for AFP-ordningen kan ikke beregne konsernets andel av eiendeler og forpliktelser i denne ytelsesplanen. Derfor er pensjonskostnad knyttet til planen regnskapsført som en tilskuddsplan. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr konsernet i tillegg en gavepensjon. Dette er en ytelsesplan og avsetning for denne forpliktelsen er inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2008 og 31. desember 2007. Nåverdien av bruttoforpliktelsen, 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 historiske tall. Diskonteringsrenten på 4,5% per 31. desember 2008 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 30-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente rettigheter.

Norske statsobligasjoner strekker seg ikke utover 10 år. StatoilHydro mener det er mest korrekt å beregne en langsiktig rente (utover 10 år) ved å ekstrapolere 10-årsrenten til en 30-års rente basert på rentekurven til europeiske og amerikanske renter (likt vektet). På lang sikt anses disse landene å ha tilsvarende markedstrender og rentenivå som Norge.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen, utenfor Resultatregnskapet, i den periode de oppstår og presenteres i konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader. Estimataavvik vedrørende avsetningen knyttet til sluttvederlag innregnes imidlertid i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

StatoilHydro har mer enn en ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er ubetydelige og er derfor ikke opplyst om særskilt.

### Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Nåverdi av årets opptjening	2 361	2 611	2 065
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 456	1 713	1 421
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2 101	-1 829	-1 407
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	-215	0	0
Amortisering av kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	17	2 075	0
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	-7	-1 641	0
<b>Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner</b>	<b>2 511</b>	<b>2 929</b>	<b>2 079</b>
Tilskuddsplaner	268	160	155
Flerforetaksplaner	72	42	47
Sluttvederlag	0	8 633	49
<b>Sum netto pensjonskostnader</b>	<b>2 851</b>	<b>11 764</b>	<b>2 330</b>

Pensjonskostnader inkluderer arbeidsgiveravgift.

Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på StatoilHydro-opererte lisenser.

For informasjon om pensjonsytelser til nøkkelpersoner i ledelsen viser vi til note 27 Nærstående parter.

StatoilHydro ASA ga i 2007 tilbud om tidligpensjon (sluttvederlag) til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden inngår i Andre kostnader og Salgs og administrasjonskostnader med henholdsvis 5,6 milliarder kroner og 3,0 milliarder kroner i 2007.

#### Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2008	2007
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	52 791	40 185
Nåverdi av årets opptjening	2 361	2 611
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 456	1 713
Estimatavvik	3 581	198
Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening	18	2 075
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 302	-605
Avkortninger	0	-1 641
Sluttvederlag	0	8 633
Salg av datterselskap	-670	0
Innløste forpliktelser	0	-329
Omregningsdifferanse valuta	-29	-49
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	59 206	52 791

#### Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2008	2007
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	35 158	30 110
Avkastning på pensjonsmidlene	2 101	1 829
Estimatavvik	-4 149	-236
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	1 377	3 777
Utbetalte ytelser fra ordningene	-346	-338
Salg av datterselskap	-443	11
Omregningsdifferanse valuta	0	5
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	33 698	35 158

#### Endring i netto pensjonsforpliktelser

(i millioner kroner)	2008	2007
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-17 633	-10 078
Årets pensjonskostnad på ytelsesplaner	-2 511	-2 929
Estimatavvik innregnet i konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader	-7 945	-434
Innbetalt av selskapet	1 377	3 777
Utbetalte ytelser fra ordningene	956	259
Kjøp og salg av virksomhet	227	11
Innløste forpliktelser	0	340
Omregningsdifferanse valuta	21	54
Sluttvederlag	0	-8 633
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-25 508	-17 633

**Over-/ (underfinansiering) i inneværende år samt de to forrige år**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Over-/ (under)finansiering 31. desember	-25 508	-17 633	-10 078
Spesifikasjon:			
Eiendeler innregnet som pensjonsmidler	30	1 622	1 113
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-25 538	-19 092	-11 028
Forpliktelser innregnet som kortsiktige pensjonsforpliktelser	0	-163	-163

**Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger**

(i millioner kroner)	2008	2007
Sikrede pensjonsplaner	37 446	33 278
Usikrede pensjonsplaner	21 760	19 513
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	59 206	52 791

**Estimatavvik innregnet i egenkapitalen**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	4 149	-272	-1 139
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	3 581	198	4 169
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	215	0	0
Innregnet i konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader i løpet av året	-7 945	74	-3 030
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0	0

**Faktisk avkastning på pensjonsmidlene**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	-2 048	1 593	2 546

**Historisk oversikt over estimatavvik i inneværende år samt to forrige år**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Estimatavvik på pensjonsmidlene	-4 149	272	1 139
I % av pensjonsmidlene ved årets begynnelse	-11,80%	0,90%	4,45%
Estimatavvik på pensjonsforpliktelser	-3 581	-198	-4 169
I % av pensjonsforpliktelser ved årets begynnelse	-6,78%	-0,49%	-12,60%
Totalt estimatavvik	-7 730	74	-3 030
I % av pensjonsforpliktelser ved årets begynnelse	-14,64%	0,25%	-9,16%

Akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapital utgjør 13,3 milliarder kroner, 4,2 milliarder kroner og 4,5 milliarder kroner etter skatt (negativ effekt på egenkapitalen) i henholdsvis 2008, 2007 og 2006.

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (i %)	2008	2007
Diskonteringsrente	5,00	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,25	5,75
Forventet lønnsvekst	4,50	4,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,25	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,25	4,00
Forventet inflasjon	2,25	2,25

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer (i %)	2008	2007
Diskonteringsrente	4,50	5,00
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,25
Forventet lønnsvekst	4,00	4,50
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	3,25
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	3,75	4,25
Forventet inflasjon	2,00	2,25

Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningsstid i antall år	15	15
---------------------------------------------------------	----	----

Forutsetningene presentert over gjelder konsernselskaper i Norge som er del i StatoilHydros pensjonskasse. Andre datterselskaper har også ytelsesplaner, men disse utgjør uvesentlige beløp for konsernet.

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2008 var på henholdsvis 2,0%, 2,0%, 1,5%, 0,5% og 0,0% i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2007 var på henholdsvis 4,0%, 1,5%, 1,3%, 0,5% og 0,0% i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av AFP (Avtalefestet pensjon) er 50% for arbeidstakere på 62 år og 30% for arbeidstakere fra 63 år og oppover.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K 2005 med et tillegg på ett års levetid for alle ansatte benyttet som beste estimat på dødelighet. Uførlighetstabellen, KU, utviklet av forsikringsselskapet Storebrand, tilsvarende risiko for uførlighet for ansatte i StatoilHydro.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2008. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførlighet eller død i det kommende år, samt forventet levetid.

Alder	Uføre (i %)		Dødelighet (i %)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	0,015	0,015	81,51	85,35
40	0,21	0,35	0,083	0,046	81,83	85,60
60	1,48	1,94	0,716	0,386	83,27	86,51
80	I/A	I/A	6,550	4,142	88,97	90,74

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 2008. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

#### Sensitivitetsanalyse

(i milliarder kroner)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,5%	-0,5%	0,5%	-0,5%	0,5%	-0,5%	0,5%	-0,5%

#### Endring i:

Pensjonsforpliktelse per 31. desember 2008	-4,8	5,5	3,9	-3,5	-1,5	1,5	3,1	-2,8
Nåverdi av årets opptjening for 2009	-0,3	0,4	0,3	-0,3	-0,1	0,1	0,2	-0,2

### Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er målt 31. desember 2008 og 31. desember 2007. Den langsiktige avkastningsraten på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri avkastningsrate med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil. Risikofri rente (norsk 10 års statsobligasjon projisert til en langsiktig rente) benyttes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å ta en reduksjon av avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes kun innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

### Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(Alle tall i %)	2008	2007
Egenkapitalinstrumenter	19,10	31,90
Obligasjoner	70,20	50,50
Pengemarkedsplasseringer	3,30	8,60
Eiendom	6,90	6,90
Andre eiendeler	0,50	2,10
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av StatoilHydros pensjonskasse utgjør 2,2 milliarder per 31. desember 2008 og 2,3 milliarder per 31. desember 2007 og disse blir leid ut til selskap i StatoilHydro konsernet.

StatoilHydros pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser porteføljevækt og avkastningsforventning for finansporteføljen for 2009, forutsatt tilfredsstillende bufferkapital sammenlignet med risikonivået i referanseporteføljen, godkjent av styret i StatoilHydros pensjonskasse.

### Finansportefølje StatoilHydros pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevækt <sup>1)</sup>		Avkastningsforventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	59,50	(+/- 5)	X
Pengemarkedsplasseringer	0,50	(+15/-0.5)	X -0,4
Sum finansportefølje	100,00		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.  
X = Langsiktig avkastning på obligasjoner.

Pensjonspremien kan enten betales kontant eller trekkes fra pensjonspremiefond. Pensjonspremiefondet utgjorde 4,5 milliarder kroner per 31. desember 2008 og 7,3 milliarder kroner per 31. desember 2007. Avgjørelsen om premien skal betales kontant eller trekkes fra premiefondet tas årlig. I 2008 ble 2,9 milliarder kroner trukket fra pensjonspremiefondet. Kontant betaling fra selskapet i 2008 var 0,2 milliarder (eksklusive arbeidsgiveravgift). I tillegg ble det innbetalt 1,2 milliarder kroner i egenkapitalinnskudd til StatoilHydro Pensjonskasse. I 2007 utgjorde kontant betaling fra selskapet 3,4 milliarder kroner (eksklusive arbeidsgiveravgift). Av dette var 1,0 milliarder kroner frivillig innbetaling til premiefondet.

Forventet innbetaling fra selskapet vedrørende 2009 er 2,5 milliarder kroner.

## 22 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)

Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar 2007	39 912
Tilgang nye forpliktelser / estimatendringer	-1 644
Faktisk fjerning	-636
Reversering av ubenyttede avsetninger	0
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	443
Avgang	-120
Rentekostnad på forpliktelsen	2 099
Omregningsdifferanse	-473
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember 2007	39 581
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	575
Spesifikasjon av avsetninger og annen gjeld i balansen 31. desember 2007	
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	39 006
Andre forpliktelser	4 839
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	43 845
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar 2008	39 581
Tilgang nye forpliktelser / estimatendringer	5 470
Faktisk fjerning	-675
Reversering av ubenyttede avsetninger	0
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	-2 234
Avgang	-1 402
Rentekostnad på forpliktelsen	2 107
Omregningsdifferanse	1 239
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember 2008	44 086
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	905
Spesifikasjon av avsetninger og annen gjeld i balansen 31. desember 2008	
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	43 181
Andre forpliktelser	11 178
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	54 359

### Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Den største delen av utgiftene knyttet til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser forventes å komme til utbetaling i perioden mellom 2015 og 2025, og kun en mindre del av utgiftene forventes å utbetales i løpet av de neste fem årene. Tidspunkt for utbetaling avhenger primært av tidspunkt for nedstenging av produksjonen ved det enkelte anlegg. For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimater, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

Forpliktelser knyttet til miljøtiltak og opprydding knyttet til olje- og gassproduserende eiendeler er inkludert i nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene.

## 23 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Leverandørgjeld	15 582	21 776
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	38 155	29 918
Leverandørgjeld tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	7 463	12 930
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	61 200	64 624

Andre forpliktelser og påløpte kostnader inkluderer avsetninger knyttet til enkelte tvister og rettssaker som er nærmere omtalt i note 26 Andre forpliktelser.

## 24 Kortsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Finansielle forpliktelser til amortisert kost		
Banklån og kassekreditt	906	1 100
Innkalt margin	10 123	2 797
Sertifikater	2 989	0
Kortsiktig andel av langsiktige finansielle forpliktelser	5 604	1 919
Kortsiktig andel av finansiell leasing	607	277
Annet	466	73
Finansielle forpliktelser	20 695	6 166
Vektet gjennomsnittlig rentesats	2,50%	5,56%

Bokført verdi av kortsiktige finansielle forpliktelser er tilnærmet lik virkelig verdi. Virkelig verdi baseres på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner.

Innkalt margin er kontanter mottatt for å oppveie en andel av konsernets kreditteksponering.

Sertifikater relaterer seg til kontrakter innenfor konsernets program for US sertifikater, som er tilgjengelig for kortsiktig finansiering. StatoilHydro kan låne maksimum 4 milliarder USD innenfor programmet.

Per 31. desember 2008 og 2007 hadde konsernet ingen kommitterte kortsiktige kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet.

## 25 Leieavtaler

StatoilHydro leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

StatoilHydro har per 31. desember 2008 inngått operasjonelle leieavtaler for et antall rigger. Gjenværende kontraktperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra 3 måneder til 5 år. Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner på forlengelse. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. StatoilHydros leieavtaler har delvis blitt inngått for å sikre riggkapasitet for sanksjonerte prosjekter og planlagte brønner, og delvis for å sikre langsiktig strategisk kapasitet til fremtidig lete- og produksjonsboring. Noen av riggene har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden hovedsakelig til StatoilHydro opererte lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen under. For leieavtaler der lisensen er leietaker inkluderes kun StatoilHydros ideelle andel av riggleien.

Som deltaker i "Snøhvit Seller's group" har StatoilHydro inngått leieavtaler for tre LNG skip på vegne av StatoilHydro og SDØE. StatoilHydro innregner disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede StatoilHydro og SDØE andelen, mens videreleie til SDØE behandles som en operasjonell fremleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år. I tillegg har StatoilHydro opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

I 2008 utgjorde netto leiekostnad 10,2 milliarder kroner (5,7 milliarder kroner i 2007 og 4,9 milliarder kroner i 2006) hvorav minsteleie utgjorde 11,8 milliarder kroner (7,1 milliarder kroner i 2007 og 5,9 milliarder kroner i 2006) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 1,7 milliarder kroner (1,5 milliarder kroner i 2007 og 1,0 milliarder kroner i 2006). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2008, 2007 eller 2006.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2008.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2008.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minsteleie	Renter	Nåverdi av minsteleie
2009	16 101	-2 161	742	-101	641
2010	13 400	-1 274	684	-110	574
2011	9 107	-138	700	-115	585
2012	6 383	-131	694	-107	587
2013	4 375	-131	469	-108	361
Derretter	3 955	-1 203	4 731	-1 815	2 916
Sum fremtidig minsteleie	53 321	-5 038	8 020	-2 356	5 664

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2008 og 2007:

(i millioner kroner)	2008	2007
Skip og annet utstyr	6 501	5 503
Akkumulerte avskrivninger	-1 205	-836
Sum balanseført verdi	5 296	4 667



## 26 Andre forpliktelser

### Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2009	2010	Deretter	Sum
<b>Forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler:</b>				
Pågående utbyggingsprosjekter	12 005	5 559	3 866	21 430
Varige driftsmidler og øvrige investeringer	3 161	4 176	10 110	17 447
Anskaffelse av immaterielle eiendeler	2 881	173	15	3 069
Sum forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler	18 047	9 908	13 991	41 946
<b>Øvrige forpliktelser:</b>				
Pågående utbyggingsprosjekter	3 004	2 150	309	5 463
Sum	21 051	12 058	14 300	47 409

Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer StatoilHydros andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

### Andre langsiktige forpliktelser

StatoilHydro har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings-, inngangs- og avgangskapasitet. Konsernet 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 31 år.

Take-or-pay kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellene nedenfor hvis den kontraktuelt avtalte prisingen er av en art som vil, eller kan avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Konsernets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. Der konsernet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørledningssystem i konsernregnskapet, viser imidlertid beløpene i tabellen netto betalingsforpliktelser for StatoilHydro.

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2008:

(i millioner kroner)	Transport og terminal forpliktelser	Forpliktelser knyttet til raffeneri virksomhet	Sum
2009	7 847	127	7 974
2010	7 851	262	8 113
2011	8 201	271	8 472
2012	7 310	292	7 602
2013	6 196	314	6 510
Deretter	41 653	21 561	63 214
Sum	79 058	22 827	101 885

Tabellen ovenfor består av nominelle minimumsforpliktelser for fremtidige år, og består i hovedsak av forpliktelser knyttet til StatoilHydro's naturgass operasjoner i tillegg til forskjellige transport avtaler og lignede avtaler. StatoilHydro har inngått avtaler om rørledningstransport for størsteparten av konsernets kontraktsfestede fremtidige gassalg. Disse avtalene gir rett til transport av gassproduksjonen, men medfører også en plikt til å betale for bestilt kapasitet.

StatoilHydro har inngått forpliktende avtaler med det amerikanske energiselskapet Dominion, som i 2009 vil medføre terminalkapasitet på cirka 10,1 milliarder kubikkmeter gass for en periode på 20 år ved Cove Point terminalen for flytende naturgass i USA. Disse forpliktelsene inngår fullt ut i tabellen over, men har delvis blitt gjort på vegne av og på regning og risiko for SDØE. StatoilHydros og SDØEs fremtidige respektive andeler av kapasiteten på Cove Point terminalen og av forpliktelser i den forbindelse, vil være gjenstand for nærmere vurderinger. Resultatet av disse vurderinger vil kunne medføre endring i omfanget av den fremtidige terminalkapasitet som kommer StatoilHydro til gode samt de fremtidige forpliktelser som StatoilHydro har påtatt seg.

I 2008 ble en avtale mellom Sonatrach og StatoilHydro signert hvor Sonatrach årlig fra og med 2009 vil motta rettigheter til 2 milliarder kubikkmeter gass av StatoilHydro's regassifiserings kapasitet på Cove Point terminalen i 15 år. Dette arrangementet som reduserer StatoilHydro's netto eksponering på Cove Point terminalen er ikke trukket ut fra tallene i tabellen ovenfor.

Mongstad raffineriet har inngått en langsiktig take-or-pay kontrakt relatert til kjøp av eksosdamp fra partnerne på Troll lisensen. Kontrakten utløper i 2040, og fremtidige forventede årlige minimumsforpliktelser under denne kontrakten representerer den vesentligste delen av Forpliktelser knyttet til raffinerivirksomhet i tabellen over.

StatoilHydro har også inngått en del generelle eller feltspesifikke langsiktige rammeavtaler knyttet i hovedsak til tilgang på laste- og transportkapasitet for råolje. De vesentligste kontraktene løper tilsvarende forventet levetid av respektive felt. Slike kontrakter er ikke inkludert i tabellen nedenfor med mindre de inneholder spesifikke minimumsforpliktelser.

### **Garantier**

Statoil Detaljhandel har avgitt garantier på totalt 1,0 milliarder svenske kroner (0,9 milliarder kroner), som i hovedsak er knyttet til finansielle garantier på vegne av forhandlere. Balanseført forpliktelse knyttet til disse garantiforpliktelsene er basert på virkelig verdi i henhold til IAS 39 og er uvesentlig ved utløpet av 2008.

Som del av bytteavtalen med Petro Canada i 1996 garanterer StatoilHydro at totale utvinnbare oljereserver i Veslefrikk feltet på den norske kontinentalsokkelen utgjør et visst volum. StatoilHydro må levere olje til Petro Canada dersom utvinnbare reserver er mindre enn et spesifisert volum. Per 31. desember 2008 er verdien av gjenværende volum som dekkes av garantien beregnet til 2,1 milliarder kroner, basert på gjeldene markedspriser. En avsetning på 0,8 milliarder kroner er foretatt per utløpet av 2008 knyttet til denne garantien.

Etter Allmennaksjeloven paragraf 14-11 er StatoilHydro og Norsk Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Hydro før fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum i 2007. Totalt utgjør dette om lag 6,6 milliarder kroner og forpliktelsene løper frem til 2050. Det er på nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke StatoilHydro ASA. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført per utløpet av 2008.

### **Erstatningsansvar og forsikring**

Konsernet har tegnet ansvarsforsikring for å dekke ansvar som oppstår gjennom sin verdensomspennende virksomhet, inklusive forurensningsansvar. De fleste av konsernets produksjonsanlegg er dekket gjennom Statoil Forsikring AS, som igjen benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere deler av risikoen. Ettersom all betydelig aktivitet i Statoil Forsikring gjelder forsikring for selskaper og virksomhet som inngår i konsernets regnskaper, har IFRS 4 ikke blitt lagt til grunn for ved utarbeidelsen av konsernregnskapet.

Statoil Forsikring AS er medlem i to gjensidige forsikringsselskap, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. sEnergy avsluttet virksomheten den 15. mai 2006 og er i avviklingsfasen. Medlemskapene i selskapene medfører at Statoil Forsikring AS er ansvarlig for sin forholdsmessige andel av eventuelle tap som måtte oppstå i forbindelse med disse selskapenes virksomhet, og medlemmene har solidaransvar for eventuelle tap som oppstår i "poolene".

### **Andre forpliktelser**

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 2008 er StatoilHydro forpliktet til å delta i 22 brønner på norsk sokkel og 53 brønner utenfor Norge, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 46 %. StatoilHydros andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 12 milliarder kroner. Brønner som StatoilHydro i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

StatoilHydro ASA avga i 1999 en erklæring til det norske Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med en tvist mellom de fire Åsgardpartnere og StatoilHydro, knyttet til oppføringen av nye anlegg for Åsgard-utbyggingen på Kårstø-terminalen. Erklæringen bekreftet at OED vil bli gitt en tilsvarende behandling som de fire lisensinnehaverne for de omtvistede forhold. På basis av denne erklæringen fremmet OED den 29. april 2008 en stevning med et flerelements krav med en aggregert hoved eksponering som StatoilHydro har estimert til mellom 4 og 7 milliarder etter skatt. I november 2008 mottok StatoilHydro en tilsvarende stevning fra den siste Åsgard partneren ExxonMobil med et kompensasjonskrav som er estimert til å ha en eksponering opp mot 1 milliard kroner etter skatt. StatoilHydro avviser begge kravene.

Prisrevisjon av to langsiktige gassalgskontrakter som har vært gjenstand for voldgift er avsluttet i løpet av 2008 uten vesentlige effekter for resultatregnskapet.

StatoilHydro ASA har besluttet å tilby økonomiske pakker ved frivillig pensjonering til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Tilbudet omfatter to faser, ansatte som arbeider på land utgjør første fase, og ansatte offshore samt på landbaserte produksjons- og terminalanlegg utgjør andre fase. En avtale vedrørende belastning av restruktureringskostnader er inngått mellom StatoilHydro og partnerne på norsk kontinental sokkel, se nærmere i note 5 Segmentinformasjon. Betinget eiendel knyttet til andre fase er fortsatt ikke regnskapsført.

StatoilHydro mottok 26. september 2007 informasjon om mulige konsulentavtaler og transaksjoner knyttet til Hydros petroleums virksomhet i Libya, som kan være i strid med gjeldende anti-korrupsjonslovgivning i Norge og USA. Hydros petroleumsvirksomhet i Libya ble overført til

StatoilHydro i forbindelse med sammenslåingen med Hydros petroleumsvirksomhet. Basert på en foreløpig vurdering foretatt av StatoilHydro ble en ekstern gransking av alle relevante forhold iverksatt. Eksterne juridiske granskere fra USA og Norge har foretatt en gjennomgang og levert sin rapport til StatoilHydro ASA's konsernsjef den 6. oktober 2008. Rapporten er også overlevert Økokrim, det amerikanske justisdepartementet (US Department of Justice - DOJ), det amerikanske kreditilsynet (US Securities and Exchange Commission - SEC), samt myndigheter i Libya. Rapporten trekker ingen juridiske konklusjoner. I samsvar med mandatet for granskningen inneholder rapporten fakta som er relevante for gjeldene norsk og amerikansk anti-korrupsjonslovgivning.

StatoilHydro er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. StatoilHydro har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimer. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

## 27 Nærstående parter

### Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i StatoilHydro og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Eierskapstrukturen medfører at StatoilHydro deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlengde» prinsipper.

Den norske stats eierinteresse i StatoilHydro blir ivaretatt av Olje- og energidepartementet (OED). Følgende transaksjoner med SDØE volumer er foretatt mellom StatoilHydro og OED for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 112 682 millioner kroner (223 millioner fat oljeekvivalenter), 98 498 millioner kroner (237 millioner fat oljeekvivalenter) og 104 628 millioner kroner (254 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2008, 2007 og 2006. Kjøp av naturgass fra staten (inkluderer ikke kjøp fra lisenser) utgjorde 375 millioner kroner, 287 millioner kroner og 293 millioner kroner i henholdsvis 2008, 2007 og 2006. En vesentlig del av beløp inkludert i linjen Leverandørgjeld tilknyttede selskaper og andre nærstående parter i note 23 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld, er skyldig beløp til staten for disse kjøpene.

Statens produksjon av naturgass, som StatoilHydro selger i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, samt relaterte utgifter påløpt og refundert fra Staten er ført netto i StatoilHydros regnskap.

### Andre transaksjoner

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har StatoilHydro normale transaksjoner med enkelte tilknyttede foretak som ikke er konsolidert. Slike transaksjoner er foretatt i henhold til «armlengde» prinsipper og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet.

### Godtgjørelse til ledende ansatte

Godtgjørelse til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året utgjør:

(i tusen norske kroner)	2008	2007	2006
Kortsiktige ytelser	50 949	44 463	41 602
Pensjonsytelser	12 534	12 764	13 938
Andre langsiktige ytelser	129	111	135
Aksjebasert avlønning	278	94	40
Sum	63 890	57 432	55 715

Lån til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året utgjør utgjør mindre enn 0,3 millioner kroner.

## 28 Finansiell risikostyring

### **Generell informasjon relevant for risiko**

StatoilHydros forretningsaktiviteter eksponerer naturligvis konsernet for risiko. Konsernet sin tilnærming til risikostyring omfatter identifisering, evaluering, og styring av risiko i alle våre aktiviteter ved bruk av en ovenfra og ned tilnærming med det formål å unngå sub-optimalisering og å utnytte korrelasjoner observert fra et konsernperspektiv. Å kun legge sammen de ulike markedsrisikoer, uten å ta hensyn til korrelasjonene, vil medføre en overestimert av vår totale markedsrisiko. Som følge av dette utnytter konsernet korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, som pris på olje og naturgass, produktpriser, valuta og renter, for å kalkulere samlet markedsrisiko (det vil si utnytte de naturlige sikringene som er innbakt i vår portefølje). Denne tilnærmingen reduserer også antallet unødvendige transaksjoner (det vil si reduserer transaksjonskostnader og unngår sub-optimalisering).

For å oppnå effektene beskrevet ovenfor har konsernet sentraliserte handelsfullmakter slik at alle viktige/strategiske transaksjoner blir koordinert gjennom vår konsernriskokomiteé. Dette innebærer at lokale handelsfullmakter er relativt begrensede.

StatoilHydros konsernriskokomiteé, som ledes av konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og som består blant annet av representanter for hovedforretningsområder, har ansvar for å definere, utvikle og evaluere retningslinjer for håndtering av risiko. CFO er, i samarbeid med konsernriskokomiteéen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle konsernets overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevnenende tiltak på konsernnivå. For å bistå med tilrettelegging av rollen møtes komiteéen minimum seks ganger i året og mottar jevnlig risikoinformasjon relevant for konsernet fra vår konsernrisikoavdeling.

### **Finansiell risiko**

StatoilHydro sine aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som definert i IFRS 7:

- Markedsrisiko (inkludert råvarepriserisiko, valutarisiko, renterisiko og verdipapirpriserisiko)
- Likviditetsrisiko
- Kreditrisiko

### **Markedsrisiko**

StatoilHydro 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 i hovedsak på kortsiktig basis, med fokus på hvordan StatoilHydro best kan oppnå optimal risikojustert avkastning innenfor gitte fullmakter. Generelt er oppfatningen at risiko som styres på konsernnivå er på langsiktig basis og (eller) normalt har en seks måneder eller lengre tidshorison for vesentlige volumer, mens kortsiktig risiko generelt styres på segment nivå, eller lavere nivå basert på handelsstrategier og forhåndsdefinerte mandater.

Konsernet har etablert retningslinjer for å inngå avtaler (derivater) med formål å styre råvarepriserisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Både finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter benyttes for å styre risikoen knyttet til inntjening og fremtidig verdi av kontantstrømmer.

### **Råvarepriserisiko**

Råvarepriserisikoen representerer konsernets mest betydelige markedsrisiko og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i konsernets styrende dokumenter. For å styre råvarepriserisikoen blir det inngått råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter handles hovedsakelig på InterContinental Exchange (ICE) i London, New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke-børsnoterte (OTC) Brent-markedet og i markedet for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og elektrisitet er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, Nordpool terminkontrakter, samt NYMEX og ICE futures.

Løpetiden for råolje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år og for naturgass- og elektrisitetsderivater er løpetiden vanligvis ca. tre år eller kortere.

### **Valutarisiko**

Svingninger i valutakurser kan ha vesentlig effekt på konsernets resultater. Valutarisiko vurderes på porteføljenivå i samsvar med godkjente strategier og mandater. Ved styring av markedsrisikoer og ved handel benyttes standardderivater. Disse omfatter futures og opsjoner som handles på regulerte børser, ikke-børsnoterte bytteavtaler samt opsjons- og terminkontrakter.

Konsernets inngående kontantstrømmer er hovedsakelig påvirket av amerikanske dollar (USD) mens utgående kontantstrømmer, slik som driftskostnader og betalbar skatt, i hovedsak er i norske kroner (NOK). Eksponeringen mot utenlandske valutaer er følgelig hovedsakelig USD mot NOK. StatoilHydro søker å styre valutaforskjellen gjennom å utstede eller å bytte langsiktig finansiell gjeld til USD.

Videre søker konsernet å styre de kortsiktige valutaforskjellene ved bruk av derivatinstrumenter både for valuta- og likviditetsstyringsformål. Typisk kjøpes NOK gjennom kalenderåret for å kunne dekke prosjekterte NOK betalinger av norsk betalbar skatt og utbytte i første halvår av

det påfølgende året. Dette betyr at konsernet fra tid til annen ved bruk av derivatinstrumenter kjøper betydelige NOK beløp med levering på et fremtidig tidspunkt.

### **Renterisiko**

Både på eiendels- og gjeldssiden er konsernet eksponert for rentesvingninger som påvirker kontantstrømmen. Renterisikoen styres ved hjelp av forskjellige typer rentekontrakter. StatoilHydro inngår rentekontrakter, først og fremst rentebytteavtaler, for å redusere forventede finansieringskostnader over tid og diversifisere finansieringskildene. I en rentebytteavtale avtales det med en motpart, til fastsatte intervaller, å bytte differansen mellom rentebeløp beregnet på grunnlag av en avtalt hovedstol og avtalt fast eller flytende rente.

Styringen av rentesatser er hovedsakelig basert på at den langsiktige gjeldsporteføljen har flytende rente. Den modifiserte durasjonen (den prosentvise endringen i verdi som følge av ett prosentpoengs endring i markedsrenten) er uttrykk for hvordan konsernet overvåker renterisikoen. Generelt skal modifisert durasjon være mellom 0 og 1,0 prosent. Avvik kan av og til tillates dersom det begrunnes ut i fra forhold som konsernriskohensyn, skattehensyn, store oppkjøp, kredittklassifiseringshensyn, osv.

### **Likviditetsrisiko**

Likviditetsrisiko er risikoen for at konsernet ikke er i stand til å innfri sine forpliktelser ved forfall. Formålet med likviditets- og kortsiktig finansieringsstyring er å sikre at StatoilHydro til enhver tid har nok tilgjengelige midler til å dekke finansielle forpliktelser.

StatoilHydros operasjonelle kontantstrøm er negativt påvirket av nedgangen i olje- og gasspriser, imidlertid har den overordnede likvide posisjon gjennom 2008 fortsatt vært sterk og våre retningslinjer for likviditetsstyring er uendret.

På månedsbasis genererer StatoilHydro normalt positiv kontantstrøm fra driften. Imidlertid er kontantstrømmen typisk begrenset i måneder med betaling av skatt (februar, april, juni, august, oktober og desember) eller årlig utbytte (typisk i mai/juni). I periodene etter skatte- og utbyttebetalinger vil størrelsen av de likvide midlene ofte være vesentlig redusert. Et behov for kortsiktig finansiering vil bli utløst fram til disse er betalt og det skjer en ny akkumulering av likvide midler i etterfølgende perioder.

Kortsiktig finansiering kan oppnås bilateralt gjennom lån direkte fra banker, forsikringsselskaper, osv. et alternativ er å utstede kortsiktige obligasjoner under et av de eksisterende finansieringsprogram. De ulike finansieringsprogrammene er følgende:

- Et USD 4 milliarder markedspapir-program i USA. Dette er det mest fleksible programmet, og brukes til arbeidskapital, inkludert problematikk knyttet til tidspunkt for skatte- og utbyttebetalinger, og til periodisk oppkjøpsfinansiering
- En kommittert kredittfasilitet fra internasjonale banker på USD 2 milliarder som inneholder en "swingline"-fasilitet på USD 0,5 milliarder. Denne fasiliteten ble etablert i 2004 og er tilgjengelig for utnyttelse fram til desember 2011. Fasiliteten er primært tilsiktet som en reserve (fasilitet til markedspapirprogrammet i USA, og må ses på som en støtte for kredittklassifiseringen til dette programmet)
- Ukommitterte kredittlinjer. Kortsiktig finansieringskilde som av og til kan bli nødvendig utover de andre kortsiktige programmene og akkumulerte kontanter

For at StatoilHydro til en hver tid skal ha tilstrekkelig likviditet, definerer og kontinuerlig opprettholder konsernet minimums likviditetsreserve som består av ubrukte forpliktete eksterne kredittfasiliteter, betalingsmidler, kortsiktige finansielle investeringer eksklusiv kortsiktig andelen av investeringsporteføljen i konsernets interne forsikringsselskap.

### **Kapitalstyring**

StatoilHydro har som grunnprinsipp å skille investeringsbeslutninger fra finansieringsbeslutninger. Finansieringsbehov oppstår som en følge av konsernets generelle forretningsaktiviteter. Hovedregelen er å etablere finansiering på konsernnivå. Prosjektfinansiering kan bli anvendt i felleskontrollerte virksomheter.

StatoilHydro har som målsetning å til enhver tid ha tilgang til flere ulike finansieringskilder, både hva gjelder instrumenter og geografi, og vedlikeholder forbindelser til en hovedgruppe internasjonale banker som tilbyr ulike typer bank- og finansieringstjenester.

Konsernet har kredittklassifiseringer fra Moody's og Standard & Poor's og målsetningen er å ha klassifisering innen kategorien A eller bedre. Denne klassifiseringen sikrer nødvendig forutsigbarhet når det gjelder tilgang til finansiering til gunstige betingelser og vilkår. StatoilHydros nåværende langsiktige kredittklassifisering er Aa2 og AA-, fra henholdsvis Moody's og Standard & Poor's. Den kortsiktige kredittklassifiseringen fra Moody's er P-1, og A-1+ fra Standard & Poor's. Målsetningen er å beholde gjeldsgraden på et nivå som gjør det mulig å beholde den langsiktige målsetningen om klassifisering innenfor kategorien A eller bedre. I styringen av konsernets kapitalstruktur på den måten å opprettholde målsetningen om kreditt-rating i kategorien A eller bedre, er konsernet delvis avhengig av å bruke Standard & Poor's retningslinjer for blant annet å teste nøkkeltall knyttet til kontantstrøm fra driften over netto gjeld, og gjeldsgrad.

For å kunne kontrollere konsernets refinansieringsrisiko, skal løpetids- og forfallsprofil på langsiktig gjeld styres innenfor visse grenser. Grensene er uttrykt som maksimum årlige pliktige forfall som en andel av StatoilHydros sysselsatte kapital.

Likviditetsprognoser blir brukt som verktøy i finansiell planlegging. StatoilHydro har bestemmelser for maksimum (forventet) kortsiktig gjeld og minimum (forventet) likviditetsreserver, for å kunne opprettholde den nødvendige finansielle fleksibiliteten. Opptrekk av langsiktig gjeld blir brukt som verktøy for å redusere kortsiktig gjeld og/eller øke likviditetsreserven. Dersom likviditetsprognosen viser at StatoilHydro går ut over

de fastsatte grensene, kan det utløse ny langsiktig finansiering, hvis ikke detaljerte vurderinger viser at dette sannsynligvis er svært midlertidig. I et slik tilfelle vil situasjonen bli nærmere overvåket før opptrekk av ny langsiktig gjeld blir gjennomført.

For ytterligere informasjon om profilen på StatoilHydros obligasjonslån, banklån og annen gjeld i gjeldsporteføljen, se note 20 Langsiktige finansielle forpliktelser.

StatoilHydros utbyttepolitikk inkluderer utbetalinger til våre aksjonærer gjennom kontantutbytte og tilbakekjøp av aksjer. Nivået på kontantutbytte og tilbakekjøp av aksjer for et år kan variere basert på vår vurdering av fremtidige kontantstrømmer, planer for kapitalutbetalinger, finansieringsbehov, og formålstjenlig finansiell fleksibilitet. Se note 19 Egenkapital for ytterligere informasjon om vår utbyttepolitikk.

### Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at konsernets kunder og motparter i finansielle instrumenter ikke overholder sine forpliktelser og dermed påfører konsernet finansielle tap. Kredittrisiko oppstår fra kreditt eksponering knyttet til kundefordringer samt finansielle derivatinstrumenter og depositum innbetalt til finansielle institusjoner. Konsernets maksimale kreditteksponering for finansielle eiendeler er teoretisk sett summen av den balanseførte verdien på finansielle investeringer (unntatt egenkapitalinvesteringer på 6,5 milliarder kroner i 2008 og 7,5 milliarder kroner i 2007), finansielle derivater, finansielle fordringer, kundefordringer og andre fordringer, og betalingsmidler. Konsernet styrer eksponeringen gjennom sine retningslinjer og rutiner for styring av kredittrisiko.

Den pågående finanskrisen har satt fokus på betydningen av at selskapene har robuste retningslinjer for kredittstyring med tett overvåking av tilknyttet risiko. Over tid har StatoilHydro etablert klare retningslinjer for kredittstyring som har visst seg å være spesielt verdifull i denne perioden med omfattende finansiell uro. Verktøyene som brukes for å styre og overvåke kredittrisiko har blitt testet ved den pågående krisen og ingen vesentlige kreditttap er oppstått for konsernet i løpet av 2008.

Sentrale elementer fra konsernets styring av kredittrisiko inkluderer

- Globale retningslinjer for kredittrisiko
- Kredittmandater
- Intern kreditrating prosess
- Kredittrisiko tapsbegrensningsverktøy
- Kontinuerlig overvåking og håndtering av kreditteksponering

Før inngåelse av transaksjoner med nye motparter krever konsernets retningslinjer for kredittstyring at alle motparter er formelt identifisert, godkjent og tilegnet intern kreditrating i tillegg til fastsettelse av grenser for eksponering. Etter etablering blir alle motparter revurdert minimum årlig og oftere for motparter som er vurdert å ha høyere risiko. Den interne kreditratingen reflekterer StatoilHydros vurdering av motpartens kredittrisiko og er lignende kategoriseringen som blir brukt av kjente kreditratingselskap som Standard & Poor's og Moody's. Eksponeringsgrenser blir bestemt basert på en vurdering av intern kreditrating kombinert med andre faktorer, som forventede transaksjoner og bransjeforhold, som beskrevet i konsernets retningslinjer for kredittrisiko. Mandatet for å sette kredittgrenser blir periodisk gjennomgått i forhold til endringer i markedsforholdene.

Det er flere instrumenter tilgjengelige for å redusere eller kontrollere kredittrisiko både individuelt per motpart og på et porteføljenivå. Hovedverktøy som StatoilHydro bruker er variasjon av bank og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og kontant depositum. For bankgarantier blir bare internasjonale banker med "investment grade" akseptert.

StatoilHydro styrer kredittrisiko både på porteføljenivå og på individuell motparts nivå. Konsernet har forhåndsdefinerte grenser på porteføljen med hensyn på tillatt minimum gjennomsnittlig ratingnivå på hvilket som helst tidspunkt i tillegg til maksimum kreditteksponering for individuelle motparter. Porteføljen overvåkes regelmessig og individuell eksponering mot grenser overvåkes på daglig basis. Total kreditteksponering for StatoilHydro er godt diversifisert med hensyn på antall og kvalitet på motparter, industrier og geografisk. Konsernets kreditteksponering er typisk mot "investment grade" motparter.

Tabellen under viser markedsverdi av unoterte derivateiendeler fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik StatoilHydro vurderer den:

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Motpartsrelatert eksponering:		
«Investment grade», med rating A eller høyere	21 727	19 647
Annen «Investment grade»	7 094	928
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	761	689

Per 31. desember 2008 er 10,1 milliarder kroner kalt inn som sikkerhetsstillelse til å delvis redusere konsernets kreditteksponering. Se note 24 Kortsiktig finansielle forpliktelser for mer informasjon om mottatt sikkerhetsstillelse.

I tråd med konsernets interne retningslinjer får motparter i råvarederivatkontrakter kredittvurdering i samsvar med sitt respektive morselskaps klassifisering. Hvis morselskapet har en høy kredittvurdering vil det bli vurdert om det heller ikke vil være nødvendig med en morselskapsgaranti.

## 29 Finansielle instrumenter per kategori

### *Finansielle instrumenter per IAS 39 kategori*

Tabellen nedenfor viser en oversikt over konsernets finansielle instrumenter med tilhørende balanseført verdier som definert etter IAS 39 kategorier. Alle finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi tilnærmet tilsvarende virkelig verdi, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelser. Se note 20 Langsiktige finansielle forpliktelser for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser.

Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon angående måling av virkelig verdi.

				Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Holdt for omsetning	Sikrings- bokføring	Virkelig verdi- opsjon	
<b>31. desember 2008</b>							
<b>Eiendeler</b>							
Langsiktige finansielle investeringer	14	-	4 164	-	-	12 301	16 465
Langsiktige finansielle derivater	30	-	-	-	2 383	-	2 383
Langsiktige finansielle fordringer	14	4 914	-	-	-	-	4 914
Kortsiktige kundefordringer							
og andre fordringer	16	69 931	-	-	-	-	69 931
Kortsiktige finansielle derivater	30	-	-	27 436	69	-	27 505
Kortsiktige finansielle investeringer	17	15	-	7 874	-	1 858	9 747
Betalingsmidler	18	18 638	-	-	-	-	18 638
Sum		93 498	4 164	35 310	2 452	14 159	149 583



(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-oppsjon	
31. desember 2007							
Eiendeler							
Langsiktige finansielle investeringer	14	-	3 291	-	-	11 975	15 266
Langsiktige finansielle derivater	30	-	-	-	609	-	609
Langsiktige finansielle fordringer	14	3 515	-	-	-	-	3 515
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer							
og andre fordringer	16	69 378	-	-	-	-	69 378
Kortsiktige finansielle derivater	30	-	-	21 051	42	-	21 093
Kortsiktige finansielle investeringer	17	-	-	3 359	-	-	3 359
Betalingsmidler	18	18 264	-	-	-	-	18 264
Sum		91 157	3 291	24 410	651	11 975	131 484

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi over resultatet	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2008</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Langsiktige finansielle forpliktelser	20	52 065	2 541	-	54 606
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	61 200	-	-	61 200
Kortsiktige finansielle forpliktelser	24	20 695	-	-	20 695
Kortsiktige finansielle derivater	30	-	-	20 752	20 752
Sum		133 960	2 541	20 752	157 253

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi over resultatet	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2007</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Langsiktige finansielle forpliktelser	20	43 649	724	1	44 374
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	64 624	-	-	64 624
Kortsiktige finansielle forpliktelser	24	6 166	-	-	6 166
Kortsiktige finansielle derivater	30	-	-	7 632	7 632
Sum		114 439	724	7 633	122 796

Inkludert i Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld er andre forpliktelser og påløpte kostnader knyttet til enkelte tvister og rettssaker i samsvar med IAS 37 som er nærmere omtalt i note 26 Andre forpliktelser.

Tabellen nedenfor viser beløp fra Konsernresultatregnskapet knyttet til finansielle instrumenter. Rentekostnader på fjerningsforpliktelser som er ekskludert fra Netto finansposter utgjorde for årene 2008, 2007 og 2006 henholdsvis kroner 2 107, kroner 2 099 og kroner 1 304 millioner. Se note 8 Finansposter for ytterligere informasjon om Netto finansposter.



	Virkelig verdi over resultatet						
(i millioner kroner)	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon	Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Sum
31. desember 2008							
Resultat før finansposter og skattekostnad	19 917	-	-	-	-	-	19 917
Netto finansposter							
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	-23 061	-	-1 256	3 900	-12 145	-	-32 563
Renteinntekter og andre finansinntekter	8 927	-	-213	3 461	-	31	12 207
Rentekostnader og andre finanskostnader	6 725	-27	-1	-	-2 599	-	4 098
Sum	12 508	-27	-1 470	7 361	-14 744	31	3 659

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet			Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Sum
	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon				
<b>31. desember 2007</b>							
Resultat før finansposter og skattekostnad	-2 043	-	-	-	-	129	-1 914
Netto finansposter							
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	8 610	-	596	-8 630	9 467	-	10 043
Renteinntekter og andre finansinntekter	-82	-	139	1 820	-	428	2 305
Rentekostnader og andre finanskostnader	361	9	-40	-	-972	-	-642
Sum	6 846	9	695	-6 810	8 495	557	9 792

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet			Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Sum
	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon				
<b>31. desember 2006</b>							
Resultat før finansposter og skattekostnad	7 303	-	-	-	-	-	7 303
Netto finansposter							
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	3 947	-	112	-1 067	1 465	-	4 457
Renteinntekter og andre finansinntekter	780	-	965	1 751	-79	258	3 675
Rentekostnader og andre finanskostnader	-1 352	-7	-27	-	-349	-21	-1 756
Sum	10 678	-7	1 050	684	1 037	237	13 679

## 30 Finansielle instrumenter og sikringsaktiviteter

### Virkelig verdisikring

Virkelig verdisikring er sikring av StatoilHydros eksponering mot endringer i virkelig verdi av balanseførte eiendeler og forpliktelser. StatoilHydro har klassifisert visse rentebytteavtaler som virkelig verdisikring. Dette som sikring for endringer i virkelig verdi på deler av konsernets finansielle forpliktelser, som skyldes endringer i renter. Ineffektivitet knyttet til virkelig verdisikring innregnet i Resultat før skattekostnad var uvesentlig.

Nedenfor er virkelig verdi på sikringsinstrumenter og sikringsobjekter underlagt sikringsbokføring presentert sammen med tilknyttede årlige gevinster og tap.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	Gevinst/(tap)
<b>31. desember 2008</b>		
Sikringsinstrumenter	2 452	2 036
Sikringsobjekter	-2 541	-2 063
<b>31. desember 2007</b>		
Sikringsinstrumenter	651	221
Sikringsobjekter	-724	-212
<b>31. desember 2006</b>		
Sikringsinstrumenter	430	-459
Sikringsobjekter	-512	452

### Virkelig verdi av finansielle derivater

Konsernet balansefører alle finansielle derivater til virkelig verdi. Endring i virkelig verdi på derivater inkluderes enten i inntekter eller i finansposter i resultatregnskapet. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi for våre finansielle instrumenter.

I den påfølgende tabellen vises estimerte virkelige verdier og netto balanseførte verdier for finansielle derivater, inkludert enkelte råvarederivater. Av balansen per 31. desember 2008 knytter 9,7 milliarder kroner seg til enkelte "earn-out" avtaler som er innregnet som finansielle derivater i henhold til IAS 39. Per 31. desember 2007 utgjorde disse 9,6 milliarder kroner.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto balanseført beløp
<b>31. desember 2008</b>			
Gjeldsrelaterte instrumenter	13 083	-989	12 094
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	403	-14 032	-13 629
Råolje og raffinerte produkter	13 136	-2 491	10 645
Naturgass og elektrisitet	3 267	-3 239	28
<b>31. desember 2007</b>			
Gjeldsrelaterte instrumenter	4 676	-125	4 551
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 802	-163	1 639
Råolje og raffinerte produkter	11 115	-2 533	8 582
Naturgass og elektrisitet	4 219	-4 921	-702

Når det eksisterer et aktivt marked verdsettes finansielle instrumenter på basis av notert informasjon. Tabell nedenfor oppsummerer grunnlaget for estimering av virkelig verdi og forfallstiden for våre finansielle instrumenter:

(i millioner kroner)	Forfall innen 1 år	Forfall 1-3 år	Forfall 4-5 år	Forfall senere enn 5 år	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2008</b>					
Virkelig verdi basert på børsnoteerte priser i et aktivt marked	55	-180	-20	0	-145
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	-11 330	4 287	2 229	8 297	3 483
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	348	485	729	4 236	5 798
<b>31. desember 2007</b>					
Virkelig verdi basert på børsnoteerte priser i et aktivt marked	175	1 731	178	2 108	4 192
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	5	7	0	0	12
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	13	-1	-1	9 854	9 865

Det første nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på priser notert i et aktivt marked, refererer til verdier beregnet for standardiserte produkter som er aktivt handlet der våre verdier er kalkulert basert på observerbare priser på like produkter. Denne kategorien vil i de fleste tilfellene kun være relevant for kontrakter handlet over børs.

Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner er brukt for virkelige verdier som er kalkulert for ikke standardiserte kontrakter basert på input fra observerbare markedstransaksjoner. Dette vil typisk være når vi bruker terminpriser på råolje, naturgass, renter og valutakurser som input i våre verdsettelses modeller.

Virkelig verdi basert på data fra andre kilder refererer til virkelige verdier kalkulert basert på input og forutsetninger som ikke er fra observerbare markedstransaksjoner. Virkelige verdier presentert i denne kategorien vil hovedsakelig være basert på interne forutsetninger. De interne forutsetningene er kun brukt i fravær av kvoterte priser fra et aktivt marked eller andre observerbare pris kilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

Selv om den største delen av den virkelige verdien fra enkelte "earn-out" avtaler er fra observerbare eksterne kilder er de blitt klassifisert i kategori tre i tabellen over siden deler av verdiene er generert fra interne forutsetninger. En annen alternativ forutsetning innenfor et rimelig mulighetsområde som kunne vært brukt ved beregning av virkelig verdi på disse kontraktene er å ekstrapolere siste observerte terminpris. Ved en ekstrapolering av terminprisen med inflasjon ville virkelig verdi av kontraktene reduseres med cirka 1,0 milliarder kroner. Denne reduksjonen i virkelig verdi ville bli innregnet i resultatregnskapet.

Det er vesentlige risikoer knyttet til måling ved estimering av virkelig verdi på finansielle instrumenter som ikke handles i aktive markeder. Selv om dette er StatoilHydros beste estimat på virkelig verdi vil andre parter kunne benytte andre forutsetninger for framtidige råvarepriser, valutakurser og renter. Tabellen nedenfor illustrerer sensitiviteten til den virkelige verdien av alle råvarebaserte kontrakter med hensyn til endringer i råvarepriser. Endringer i virkelig verdi på råvarebaserte finansielle instrumenter som skyldes forskjellige forutsetninger for framtidige valutakurser og renter er ansett uvesentlige.

#### Markedsrisiko-sensitiviteter

##### Råvarepriserisiko

Tabellen nedenfor inneholder virkelig verdi og sensitivitet for råvarepriserisiko på råvarebaserte derivatkontrakter som er innregnet i henhold til IAS 39. Se note 28 Styring av finansiell risiko for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisiko og om hvordan konsernet styrer risikoene.

Stort sett alle eiendelene og forpliktelsene til virkelig verdi er knyttet til derivater handlet utenom børs, inkludert innebygde derivater som etter IAS 39 har blitt skilt ut og innregnet til virkelig verdi i balansen. I de virkelige verdiene og i grunnlaget for sensitivitetene inngår uvesentlige derivatposisjoner knyttet til spekulativ omsetning.

Sensitiviteter knyttet til prisrisiko for 2008 er beregnet ved å forutsette en endring på 50% i alle råvarepriser. Sammenlignet med de sensitivitetene som ble beregnet ved utgangen av 2007 og 2006 har konsernets vurdering av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i råvarepriser for det kommende året blitt endret som følge av de endringer som skjer i de markedene vi opererer i. Ved utgangen av 2007 og 2006 ble tilsvarende sensitiviteter beregnet ved å forutsette en endring på 10% i alle råvarepriser.

Endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet siden ingen av de finansielle instrumentene i tabellen under er en del av et sikringsforhold.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	-50% sensitivitet	50% sensitivitet
<b>31. desember 2008</b>				
Råolje og raffinerte produkter	13 136	-2 491	-4 124	4 440
Naturgass og elektrisitet	3 267	-3 239	3 447	-3 431
			-10% sensitivitet	10% sensitivitet
<b>31. desember 2007</b>				
Råolje og raffinerte produkter	11 115	-2 533	-651	652
Naturgass og elektrisitet	4 219	-4 921	1 530	-1 522
<b>31. desember 2006</b>				
Råolje og raffinerte produkter	7 593	-797	-466	410
Naturgass og elektrisitet	7 501	-4 432	1 742	-1 671

Som deler av verktøyene for å overvåke og styre risiko bruker konsernet "value-at-risk" (VaR) metoden for deler av sin handelsaktivitet innenfor segmentene Naturgass og Foredling og markedsføring.

For daglig estimering av markedsrisiko i porteføljen, bruker Olje salg, handel og forsyning (OTS) innenfor Foredling og markedsførings segmentet en metode basert på historisk simulering, der daglige observerte prosentvise pris og volatilitetsendringer over en gitt tidsperiode anvendes på den til enhver tid gjeldende porteføljen. Med utgangspunkt i de simulerte porteføljeverdiendringene blir det estimert en sannsynlighetsfordeling for fremtidige markedsverdiendringer. Ikke-lineære instrumenter som for eksempel opsjoner blir fullt verdsatt i de daglige simuleringene, og de observerte verdiendringene inngår i totalporteføljeresultatet. Sammenhengen mellom VaR estimat og faktiske porteføljeverdiendringer overvåkes på månedlig basis ved bruk av 12 måneders data og ulike input parametre, som for eksempel tidshorisont og lignende rekalkuleres dersom modell resultatene ikke er tilfredsstillende.

Naturgass anvender i hovedsak en varians/kovarians VaR modell for å måle eksponeringen mot markeds risiko. Som forutsetninger er det benyttet et konfidensintervall på 95% og antagelse om en dags holde periode. Varians/kovarians modellen anvendes på den eksisterende porteføljen for å kvantifisere endringer på porteføljen som følge av mulige endringer i markedspriser over en 24-timers periode. Varians/kovarians modellen beregner VaR som en funksjon av standard avvik per instrument og korrelasjonen mellom de ulike instrumentene i porteføljen. Den praktiske tolkingen er at det er 95% sannsynlig at verdi endringen av porteføljen vil endre seg med mindre enn den kalkulerede value-at-risk størrelsen over den neste handels dagen. VaR uttrykker ikke det maksimale tapet.

Varians/kovarians modellen beregner VaR som en funksjon av standard avvik per instrument og korrelasjonen mellom de ulike instrumentene i porteføljen. Mens den historiske simulerings metoden baseres på avledning av daglig prosentvis markedspris og volatilitets endringer for alle vesentlige produkter i porteføljen over en gitt tidsperiode er anvendt på den gjeldende portefølje verdien for å kunne estimere en sannsynlighetsfordeling av fremtidige endringer i markedsverdi i porteføljen.

Innenfor OTS er alle fysiske og finansielle kontrakter som styres samlet for risiko styrings formål omfattet av VaR grenser, uavhengig av hvordan de er innregnet i konsernets balanse. Innen Naturgass er innebygde derivater i tillegg til visse fysiske terminkontrakter innregnet som finansielle derivater men ikke er holdt som en del av en handelsportefølje ikke inkludert i porteføljen som er gjenstand for VaR grenser.

De kalkulerede VaR tallene for 2008 og forutsetningene som er benyttet er presentert i tabellen under.

(i millioner kroner)	Maksimum	Minimum	Gjennomsnitt
Råolje og raffinerte produkter	143	28	79
Naturgass og elektrisitet	392	88	216

Forutsetninger	Metode	Konfidens-intervall	Tids-periode
Råolje og raffinerte produkter	Historisk simulering VaR	95 %	1 dag
Naturgass og elektrisitet	Varians /kovarians	95 %	1 dag

#### Rente- og valutarisiko

Rente- og valutarisiko utgjør vesentlig finansiell risiko for StatoilHydro. Samlet eksponering styres på porteføljenivå i henhold til godkjente strategier og mandater. Rente- og valutarisiko blir regelmessig vurdert mot mandater.

Sensitiviteten knyttet til valutarisiko er for 2008 er beregnet ved å forutsette en endring på 20%. Sammenlignet med den sensitiviteten som ble beregnet ved utgangen av 2007 og 2006 har konsernet vurderingen av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i utenlandske valutaer vi er eksponert mot for det kommende året blitt endret som følge av de endringer som skjer i verdens finansielle markeder. Ved utgangen av 2007 og 2006 ble det forutsatt en endring på 10%. Inkludert i valutarisiko beregningen er finansielle eiendeler, finansiell gjeld og finansielle derivater med unntak av råvare baserte derivater. For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på ett prosentpoeng som er det samme som ble benyttet ved utgangen av 2007 og 2006.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Taps scenario
<b>31. desember 2008</b>		
Valutarisiko (20% sensitivitet)	28 116	-28 116
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	3 395	-3 395
<b>31. desember 2007</b>		
Valutarisiko (10% sensitivitet)	10 387	-10 387
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	2 714	-2 714
<b>31. desember 2006</b>		
Valutarisiko (10% sensitivitet)	7 620	-7 620
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	2 354	-2 354

Se note 28 Styring av finansiell risiko for ytterligere informasjon knyttet til rente- og valutarisiko og om hvordan konsernet styrer disse risikoene.

#### Risiko ved egenkapitalinvesteringer

De børsnoterte egenkapitalinstrumentene, som for det meste består av konsernets eget interne forsikringsselskaps portefølje, innregnes til virkelig verdi og har prisen risikoeksponering. Den virkelige verdien av de børsnoterte egenkapitalinstrumentene baseres på børsnoterte markedspriser. I tillegg til porteføljen holdt av konsernets eget interne forsikringsselskap, har konsernet også noen andre unoterte egenkapitalinstrumenter klassifisert som investeringer tilgjengelig for salg etter IAS 39.

For mer informasjon om virkelige verdier som er balanseført, forutsetninger brukt i beregningen av disse virkelige verdiene og prisen risiko sensitivitet se note 14 Langsiktige finansielle eiendeler.

#### Likviditetsrisiko

Likviditetsrisikoen knyttet til løpetiden på råoljederivater og derivater knyttet til raffinerte produkter er vanligvis mindre enn ett år. Løpetiden på naturgassterminkontrakter er vanligvis tre år eller mindre. Tabellen nedenfor viser løpetidsprofilen til konsernets finansielle forpliktelser knyttet til råvarebaserte og finansielle derivater, både handlet og ikke handlet på børs. Løpetidsprofilen er basert på den underliggende leveringsperioden til kontraktene inkludert i porteføljen. Se note 28 Styring av finansiell risiko for ytterligere informasjon om styring av likviditetsrisiko.

(i millioner kroner)	2008	2007
Mindre enn 1 år	-18 194	-5 279
1 - 3 år	-1 551	-2 094
4 - 5 år	-276	-113
Etter 5 år	-698	-147
Finansielle derivater	-20 719	-7 633

## 31 Fusjon med Hydro Petroleum

Aksjonærene i Statoil ASA og Norsk Hydro ASA (Hydro) godkjente fusjon mellom Statoil ASA og olje- og gassaktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum) på ekstraordinær generalforsamling 5. juli 2007. Fusjonen er effektiv fra 1. oktober 2007.

Som en følge av fusjonen i 2007 ble Statoils aksjekapital øket med 2 606 655 590 kroner fra 5 364 962 167,50 kroner til 7 971 617 757,50 kroner ved utstedelse av 1 042 662 236 aksjer med nominell verdi 2,50 kroner til Hydros aksjonærer. Hydros aksjonærer mottok 0,8622 aksjer i det fusjonerte selskapet for hver Hydro aksje. Etter kapitalutvidelsen eier Hydros aksjonærer 32,7% og tidligere Statoils aksjonærer 67,3% i det fusjonerte selskapet StatoilHydro ASA.

Fusjonen mellom tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum er regnskapsført som en sammenslåing av foretak under felles kontroll fordi både Statoil ASA og Norsk Hydro ASA var under kontroll av Den norske stat. StatoilHydros ledelse anser at videreføring av historisk regnskapsførte verdier for eiendeler og gjeld gir den beste fremstillingen av fusjonen mellom de to selskapene for regnskapsformål. Regnskapet er omarbeidet for det sammenslåtte selskapet som om det alltid hadde vært én regnskapsrapporterende enhet. Regnskapet til Hydro Petroleum er omarbeidet slik at regnskapsprinsippene harmoniserer med Statoils regnskapsprinsipper. Omarbeidingen gjelder regnskapsmessig behandling av friinntekt, overgang til salgsmetoden for olje- og gass inntekter og over- og underløfts posisjoner og regnskapsmessig behandling av pensjon. Samlet effekt av disse endringene var en reduksjon av netto egenkapital på 3 milliarder kroner for regnskapsåret 2006.

I henhold til fusjonsplanen ble et mellomværende mellom tidligere Statoil og Norsk Hydro ASA etablert per 31. desember 2006. Fusjonsmellomværende som kunne være gjeld eller fordring ble beregnet ved å trekke kontanter og kortsiktige investeringer fra gjelden i Hydro Petroleum. Resultatet ble at StatoilHydro fikk en fordring mot Norsk Hydro ASA som er inkludert i balansen ved utgangen av 2006 og i kontantstrømanalysen 2007 i forbindelse med oppgjøret.

Hydro Petroleum var ikke eget selskap i Hydro og hadde felles bank- og egenkapitalbalanser med Hydro. Enkelte kontantstrømmer til eller fra Hydro er regnskapsmessig behandlet som egenkapital-uttak og innskudd til eller fra Hydro. Dette er reflektert i konsolidert kontantstrømsoppstilling som «Norsk Hydro ASA fusjonsbalanse» og i konsernets egenkapital som «Fusjonsrelaterte justeringer bestående av endringer i fusjonsbalansen med Norsk Hydro ASA», se note 19 Egenkapital.

StatoilHydro ASA har regnskapsført totalt 10,7 milliarder kroner før skatt relatert til restruktureringsutgifter og andre utgifter som følge av fusjonen. Dette er i all hovedsak utgifter knyttet til pensjoner samt førtidspensjoner som er tilbudt ansatte i StatoilHydro ASA som har fylt 58 år (avhengig av at visse betingelser oppfylles).

Nedenfor vises effektene av fusjonen på resultatregnskapet 2006. Kolonnen «Tidligere Hydro Petroleum» inkluderer IFRS regnskapsinformasjon fra det reviderte utfisjonerte regnskapet til Hydro Petroleum. Kolonnen «Tidligere Statoil» er hentet fra IFRS konverteringsdokumentet til Statoil ASA. Kolonnen «Effekt av fusjonen og andre eliminerings» inkluderer StatoilHydro ledelsens konsolideringsposter og justeringer for å a) tilpasse IFRS regnskapsinformasjonen i Hydro Petroleum til StatoilHydros regnskapsprinsipper og b) eliminere interne transaksjoner mellom de to fusjonerte selskapene.

### Sammentrukket resultatregnskap

(i millioner kroner)	2006			
	Hydro Petroleum	Tidligere Statoil konsern	Fusjonsjusteringer og andre eliminerings	StatoilHydro konsern
Sum driftsinntekter	97 910	433 966	-10 394	521 482
Sum driftskostnader	-51 192	-315 009	10 883	-355 318
Netto finansposter	563	3 797	712	5 072
Skattekostnad	-36 188	-81 889	-1 312	-119 389
Årets resultat	11 093	40 865	-111	51 847

## 32 Hendelser etter regnskapsårets utgang

Med virkning fra 1. januar 2009 gjennomførte StatoilHydro en konsernintern omorganisering hvor aktivitetene og eiendelene til Undersøkelse og Produksjon Norge segmentet, bortsett fra ansatte i StatoilHydro ASA, som tidligere var eid av StatoilHydro ASA, ble overført til det heleide datterselskapet StatoilHydro Petroleum AS. Deler av aktivitetene og eiendelene i Naturgass segmentet, men ingen ansatte, ble også overført. Etter at disse omorganiseringene er gjennomført skatlegges ikke lenger noen deler av aktiviteten til StatoilHydro ASA innenfor særskattesystemet i Petroleumsskatteloven. Som følge av dette er utsatt skattefordel knyttet til pensjonsforpliktelser i StatoilHydro ASA regnskapsført med 28% som er skattesatsen som forventes å være aktuell på realisasjonstidspunktet. Tidligere ble skattesatsen estimert til 56%, basert på hvilke beløp som var forventet å bli realisert innenfor henholdsvis Petroleumsskattesystemet og det generelle skattesystemet. Effekten er en reduksjon av utsatt skattefordel knyttet til pensjonsforpliktelser og en tilsvarende reduksjon i opptjent egenkapital med 5,4 milliarder kroner per 31. desember 2008.

Den konserninterne omorganiseringen 1. januar 2009 har også resultert i en endring av funksjonell valuta fra norske kroner til amerikanske dollar i StatoilHydro ASA med effekt fra samme dato og med prospektiv effekt. Funksjonell valuta i StatoilHydro Petroleum AS er ikke endret og er fortsatt norske kroner. Endringen i funksjonell valuta i StatoilHydro ASA har ingen effekt på konsernregnskapet for 2008. StatoilHydro konsernets presentasjonsvaluta vil fortsatt være norske kroner.

Den 4. mars 2009 utstedte StatoilHydro ASA et obligasjonslån på 0,8 milliarder britiske pund med 22 års løpetid, et obligasjonslån på 1,2 milliarder euro med 12 års løpetid og et obligasjonslån på 1,3 milliarder euro med 6 års løpetid. Alle tre obligasjonslånene ble fulltegnet. Obligasjonslånene er utstedt under StatoilHydro ASA sitt Euro Medium Term Note Programme og vil bli notert på børsen i London. Obligasjonslånene er garanterte av StatoilHydro Petroleum AS.

## 33 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)

I samsvar med FAS 69 «Disclosures about Oil and Gas Producing Activities» gir selskapet enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og vil være tilnærmede størrelser og beløp 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.

Det er foretatt enkelte reklassifiseringer for å gjøre sammenligningstall konsistente med presentasjonen av Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass for 2008.

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom delsummer, totale summer og størrelsene som fremkommer ved en summering av tallene i noen tabeller.

### Olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert StatoilHydros olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarter og de krav som stilles av Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av selskapets reserver er del av en kontinuerlig prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

1. Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturelle forekomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.
2. Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som f.eks. fluidinjeksjon) er klassifisert som sikre når vellykket testing gjennom et pilotprosjekt eller driften av et installert program i reservoaret støtter den tekniske analysen som prosjektet eller programmet var basert på.
3. Estimer av sikre reserver omfatter ikke følgende: (A) olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reservoarer men som klassifiseres separat som «indikerte tilleggsreserver», (B) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass, som det er tvilsomt om kan utvinnes på grunn av usikkerhet med hensyn til geologi, reservoarets karakteristikk eller økonomiske faktorer, (C) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan forekomme i prospekter hvor det foreløpig ikke har vært boret, og (D) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som

kan utvinnes fra oljeskifer, kull, gilsonitt og andre lignende kilder.

Sikre utbygde olje- og gassreserver representerer reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder. Etter hvert som nye brønner blir boret, eksisterende brønner rekomplettert eller anlegg for produksjon fra eksisterende og planlagte brønner kommer i drift, vil ikke utviklede reserver bli reklassifisert som sikre utviklede reserver.

Ytterligere olje og gass som forventes å kunne utvinnes ved å benytte fluidinjeksjon eller andre teknikker for forbedret utvinning for å supplere de naturlige kreftene og primære utvinningsmekanismene, tas ikke med som sikre utviklede reserver før de er testet av et pilotprosjekt eller etter at et installert program har bekreftet ved produksjonsresultater at utvinningen vil kunne økes.

Fra norsk sokkel (NCS) er StatoilHydro, på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), ansvarlig for å administrere, transportere og selge den norske stats olje- og gassreserver. Disse reservene blir solgt sammen med våre egne reserver. Under dette arrangementet, leverer StatoilHydro gass til kunder under ulike typer salgskontrakter. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen.

De totale leveranseforpliktelsene fra NCS per 31. desember 2008 er 31,9 billioner standard kubikkfot. Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver er begrenset til å gjelde kontraktsfestede gassalg og gass som har markedsadgang.

Majoriteten av StatoilHydros langsiktige gassalgforpliktelser er knyttet til kontrakter med «Ta eller Betal» betingelser (såkalte «Take or Pay clauses»). For hvert år uttrykker StatoilHydro og SDØE sine leveringsforpliktelser som summen av det årlige kontraktsvolum (ACQ). For kontraktsårene 2008 til 2011 er ACQ henholdsvis 2,66, 2,59, 2,62 og 2,56 billioner standard kubikkfot. Det aller meste av leveringsforpliktelsene vil bli dekket ved forventet produksjon av sikre reserver fra felt hvor StatoilHydro og/eller SDØE deltar, mens mulige underskudd i produksjon vil bli dekket ved kjøp av gass i eksisterende gassmarkeder.

På grunn av produksjonsproblemer ved Snøhvit LNG kjøleanlegget i Norge, har StatoilHydro hatt redusert tilførsel av LNG fra egen produksjon. Tiltak har vært gjennomført for å redusere effekten av disse leveranseproblemene. Produksjonsproblemene medførte bortfall av omtrent 2,0 prosent av StatoilHydros leveranseforpliktelser i 2008. Produksjonsproblemene forventes også å kunne gi noe bortfall av LNG leveranser i 2009.

StatoilHydro og SDØE mottar inntekt fra den samlede gassporteføljen basert på respektiv andel av volumene. For salg av SDØEs gass, både til StatoilHydro og til tredjeparter, er betalingen til SDØE basert på enten oppnådde priser, «net back formula» beregnet pris eller markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av StatoilHydro. Prisen for råolje er markedsbaserte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

Avsetningsinstruksen kan endres av generalforsamlingen i StatoilHydro ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for StatoilHydro er det ikke mulig å beregne hvor store mengder StatoilHydro samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

StatoilHydro inngikk i 2002 en "buy-back" avtale i Iran. StatoilHydro deltar også i en rekke produksjonsdelingsavtaler (PSA-er) i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Nigeria og Russland. Reserver knyttet til disse avtalene er beregnet på bakgrunn av hvor store volumer selskapet har tilgang til for kostnadsdekning ("cost oil") og inntjening ("profit oil"), fratrukket eventuelle begrensninger med hensyn til markedsadgang. Sikre reserver ved årsslutt tilhørende PSA og "buy-back" avtaler er vist separat i tabellen nedenfor.

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på økonomiske betingelser og operasjonelle vilkår ved årsslutt. Reserveene ved årsslutt 2008 er bestemt basert på en Brent-kvalitet pris per 31. desember 2008 (36,55 dollar/fat). Reduksjonen i oljepris fra årsslutt 2007 (Brent-kvalitet pris 96,02 dollar/fat) til årsslutt 2008 har redusert lønnsom utvinnbar olje og gass fra feltene mens StatoilHydros sikre olje- og gassreserver under PSA-ene og tilsvarende kontrakter har økt. Disse endringene er inkludert som revisjon i tabellen nedenfor.

Restrukturering av Sincor-partnerskapet i Venezuela, til et nytt juridisk selskap, Petrocedeno, ble fullført i februar 2008. Dette reduserte StatoilHydros eierandel fra 15,0% i Sincor partnerskapet til 9,677% i Petrocedeno. Endring i eierandel har medført en reduksjon av sikre reserver på 68 millioner fat oljeekvivalenter i 2008.

StatoilHydro kjøpte Anadarcos 50,0% eierandel i Peregrino, Brasil, i 2008. Dette resulterte i at StatoilHydro fikk en 100 prosent eierandel i feltet og ble operatør. Den tilhørende økning i sikre reserver er 69 millioner fat oljeekvivalenter.

Kjøpet av 32,5 prosent i Cheasapeake Marcellus skifergass i Appalachia regionen nordøst i USA ble fullført i november 2008. Få brønner i produksjon ved årsslutt 2008 og skifergassforekomsters egenskaper gir begrensninger i hva som foreløpig kan regnes som sikre reserver. Sikre reserver ved årsslutt 2008 relatert til dette eierskapet er uvesentlig sammenliknet med StatoilHydros totale sikre reserver og derfor ikke inkludert.

StatoilHydro bokfører som sikre reserver en mengde tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (produksjonsdelingsavtaler eller inntektsdelingsavtaler). Denne mengden betales i fysiske kvanta av petroleum.



Følgende tabell viser estimerte sikre reserver av olje og gass per 31. desember fra 2005 til 2008 med tilhørende årlige endringer.

	Sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeequivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
<b>Sikre reserver 31. desember 2005</b>	1 835	779	2 614	19 595	1 392	20 986	5 316	1 025	6 341
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 363	295	1 659	13 899	208	14 107	3 833	332	4 165
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	-	433	433	-	973	973	-	606	606
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	-	46	46	-	83	83	-	61	61
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	122	37	159	529	250	780	219	81	300
Utvidelser og funn	26	12	38	256	9	265	72	13	86
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-2	-3	-	-	-	-	-2	-3
Produksjon	-315	-70	-385	-1 250	-84	-1 335	-539	-85	-624
<b>Sikre reserver 31. desember 2006</b>	1 667	756	2 423	19 129	1 567	20 696	5 068	1 032	6 101
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 188	334	1 523	13 378	283	13 661	3 566	385	3 951
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	-	441	441	-	1 169	1 169	-	649	649
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	-	47	47	-	56	56	-	57	57
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	197	16	214	598	-27	571	311	14	325
Utvidelser og funn	38	105	143	405	-	405	110	105	215
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	-299	-92	-391	-1 238	-114	-1 352	-519	-112	-632
<b>Sikre reserver 31. desember 2007</b>	1 604	785	2 389	18 893	1 426	20 319	4 971	1 039	6 010
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 187	323	1 510	15 084	748	15 832	3 875	456	4 331
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	-	387	387	-	977	977	-	561	561
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	-	67	67	-	80	80	-	82	82

	Sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	81	95	177	7	141	148	83	120	203
Utvidelser og funn	12	-	12	29	-	29	17	-	17
Kjøp av petroleumsreserver	-	69	69	-	-	-	-	69	69
Salg av petroleumsreserver	-	-3	-3	-	-43	-43	-	-10	-10
Overføring til tilknyttet selskap *	-	-191	-191	-	-	-	-	-191	-191
Produksjon	-302	-78	-380	-1 348	-121	-1 469	-542	-100	-642
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	<b>1 396</b>	<b>677</b>	<b>2 074</b>	<b>17 581</b>	<b>1 403</b>	<b>18 984</b>	<b>4 529</b>	<b>927</b>	<b>5 456</b>
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 113	381	1 494	14 482	727	15 209	3 693	510	4 204
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	-	433	433	-	1 106	1 106	-	630	630
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	-	66	66	-	88	88	-	82	82
<b>Reserver i tilknyttede selskaper</b>									
Gjenværende reserver etter overføring *	-	123	123	-	-	-	-	123	123
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	11	11	-	-	-	-	11	11
Produksjon	-	-6	-6	-	-	-	-	-6	-6
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	<b>-</b>	<b>127</b>	<b>127</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>127</b>	<b>127</b>
<b>Totale sikre reserver inkludert reserver i tilknyttede selskaper 31. desember 2008</b>	<b>1 396</b>	<b>805</b>	<b>2 201</b>	<b>17 581</b>	<b>1 403</b>	<b>18 984</b>	<b>4 529</b>	<b>1 055</b>	<b>5 584</b>
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 113	406	1 519	14 482	727	15 209	3 693	536	4 229

\* Sincor til Petrocedefo; redusert eierinteresse fra 15,0% til 9,677%

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent.

#### Balanseførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

(i millioner kroner)	2008	31. desember 2007	2006
Undersøkelseskostnader, leterettigheter og lignende	61 484	40 513	26 096
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	611 251	526 634	501 472
Sum kostnader til anskaffelseskost	672 735	567 147	527 568
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-349 428	-309 527	-283 428
<b>Netto balanseførte undersøkelseskostnader</b>	<b>323 307</b>	<b>257 620</b>	<b>244 140</b>

Netto balanseførte undersøkelseskostnader fra tilknyttede selskaper utgjorde 4,6 milliarder kroner pr 31. desember 2008.

**Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses- og utbyggingsvirksomhet**

I tabellen nedenfor inngår både kostnader som er balanseført og kostnader innregnet i resultatoppstillingen.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2008</b>			
Undersøkelseskostnader	8 672	9 136	17 808
Utbyggingskostnader <sup>1), 2)</sup>	29 478	14 215	43 693
Kjøp av utbyggingsrettigheter <sup>3)</sup>	-	12 435	12 435
Kjøp av leterettigheter <sup>4)</sup>	1 255	12 323	13 578
Sum	39 405	48 109	87 514
<b>Året 2007</b>			
Undersøkelseskostnader	5 749	8 499	14 248
Utbyggingskostnader <sup>1), 2)</sup>	28 428	13 330	41 758
Kjøp av leterettigheter	-	17 133	17 133
Sum	34 177	38 962	73 139
<b>Året 2006</b>			
Undersøkelseskostnader	4 649	9 484	14 133
Utbyggingskostnader <sup>1), 2)</sup>	27 303	14 009	41 312
Kjøp av leterettigheter	511	9 588	10 099
Sum	32 463	33 081	65 544

1) Utbyggingskostnader inkluderer investeringer i Norge i anlegg for nedkjøling av naturgass og lagring av LNG for totalt henholdsvis 90 millioner kroner i 2008, 661 millioner kroner i 2007 og 112 millioner kroner i 2006.

2) Inkluderer mindre utbyggingskostnader som ikke er knyttet til sikre reserver.

3) Inkluderer kjøpet av Anadarkos 50% eierandel i Peregrino, Brasil.

4) Inkluderer signaturbonuser samt oppkjøpene av andeler i Goliat og Marcellus skifer gassutbygging.

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser i tilknyttede selskaper utgjorde i 2008 448 millioner kroner.

**Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass**

I henhold til FAS 69 gjenspeiler driftsinntektene og kostnadene i tabellen nedenfor bare de som er knyttet til StatoilHydros produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Virksomhet medtatt i opplysninger om forretningsområdene i note 5, Segmentinformasjon, til regnskapet, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder gasshandelsvirksomhet, råvarebaserte derivater, transport og forretningsutvikling, samt gevinster ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt. Renter og indirekte kostnader er ikke trukket fra.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2008</b>			
Salg	151	8 274	8 425
Internt salg	216 809	34 718	251 527
Sum driftsinntekter	216 960	42 992	259 952
Undersøkelseskostnader	-5 536	-9 157	-14 693
Produksjonskostnader	-19 744	-6 009	-25 753
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-24 043	-13 689	-37 732
Sum driftskostnader	-49 323	-28 855	-78 178
Resultat før skatt	167 637	14 137	181 774
Skattekostnad	-124 564	-9 710	-134 274
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	43 073	4 427	47 500
<b>Året 2007</b>			
Salg	36	13 064	13 100
Internt salg	173 238	27 705	200 943
Sum driftsinntekter	173 274	40 769	214 043
Undersøkelseskostnader	-3 638	-7 695	-11 333
Produksjonskostnader	-22 793	-7 132	-29 925
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-23 030	-11 103	-34 133
Sum driftskostnader	-49 461	-25 930	-75 391
Resultat før skatt	123 813	14 839	138 651
Skattekostnad	-92 058	-4 327	-96 385
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	31 754	10 512	42 266
<b>Året 2006</b>			
Salg	143	10 640	10 784
Internt salg	175 476	20 523	195 999
Sum driftsinntekter	175 619	31 163	206 783
Undersøkelseskostnader	-3 480	-7 170	-10 650
Produksjonskostnader	-12 774	-4 176	-16 950
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-20 938	-14 370	-35 308
Sum driftskostnader	-37 192	-25 716	-62 908
Resultat før skatt	138 427	5 447	143 874
Skattekostnad	-98 994	-2 133	-101 127
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	39 433	3 314	42 748

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass fra tilknyttede selskaper utenfor Norge var 428 millioner kroner i 2008.

Historiske tall er korrigert. Resultat av produksjonsvirksomheten fra olje og gass øker med 9,0 milliarder kroner i 2007 og 10,3 milliarder kroner i 2006.

### Beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre olje- og gassreserver

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm (SMV) knyttet til sikre reserver, og er utarbeidet i henhold til FAS 69. Det er benyttet gjeldende markedspriser, kostnader, skattenivå, avgifter samt beregnede sikre reserver ved årets slutt. Ved beregning av nåverdien er det benyttet en diskonteringsrate på 10 prosent. Nåverdiregningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes 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 skattecreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsrate på 10 prosent per år. Nåverdiregningen krever årlige anslag for fremtidige kostnader og for produksjon av sikre reserver. De gitte opplysningene representerer ikke ledelsens anslag over selskapets forventede fremtidige kontantstrøm eller verdien av sikre olje- og gassreserver. Estimater over mengden av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene. 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 FAS 69. Disse forutsetningene gjenspeiler ikke ledelsens vurdering og må ikke sees på som en sikker indikasjon på StatoilHydros fremtidige kontantstrøm eller verdien av StatoilHydros sikre reserver.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>31. desember 2008</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	1 738 693	204 808	1 943 501
Fremtidige utbyggingskostnader	-109 456	-44 920	-154 376
Fremtidige produksjonskostnader	-412 340	-77 398	-489 738
Fremtidig inntektsskatt	-919 740	-30 118	-949 858
Fremtidig netto kontantstrøm	297 157	52 372	349 529
10 % årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-150 919	-15 019	-165 938
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	146 238	37 353	183 591
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm i tilknyttede selskaper	-	2 024	2 024
Total nåverdi fremtidig netto kontantstrøm inkludert tilknyttede selskaper	146 238	39 377	185 615
<b>31. desember 2007</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	1 788 440	429 335	2 217 775
Fremtidige utbyggingskostnader	-107 966	-57 332	-165 298
Fremtidige produksjonskostnader	-338 834	-102 838	-441 672
Fremtidig inntektsskatt	-1 009 179	-97 850	-1 107 029
Fremtidig netto kontantstrøm	332 461	171 315	503 776
10 % årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-135 717	-67 289	-203 006
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	196 744	104 026	300 770
<b>31. desember 2006</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	1 643 982	310 129	1 954 111
Fremtidige utbyggingskostnader	-113 121	-36 496	-149 617
Fremtidige produksjonskostnader	-321 208	-53 377	-374 585
Fremtidig inntektsskatt	-939 061	-70 481	-1 009 542
Fremtidig netto kontantstrøm	270 592	149 775	420 367
10 % årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-116 469	-58 184	-174 653
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	154 123	91 591	245 714

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 154 376 millioner kroner per 31. desember 2008, forventes et beløp på 92 010 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

## Fremtidige utbyggingskostnader

(i millioner kroner)	2009	2010	2011	Totalt
Norge	29 904	22 981	15 572	68 457
Utenfor Norge	11 968	6 558	5 027	23 553
Totalt	41 872	29 539	20 599	92 010
Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utbygde reserver	28 224	20 125	12 556	60 905

I 2008 påløp 56 128 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 36 955 millioner kroner seg til sikre, ikke utbygde reserver.

## Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2008	2007
Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 1. januar	300 770	245 714
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	-74 453	239 091
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-56 924	-30 740
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-234 199	-189 992
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	1 866	15 967
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	-4 936	-
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	51 574	78 122
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	56 128	41 758
Diskonteringseffekt	50 960	-54 374
Netto endringer i inntektsskatt	92 805	-44 776
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	-117 179	55 056
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	183 591	300 770
Sum endringer i nåverdi i løpet av året i tilknyttede selskaper	2 024	-
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert tilknyttede selskaper	185 615	300 770

## Driftsstatistikk

### Produktive olje- og gassbrønner og utbygde og ikke-utbygde areal

Tabellene nedenfor viser antallet brutto og netto produktive olje- og gassbrønner og samlet brutto og netto utbygd og ikke-utbygd olje- og gassareal, der selskapet hadde andeler per 31. desember 2008.

En «brutto» verdi viser til brønner eller areal der selskapet har andeler (beregnet som 100 prosent). Nettoverdien tilsvarer summen av selskapets andeler i brønner eller areal.

Per 31. desember 2008		Norge	Utenfor Norge	Totalt
Antall produktive olje- og gassbrønner				
Oljebrønner	— brutto	927	882	1 809
	— netto	368	130	498
Gassbrønner	— brutto	163	100	263
	— netto	72	33	105

Totalt antall brutto brønner per 31. desember 2008 inkluderer 354 oljebrønner og 15 gassbrønner med mer enn en komplettering eller brønner med mer enn en gren.

Per 31. desember 2008		Norge	Utenfor Norge	Totalt
Utbygd og ikke utbygd olje- og gassareal i tusen acres				
Utbygd areal	— brutto	876	1 323	2 199
	— netto	328	405	733
Ikke utbygd areal	— brutto	15 973	71 617	87 590
	— netto	8 099	35 231	43 330

1 000 acres = 4,05 km<sup>2</sup>

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er mellom ett og 37 år.

#### Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner boret

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har complettert eller forlatt de to siste årene. Produktive undersøkelsesbrønner omfatter brønner der det er funnet hydrokarboner, og der videre boring eller komplettering er utsatt i påvente av ytterligere evaluering. En tørr brønn er en brønn som ikke er i stand til å produsere store nok mengder olje eller gass til å berettigge at den kompletteres.

	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2008</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	26,1	12,1	38,2
— Netto tørre	7,2	5,8	13,0
— Netto produktive	18,9	6,3	25,2
Netto utviklingsbrønner boret	27,9	23,7	51,6
— Netto tørre	0,5	-	0,5
— Netto produktive	27,4	23,7	51,1
<b>Året 2007</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	13,2	14,0	27,1
— Netto tørre	4,5	5,9	10,4
— Netto produktive	8,7	8,0	16,7
Netto utviklingsbrønner boret	34,7	19,7	54,4
— Netto tørre	0,7	1,0	1,7
— Netto produktive	34,0	18,7	52,7
<b>Året 2006</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	11,1	15,1	26,2
— Netto tørre	6,4	7,3	13,7
— Netto produktive	4,7	7,8	12,5
Netto utviklingsbrønner boret	21,1	14,0	35,1
— Netto tørre	0,8	-	0,8
— Netto produktive	20,3	14,0	34,3



### Undersøkelses- og utviklingsbrønner under boring

Tabellen nedenfor viser antallet undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som StatoilHydro har under boring per 31. desember 2008.

Per 31. desember 2008	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Antall brønner under boring			
Utviklingsbrønner — brutto	32	47	79
— netto	13,6	7,7	21,3
Undersøkelsesbrønner — brutto	7	9	16
— netto	4,3	2,9	7,2

### Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	Norge	Utenfor Norge
<b>Per 31. desember 2008</b>		
Gjennomsnittlig salgspris væske i USD per fat	91,5	88,7
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK pr Sm <sup>3</sup>	2,4	1,3
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	37,3	42,2
<b>Per 31. desember 2007</b>		
Gjennomsnittlig salgspris væske i USD per fat	70,9	69,1
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK pr Sm <sup>3</sup>	1,69	1,17
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	46,3	34,4
<b>Per 31. desember 2006</b>		
Gjennomsnittlig salgspris væske i USD per fat	63,6	60,9
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK pr Sm <sup>3</sup>	1,94	1,64
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	26,9	37,5

# Selskapsregnskap for StatoilHydro ASA

## RESULTATREGNSKAP STATOILHYDRO ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	2008	2007
<b>DRIFTSINNETEKTER</b>			
Salgsinntekter		<b>559 493</b>	397 850
Resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	8	<b>27 950</b>	17 485
Andre inntekter		<b>979</b>	159
Sum driftsinntekter		<b>588 422</b>	415 494
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>			
Varekostnad		<b>-360 894</b>	-257 612
Andre driftskostnader	3	<b>-39 353</b>	-37 118
Salgs- og administrasjonskostnader	3	<b>-11 469</b>	-9 444
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	10	<b>-19 494</b>	-15 513
Undersøkelseskostnader		<b>-3 956</b>	-3 191
Sum driftskostnader		<b>-435 166</b>	-322 878
Resultat før finansposter og skattekostnad		<b>153 256</b>	92 616
<b>FINANSPOSTER</b>			
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta		<b>-38 319</b>	16 018
Renteinntekter og andre finansinntekter		<b>10 450</b>	4 301
Rentekostnader og andre finanskostnader		<b>-5 441</b>	-5 976
Netto finansposter	12	<b>-33 310</b>	14 343
Resultat før skattekostnad		<b>119 946</b>	106 959
Skattekostnad	13	<b>-79 309</b>	-63 090
Årets resultat		<b>40 637</b>	43 869

**BALANSE STATOILHYDRO ASA - NGAAP**

(i millioner kroner)	Note	31. desember	
		2008	2007
EIENDELER			
<i>Anleggsmidler</i>			
Varige driftsmidler	10	136 312	119 532
Immaterielle eiendeler	10	5 110	3 514
Investeringer i datterselskap	8	281 045	164 386
Investeringer i tilknyttede selskap	8	1 040	1 083
Pensjonsmidler	17	0	1 561
Finansielle fordringer	9	574	299
Finansielle fordringer fra datterselskap		44 188	46 805
Sum anleggsmidler		468 269	337 180
<i>Omløpsmidler</i>			
Varelager	7	6 820	8 308
Kundefordringer og andre fordringer	11	47 278	44 286
Kortsiktig konsernmellomværende		10 921	10 356
Finansielle derivater		2 091	2 464
Finansielle investeringer	9	2 616	155
Betalingsmidler	6	6 272	24
Sum omløpsmidler		75 998	65 593
SUM EIENDELER		544 267	402 773

**BALANSE STATOILHYDRO ASA - NGAAP**

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2008	2007
EGENKAPITAL OG GJELD			
<i>Egenkapital</i>			
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-9	-6
Overkursfond		17 330	17 330
Annen egenkapital		97 078	110 587
Fond for vurderingsforskjeller		60 095	7 841
Sum egenkapital	23	182 466	143 724
<i>Langsiktig gjeld</i>			
Finansielle forpliktelser	15	44 988	36 689
Netto utsatt skatteforpliktelser	13	34 942	34 921
Pensjonsforpliktelser	17	24 961	18 384
Andre avsetninger	18	26 250	24 726
Sum langsiktig gjeld		131 141	114 720
<i>Kortsiktig gjeld</i>			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld		33 641	42 093
Betalbar skatt	13	32 643	28 037
Finansielle forpliktelser	14	19 039	4 731
Finansielle derivater		15 878	3 694
Skyldig utbytte		23 090	27 085
Gjeld til datterselskap		106 369	38 689
Sum kortsiktig gjeld		230 660	144 329
Sum gjeld		361 801	259 049
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		544 267	402 773

**KONTANTSTRØMSOPPSTILLING STATOILHYDRO ASA - NGAAP**

(i millioner kroner)	2008	2007
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>		
Resultat før skattekostnad	<b>119 946</b>	106 959
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>		
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	<b>19 494</b>	15 513
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	<b>354</b>	40
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	<b>11 840</b>	-5 318
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	<b>-22 209</b>	-4 989
Sluttvederlag	<b>0</b>	6 516
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>		
• (Økning) reduksjon i varelager	<b>1 488</b>	-1 755
• (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	<b>- 169</b>	-11 982
• (Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle instrumenter	<b>12 557</b>	3 243
• (Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer	<b>-2 461</b>	-68
• Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	<b>-11 899</b>	15 055
• Økning (reduksjon) i fordringer/gjeld til/fra datterselskap	<b>- 531</b>	-10 793
Betalte skatter	<b>-83 004</b>	-60 853
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	<b>1 056</b>	2 002
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>46 462</b>	53 570
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>		
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	<b>-97 092</b>	-52 401
<b>FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	<b>2 521</b>	1 703
Nedbetaling langsiktig gjeld	<b>-2 258</b>	-2 082
Betalt utbytte	<b>-27 082</b>	-19 560
Kjøp egne aksjer	<b>- 308</b>	- 217
Norsk Hydro ASA fusjonsbalanse	<b>0</b>	18 687
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	<b>10 495</b>	322
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	<b>73 510</b>	0
<b>Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter</b>	<b>56 878</b>	-1 147
<b>Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler</b>	<b>6 248</b>	22
Betalingsmidler ved årets begynnelse	<b>24</b>	2
<b>Betalingsmidler ved årets utgang</b>	<b>6 272</b>	24
Betalte renter	<b>1 871</b>	5 492
Mottatte renter	<b>6 439</b>	3 916

# 1 Selskapet

StatoilHydro ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50- N 4035 Stavanger, Norge.

StatoilHydros virksomhet består i hovedsak av leting etter og produksjon av olje og naturgass, transport, videreforedling og markedsføring av petroleum og petroleumsprodukter.

Med virkning fra 1. oktober 2007 fusjonerte Statoil ASA med olje- og gass aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum). Statoil ASAs navn ble endret til StatoilHydro ASA fra denne dato.

## 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

StatoilHydro ASA sitt årsregnskap er avlagt i samsvar med Regnskapsloven av 1998 og god regnskapsskikk (NGAAP).

### Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

Årsregnskapet legger til grunn prinsippene i et historisk kost regnskap, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet.

### Reklassifiseringer

Det er foretatt enkelte reklassifiseringer for å gjøre sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2008.

### Datterselskap, tilknyttede foretak og felleskontrollerte selskap

Aksjer og andeler i datterselskap, tilknyttede foretak (selskaper hvor StatoilHydro 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 selskap blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

### Felleskontrollerte eiendeler

Eierandeler i felleskontrollerte eiendeler er innregnet ved å inkludere selskapets andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i regnskapet.

### StatoilHydro som operatør for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader er allokert til forretningsområder og StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til de andre partnernes eierandeler i opererte lisenser reduserer kostnadene i StatoilHydros resultatregnskap. Kun StatoilHydros andel av resultatposter og balanseposter relatert til StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i resultatregnskapet og balansen til konsernet.

### Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom StatoilHydro ASA og datterselskap

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom StatoilHydro ASA og selskaper som direkte eller indirekte er kontrollert av StatoilHydro ASA, regnskapsføres med kontinuitet på bokført verdi av eiendelene og gjeldspostene som overføres.

### Omregning av utenlandsk valuta

Transaksjoner i andre valutaer enn norske kroner omregnes til norske kroner ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til norske kroner ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i resultatregnskapet. Poster som ikke er pengeposter og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

### Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor StatoilHydro har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det selskapets eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det selskapets eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

Fysiske råvaresalg og- kjøp som ikke gjøres opp på nettbasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

### Transaksjoner med Den norske stat

StatoilHydro markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs

oljeproduksjon er regnskapsført som Varekostnad og Salgsinntekter. StatoilHydro selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er regnskapsført netto i StatoilHydros regnskap.

#### **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. Regnskapsprinsipp for pensjoner og aksjebasert avlønning beskrives nedenfor.

#### **Aksjebasert avlønning**

StatoilHydro har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på dato for tildeling og innregnes som en kostnad over gjennomsnittlig innvinningsperiode som er 2,5 år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad i resultatregnskapet og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

#### **Forskning og utvikling**

StatoilHydro driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Selskapets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter er utviklingsutgifter som vurderes med hensyn på balanseføring.

Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere: At de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; at selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; at selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; hvordan den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; at selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og at selskapet evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

#### **Skattekostnad**

Skattekostnad i resultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen. For slike poster innregnes også skatteeffekten direkte i 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 inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i resultatregnskapet.

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden. Etter denne metoden beregnes utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelen kan utnyttes. Ubenyttede fremførbare underskudd vil som regel være en sterk indikator på usikkerhet knyttet til fremtidig skattepliktig inntekt. For å balanseføre utsatt skattefordel basert på en forventing om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Selskaper som driver petroleumsvirksomhet og rørtransport på norsk kontinentalsokkel ilegges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten ilegges for tiden med en skattesats på 50% og kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28%, slik at total marginal skattesats på resultatet fra petroleumsvirksomheten utgjør 78%. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektsskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt med 7,5% per år. Friinntekten beregnes basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.

#### **Regnskapsføring av olje- og gassvirksomheten**

StatoilHydro benytter «successful efforts»- metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingsutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner balanseføres som undersøkelses- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes balanseførte kostnader for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes hvert kvartal med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte utgifter overstiger gjenvinnbart beløp. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene for fortsatt balanseføring er at det enten er vedtatt planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at utbygging forventes vedtatt i nær fremtid. Tap ved verdifall som har resultert i en nedskrivning av en letebrønn blir reversert i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Utgifter til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver balanseføres og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som forventes produsert fra bølgen. Utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner balanseføres som olje og gassrelaterte eiendeler i gruppen Varige driftsmidler og avskrives basert på produksjonsenhetsmetoden over sikre utbygde reserver som forventes å produseres i løpet av konsesjons- eller avtaleperioden. Balanseførte kostnader knyttet til kjøp av andeler eller eiendeler med sikre reserver avskrives basert på produksjonsenhetsmetoden over totale sikre reserver. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

#### **Varige driftsmidler**

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingsutgift, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen og eventuelle låneutgifter som henføres til eiendeler som kvalifiserer for balanseføring av låneutgifter.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som oppgis med mindre byttransaksjonen mangler forretningsmessig innhold eller verken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter til erstatning av eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn i tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold føres over resultat i den perioden de påløper.

Installasjoner for produksjon av olje og gass og feltspesifikke transportsystemer avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel som har en kostpris som er betydelig i forhold til eiendelen totalt avskrives separat. For olje- og gassrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier som minst omfatter plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhendes eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes fra eiendelens bruk. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

#### **Leieavtaler**

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til StatoilHydro, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Eiendelene innregnes som varige driftsmidler med motpost under langsiktig gjeld. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i resultatregnskapet lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalen.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleienes nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulert tap ved verdifall. Avskrivningsperioden fastsettes som den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode.

#### **Immaterielle eiendeler**

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulerte nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler. En immateriell eiendel anskaffet utenom en virksomhetssammenslutning balanseføres til anskaffelseskost. Immaterielle eiendeler som er anskaffet som en del av en virksomhetssammenslutning innregnes i balansen til virkelig verdi separat fra goodwill dersom de kan skilles fra andre eiendeler eller oppstår som følge av kontraktsmessige eller juridiske rettigheter og virkelig verdi kan måles pålitelig.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Disse eiendelene vurderes for nedskrivning når det er indikasjoner på at balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp (eller minimum en gang årlig). Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger. Andre immaterielle eiendeler avskrives lineært over den forventede økonomiske levetiden. Den forventede økonomiske levetiden blir vurdert årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt.

#### **Nedskrivning**



#### *Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler*

Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler testes for nedskrivning dersom det er indikasjoner på at den balanseførte verdien overstiger gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre grupper eiendeler. Olje- og gassfelt eller -installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivningsformål. Ved evaluering av balanseførte undersøkelseskostnader anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet.

Dersom vurderingen tilsier at eiendelens verdi er forringet, blir eiendelen nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrasket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede.

#### *Finansielle eiendeler*

StatoilHydro vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe av finansielle eiendeler har falt i verdi.

For eiendeler bokført til amortisert kost vil eiendelens balanseført verdi reduseres dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall på utlån og fordringer. En senere periodes reversering av verdifall innregnes i resultatet.

#### **Betalingsmidler**

Betalingsmidler omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvidplasseringer med kortere gjenværende løpetid enn tre måneder fra anskaffelsestidspunktet.

#### **Finansielle instrumenter og råvarederivater**

Følgende regnskapsprinsipper benyttes for de viktigste finansielle instrumentene og råvarederivatene:

- **Valutabytteavtaler**

Valutabytteavtaler balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres.

- **Rentebytteavtaler**

Rentebytteavtaler verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

- **Råvarederivater**

Råvarederivater som handles over børs balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres. Øvrige råvarederivater verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

#### **Finansielle forpliktelser**

Rentebærende obligasjonslån, banklån og annen gjeld som klassifiseres som finansielle forpliktelser, regnskapsføres til opptrekkskurs. Etter førstegangsinnregning måles rentebærende gjeld og lån til amortisert kost ved effektiv rentemetoden. Utstedelseskostnader og eventuell rabatt eller overkurs på oppgjør blir hensyntatt ved beregning av amortisert kost. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansinntekter og rentekostnader og andre finanskostnader.

#### **Pensjonsforpliktelser**

StatoilHydro ASA har pensjonsplaner for de ansatte som gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet. Det beløp den ansatte vil motta er avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsøkning.

Selskapets 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 diskonteres 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 løpetiden knyttet til selskapets forpliktelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i Resultatregnskapet.

Renteelementet representerer endringen i nåverdien av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, hensyntatt alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidler er basert på en vurdering ved begynnelsen av perioden av markedets forventninger til langsiktig avkastning. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelser utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i resultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Netto pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. StatoilHydros andel av kostnaden innregnes i Resultatregnskapet i henhold til kostnadens funksjon.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør eller avkorting blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i Resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatendringer på pensjonsordninger for ansatte innregnes i selskapets opptjente egenkapital i den perioden gevinsten eller tapet oppstår.

#### Forpliktelser og betingede eiendeler

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før skatt rente som reflekterer eksisterende markedsvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av visse fremtidige hendelser, er ikke regnskapsført. Selskapet opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at selskapet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av hendelsen.

#### Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når selskapet har en forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og å bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Estimatet baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikoer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. 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 produksjonsperioden gjennom en endring i lovgivningen eller gjennom en beslutning om å opphøre med en virksomhet. Forpliktelsen regnskapsføres når kravet oppstår og inngår i Andre avsetninger i balansen. Forpliktelsen beregnes til nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav. For raffineri- og prosesseringsanlegg uten forventet konsesjonsperiode anses levetiden for ubestemt og det er derfor ikke mulig å estimere fjerningsforpliktelsen for disse anleggene. Forpliktelser knyttet til detaljutsalgs estimeres på porteføljnivå.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen og avskrives sammen med denne.

Endring i estimatet for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen.

#### Leverandørgjeld og annen gjeld

Leverandørgjeld og annen gjeld balanseføres til kontraktsfestet betaling.

#### Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes ved først-inn først-ut prinsippet (FIFO prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

#### Bruk av estimater

Utarbeidelse av regnskap forutsetter at selskapet benytter estimater og forutsetninger som påvirker resultatregnskapet og verdsettelsen av eiendeler, gjeld og forpliktelser på balansedatoen. Faktiske resultater kan avvike fra estimatene.

Selskapets virksomhet og det høye antallet land hvor virksomheten drives, innebærer at selskapet er utsatt for endringer i økonomiske, regulatoriske og politiske forhold. Selskapet tror ikke at det i den nærmeste framtid er spesielt sårbart eller risikoutsatt som følge av en konsentrasjon av aktivitetene.

## 3 Lønnskostnader

(i millioner kroner, untatt antall årsverk)	31. desember	
	2008	2007
Lønnskostnader	14 516	14 129
Pensjonskostnader	2 550	2 865
Arbeidsgiveravgift	2 184	2 508
Andre sosiale kostnader	1 743	1 790
Sum	20 993	21 292
Gjennomsnittlig antall årsverk	16 525	16 064

# Ytelser til ledende ansatte 2008 (i tusen kroner)

Medlemmer av konsernledelsen	Fast lønn 2)	LI 3)	Bonus 4)	Natural- ytelser	Skattbar refusjon	Skattbar lønn	Natural- ytelser	Refu- sjoner	Ikke skattbar lønn	Samlet godt- gjørelse	Pensjons- kostnad 5)	Nåverdi av pensjons- forplikt else
Lund Helge (konsernsjef)	6 847	1 890	550	369	21	9 677	479	17	496	10 173	5 317	22 289
Bjørnson Rune (konserndirektør for Naturgass)	2 535	600	113	191	21	3 460	0	26	26	3 486	822	18 346
Jacobsen Jon Arnt (konserndirektør for Foredling og Markedsføring)	3 038	669	131	59	15	3 912	0	44	44	3 956	1 514	15 286
Mellbye Peter (konserndirektør for Internasjonal Undersøkelse og Produksjon)	4 194	813	108	141	22	5 278	54	39	93	5 371	1 364	41 945
Sætre Eldar (konserndirektør for Økonomi og Finans)	3 047	713	154	196	30	4 140	177	24	201	4 341	924	25 129
Øvrum Margareth (konserndirektør for Teknologi og Ny Energi)	3 375	694	138	54	23	4 284	55	50	105	4 389	876	22 623
Nes Helga 1) (konserndirektør for stabsfunksjoner og konserntjenester i perioden 10.11.08 - 31.12.08)	412	0	0	18	6	436	21	5	26	462	369	8 306
Michelsen Øystein 1) (konserndirektør for Undersøkelse og Produksjon Norge i perioden 10.11.08 - 31.12.08)	591	0	0	26	1	618	37	19	56	674	581	14 741
Myrebø Gunnar 1) (konserndirektør for Prosjekter i perioden 10.11.08 - 31.12.08)	452	0	0	2	4	458	0	7	7	465	501	13 589
Ruud Morten 1) (konserndirektør for Prosjekter i perioden 01.01.08 - 06.10.08)	1 980	590	0	11	15	2 596	0	28	28	2 624	0	19 460
Torvund Tore 1) (konserndirektør for Undersøkelse og Produksjon Norge i perioden 01.01.08 - 06.10.08)	2 958	863	0	16	8	3 845	168	33	201	4 046	0	36 541
Aasheim Hilde Merete 1) (konserndirektør for stabsfunksjoner og konserntjenester i perioden 01.01.08 - 01.11.08)	2 239	131	500	153	0	3 023	217	6	223	3 246	0	1 645
Sum	31 668	6 963	1 694	1 236	166	41 727	1 208	298	1 506	43 233	12 268	239 900

1) Beløpene gjelder ytelser for den periode vedkommende har vært medlem av konsernledelsen.

2) I fastlønn inngår foruten grunnlønn også feriepengene og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.

3) Langsiktig insentivordning

4) Bonus er ytelser i henhold til den variable langtidsinsentivordningen som ble avsluttet i 2007 med beregning og utbetaling i 2008. Bonus for perioden 1. oktober 2007 til 31. desember 2008 vil bli beregnet og utbetalt i 2009.

5) Pensjonskostnad er estimert basert på aktuarmessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt pr 31. desember 2008, som vil bli innregnet i Resultatregnskapet i 2009. Tallene som er presentert representerer opptjening forutsatt at vedkommende er medlem av konsernledelsen for et helt år. Arbeidsgiveravgift er ikke inkludert.

## Ytelser til styret i 2008 (i tusen kroner)

Medlemmer av styret	Funksjon	Styrehonorar	Revisjons- komité	Kompensasjons- komité	Samlet godtgjørelse
Rennemo Svein	Styreleder*	440	0	14	454
Arnstad Marit	Nestleder	417	100	0	517
Bjørndalen Kjell	Styremedlem	294	0	35	329
Franklin Roy	Styremedlem	492	100	0	592
Grieg Elisabeth	Styremedlem	294	0	28	322
Nielsen Kurt Anker	Styremedlem	294	150	0	444
Skaugen Grace R	Styremedlem	294	0	50	344
Bakkerud Lill Heidi	Styremedlem	294	0	0	294
Clausen Claus	Styremedlem	294	0	0	294
Svaan Morten	Styremedlem	294	100	0	394
Fritsvold Ragnar Per	Observatør	294	0	0	294
Nilsen Geir	Observatør	294	0	0	294
Sum		3 995	450	127	4 572

\*Styreleder fra 1. april 2008

## LEDERLØNNSEKTLÆRING FOR STATOILHYDRO'S KONSERNLEDELSE

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a), tar styret sikte på å legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av konsernledelsen på den ordinære generalforsamlingen i 2009:

### 1. Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsår 2009

#### 1.1 Belønningspolitikk og prinsipper

De belønningsprinsipper og konsepter som ble vedtatt og praktisert i StatoilHydro i 2008 vil bli videreført i regnskapsåret 2009. Men på grunn av den sterkt endrede økonomiske situasjonen som også påvirker StatoilHydro direkte, vil det bli gjort noen ekstraordinære justeringer med virkning kun for 2009. Disse justeringene blir gjort for å begrense våre kostnadsøkninger og bidra til en moderat utvikling av personellkostnader. De midlertidige justeringene er beskrevet i avsnitt 1.3 og 2 nedenfor.

De ekstraordinære justeringene vedrørende grunnlønn og i variabel lønn for 2009 samt reduksjon i opparbeidet variabel lønn for 4. kvartal 2007-2008, som beskrevet nedenfor, er midlertidige tiltak og skal ikke betraktes som permanente endringer i selskapets belønningskonsept.

StatoilHydros belønningspolitikk er tett forankret i selskapets personalpolitikk og verdigrunnlag. Utvikling av en sterk verdibasert prestasjonskultur anses som en viktig suksessfaktor for å kunne skape verdier for eierne.

Det er etablert visse hovedprinsipper for utformingen av selskapets belønningskonsept. Disse prinsippene gjelder generelt, men vil ha ulik anvendelse for de forskjellige belønningssystemer og stillingskategorier.

Belønningspolitikken skal:

- Sikre at helheten blir ivaretatt gjennom løsninger som er integrert med StatoilHydros verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk
- Være konkurransedyktig i arbeidsmarkedet uten å fremstå som lønnsledende samlet sett
- Belønne og anerkjenne leveranse og atferd likeverdig
- Sikre en sterk kobling mellom prestasjon og belønning
- Differensiere basert på ansvar og prestasjon
- Belønne både kort- og langsiktige resultater og bidrag
- Styrke interessefellesskapet mellom ansatte, selskapet og dets eiere
- Være transparente og i samsvar med god eierstyring og selskapsledelse

Vi belønner og gir anerkjennelse slik at vi tiltrekker oss og beholder de rette medarbeiderne - mennesker som presterer, endrer seg og lærer. Det samlede belønningsnivået og sammensetningen av belønningspakken reflekterer både det nasjonale og internasjonale rammeverket samt de forretningsmessige omgivelser som StatoilHydro opererer innenfor.

#### 1.2 Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering og endring av belønningspolitikken og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til ledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a) samt vedtatt styreinstruks av 1. oktober 2007.

Styret har etablert et eget kompensasjonsutvalg. Kompensasjonsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Utvalgets hovedmål er å assistere styret i dets arbeid med lønns og arbeidsvilkår for StatoilHydros konsernsjef og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av StatoilHydros øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige vilkår.

### 1.3 Belønningskonsept for konsernledelsen

StatoilHydros belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Etterlønsordninger
- Andre ytelser

#### Fastlønn

Fastlønn består av grunnlønn og en langtidsinsentivordning.

#### Grunnlønn

Grunnlønnen skal være konkurransedyktig i de markeder hvor selskapet opererer og skal reflektere den enkeltes ansvar og prestasjoner. Prestasjonsvurderingen er basert på oppnåelse av forhåndsdefinerte mål, ref. "Variabel lønn" nedenfor. Grunnlønnen blir normalt vurdert en gang i året.

Som et ekstraordinært tiltak vil grunnlønnen til konsernsjefen og andre medlemmer av konsernledelsen forbli uendret i 2009 sammenlignet med 2008.

#### Langtidsinsentiv (LTI)

StatoilHydro vil videreføre den etablerte langtidsinsentivordningen for et begrenset antall toppledere, inkludert medlemmene av konsernledelsen.

Langtidsinsentivordningen er et fast lønnselement som blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn og som er på 20 - 30 % avhengig av deltakerens stilling. Deltakerne er forpliktet til å kjøpe StatoilHydro aksjer i markedet for det faste LTI beløpet hvert år, og er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på 3 år.

Langtidsinsentivordningen og det årlige variable lønnssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater. Langtidsinsentivet bidrar til å styrke interessefellesskapet mellom aksjeeierne, selskapet og den enkelte deltaker.

#### Variabel lønn

Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2009. Det er likevel bestemt å redusere maksimum bonuspotensial med 50 % gjeldende for 2009. Potensialet for konsernsjefens variable lønn blir dermed redusert fra 50 % til 25 % i år og konserndirektørenes tilsvarende fra 40 % til 20 %.

Utbetaling av variabel lønn baserer seg på lederens prestasjoner. For prestasjoner som ligger på målnivå, utbetales 2/3 av maksimumspotensialet.

Målene som utgjør grunnlaget for den individuelle variable lønnsvurderingen, er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringsprosess. I StatoilHydro blir denne evalueringen foretatt langs to akser, leveranse (hva du har levert) og atferd (hvordan målene er oppnådd). Leveransemål er etablert for hvert forretnings-/ stabsområde og dekker både finansielle, operative og markedsmessige mål i tillegg til mål knyttet til helse, miljø og sikkerhet samt personal og organisasjon. Evalueringen av atferd er basert på mål relatert til kjerneverdiene i StatoilHydro, lederskapsprinsippene og ledernes individuelle utviklingsplaner.

I prestasjonskontrakten til konsernsjef og konserndirektør for Økonomi og Finans er ett av flere mål relatert til selskapets relative, samlede avkastning til eierne (Total Shareholder Return; TSR). Størrelsen på den årlige variable lønnen besluttet etter en samlet prestasjonsvurdering av resultater i forhold til forskjellige mål inkludert, men ikke begrenset til selskapets relative TSR.

#### Pensjons- og forsikringsordninger

StatoilHydros pensjonsordning er en ytelsesbasert ordning med pensjonsnivå på 66 % av sluttlønn forutsatt 30 års opptjeningsstid. Det tas ved beregningen hensyn til en antatt Folketrygd. Pensjonsalderen er 67 år for landansatte og 65 år for sokkelansatte.

Pensjonsordningene for medlemmer av konsernledelsen inkludert konsernsjef er supplerende avtaler til selskapets alminnelige pensjonsordning.

Konsernsjef har på gitte vilkår iht. sin pensjonsavtale av 7. mars 2004, rett til en pensjon på 66 % av pensjongivende inntekt. Opptjeningstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

Fire av konserndirektørene har pensjonsvilkår iht. en tidligere standardordning som ble besluttet i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 % av pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år. Ved beregning av medlemstid i StatoilHydros pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert hele år vedkommende har tjenestegjort som konserndirektør.

En av konserndirektørene har på spesielle betingelser rett til pensjon på 66 % av pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år. En annen konserndirektør er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 70 % av pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år.

De individuelle pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor er et resultat av forpliktelser iht. tidligere ordninger. Den tidligere standardordningen for konserndirektørene, som beskrevet ovenfor, ble avsluttet i 2007. Inntil en ny standardisert, konkurransedyktig modell tilpasset selskapets behov er etablert, vil StatoilHydro benytte en pensjonsalder på 65 år med en ytelse på 66 % for konserndirektører. Denne ordningen gjelder for to av konserndirektørene.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, vil konserndirektørene ha ytelser iht. StatoilHydros alminnelige pensjonsordning herunder pensjon iht. regelverket for pensjonsordningen fra 67 år.

Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i StatoilHydro.

### **Etterlønn**

Dersom konsernsjefen sies opp av selskapet, har han rett til en etterlønn tilsvarende 24 måneders grunnlønn regnet fra oppsigelsesperiodens utløp. Tilsvarende gjelder dersom partene er enige om at arbeidsforholdet bør opphøre og konsernsjefen sier opp i henhold til skriftlig avtale med styret. Disse vilkårene gjelder iht. konsernsjefens kontrakt av 7. mars 2004.

Konserndirektørene har rett til etterlønn tilsvarende 6 månedslønner, eksklusive oppsigelsestid på 6 måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratre sin stilling. Den samme etterlønnen skal også betales dersom partene er enige om at arbeidsforholdet skal opphøre og konserndirektøren leverer sin oppsigelse etter skriftlig avtale med selskapet. Annen inntekt ervervet av konserndirektøren i etterlønnperioden medfører en forholdsmessig reduksjon i etterlønnen. Dette gjelder inntekter fra alle arbeidsforhold eller fra næringsvirksomhet som vedkommende er aktiv eier av.

En av konserndirektørene har i følge en tidligere avtale rett til etterlønn på 18 måneder, eksklusive lønn i oppsigelsestid på 6 måneder, dersom vedkommende anmodes av selskapet om å fratre sin stilling.

Retten til etterlønn forutsetter at konsernsjef eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsømmelse av sin arbeidspått, illojalitet eller annet brudd på tjenestepått.

Ensidig oppsigelse initiert av konsernsjef / konserndirektør gir normalt ikke rett til etterlønn.

### **Andre ytelser**

StatoilHydro har et aksjespareprogram som er tilgjengelig for alle ansatte inkludert medlemmene av konsernledelsen. Aksjespareprogrammet gir de ansatte mulighet til å kjøpe aksjer i markedet for et beløp på inntil 5 % av årlig grunnlønn. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår og deltakeren opprettholder sitt ansettelsesforhold til selskapet, tilstås bonusaksjer i forhold til deres aksjesparing. Aksjene som benyttes i programmet kjøpes av StatoilHydro i markedet iht. fullmakt fra generalforsamlingen.

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg fordeler som fri bil og fri telefon.

## **2. Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2008**

Langtidsinsentivet som er beskrevet i avsnitt 1.3 ovenfor ble iverksatt for konsernledelsen i 2008.

I løpet av året har tre konserndirektører fratrådt sine stillinger i konsernledelsen, hvorav en også forlot selskapet i 2008. Tre nye konserndirektører er utnevnt med vilkår i samsvar med den beskrivelsen som er gitt i avsnitt 1.3 ovenfor.

Som en engangsjustering, som reflekterer den betydelige økningen i selskapets omfang og kompleksitet etter fusjonen i 2007, ble konsernsjefens grunnlønn økt med 20 prosent med virkning fra 1. oktober 2007. Etter en ytterligere økning på 5,5 prosent fra 1. januar 2008, i samsvar med det generelle lønnsoppgjøret for ansatte i StatoilHydro, er konsernsjefens årlige grunnlønn 6,3 millioner kroner.

Det har ikke vært noen generell vurdering av konserndirektørenes grunnlønn i 2008. En vurdering av grunnlønnen ble foretatt i forbindelse med fusjonen med virkning fra 1. oktober 2007.

En prestasjonsvurdering og utbetaling av årlig prestasjonslønn for perioden 1. januar - 30. september 2007 ble gjennomført før fusjonen. Det ble da også besluttet at prestasjonslønn for fjerde kvartal 2007 skulle bli utbetalt i 2009 sammen med prestasjonslønn for 2008. Følgelig vil utbetalt prestasjonslønn i 2009 dekke en periode på 15 måneder; 1. oktober 2007 til 31. desember 2008.

Som et ekstraordinært tiltak, som følge av den endrede økonomiske situasjonen, er det etter avtale med hver enkelt konserndirektør og konsernsjef, besluttet at opparbeidet variabel lønn for 4. kvartal 2007 og 2008 skal reduseres med 50 %.

### 3. Avslutning

StatoilHydros belønningssystem og de ulike løsninger er forankret i selskapets overordnede personalpolitikk og er integrert med selskapets verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk. I tillegg til dette er belønningssystemene og den praksis som føres transparent, i tråd med gjeldende retningslinjer og prinsippene for god eierstyring og selskapsledelse.

## 4 Nedskrivning av eiendeler

Det er ikke foretatt vesentlige nedskrivninger av eiendeler i 2008 eller 2007, bortsett fra nedskrivning varelager som omtalt i note 7 Varelager.

## 5 Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	2008	2007
Revisjonshonorar	25,0	15,5
Revisjonsrelaterte og andre tjenester	5,3	7,4
Sum	30,3	22,9

I tillegg utgjør revisjonshonorar relatert til StatoilHydro-opererte lisenser henholdsvis 5,8 og 4,7 millioner kroner for 2008 og 2007.

Økningen i godtgjørelse for revisjon fra 2007 til 2008 skyldes hovedsakelig økt aktivitet i forbindelse med fusjonen med Hydro Petroleum.

## 6 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Bankinnskudd	707	24
Tidsinnskudd og Margin innskudd	5 565	0
Betalingsmidler	6 272	24

Betalingsmidler 31. desember 2008 inkluderer bundne innskudd på 3 165 millioner kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der selskapet deltar. Betingelser og vilkår relatert til margin innskudd er fastsatt av den enkelte børs.

For avstemming av betalingsmidler i selskapets balanse, se Kontantstrømsoppstilling.

## 7 Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut prinsippet (FIFO).

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Råolje	5 317	5 745
Petroleumsprodukter	1 316	1 528
Andre	187	1 035
Sum	6 820	8 308

Varelager er nedskrevet til netto realisasjonsverdi med 2,8 milliarder kroner per 31. desember 2008 (0 per 31. desember 2007).

## 8 Investering i datterselskap og tilknyttede selskap

(i millioner kroner)	Datterselskap	Tilknyttede selskap
Investering 1. januar 2008	164 386	1 083
Resultatandel	27 763	187
Omregningsdifferanse	30 880	0
Pensjonsrelatert justering	-707	0
Endring innbetalt egenkapital	64 846	0
Utbytte	-6 123	-230
Investering 31. desember 2008	281 045	1 040



Aksjer og andel i enkelte datterselskap i prosent					
Navn	%	Land	Navn	%	Land
AS Eesti Statoil	100	Estonia	Statoil Nigeria Outer Shelf AS	100	Norge
Latvija Statoil SIA	100	Latvia	Statoil Norge AS	100	Norge
Statholding AS	100	Norge	Statoil North Africa Gas AS	100	Norge
Statoil AB	100	Sverige	Statoil North Africa Oil AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15 AS	100	Norge	Statoil North America Inc.	100	USA
Statoil Angola Block 15/06 Award AS	100	Norge	Statoil Orient AG	100	Sveits
Statoil Angola Block 17 AS	100	Norge	Statoil Polen Invest AS	100	Norge
Statoil Angola AS	100	Norge	Statoil Sincor AS	100	Norge
Statoil Apsheron AS	100	Norge	Statoil SP Gas AS	100	Norge
Statoil Asia Pacific Pte. Ltd	100	Singapore	Statoil UK Ltd	100	UK
Statoil Azerbaijan Alov AS	100	Norge	Statoil Venezuela AS	100	Norge
Statoil Azerbaijan AS	100	Norge	StatoilHydro Canada Ltd.	100	Canada
Statoil BTC Finance AS	100	Norge	StatoilHydro Orinoco AS	100	Norge
Statoil Coordination Center N.V.	100	Belgia	StatoilHydro Petroleum AS	100	Norge
Statoil Danmark A/S	100	Danmark	StatoilHydro Russia AS	100	Norge
Statoil Deutschland GmbH	100	Tyskland	StatoilHydro Venture AS	100	Norge
Statoil do Brasil Ltda	100	Brasil	Statpet Invest AS	100	Norge
Statoil Exploration Ireland Ltd	100	Irland	UAB Lietuva Statoil	100	Lithauen
Statoil Forsikring AS	100	Norge	Statoil Metanol ANS	82	Norge
Statoil Hassi Mouina AS	100	Algerie	Mongstad Refining DA	79	Norge
Statoil Iran AS	100	Norge	Mongstad Terminal DA	65	Norge
Statoil Nigeria AS	100	Norge	Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51	Norge
Statoil Nigeria Deep Water AS	100	Norge			

Stemmerettigheter er i henhold til eierrettigheter

Aksjer og andeler i enkelte tilknyttede selskap i prosent		
Navn	%	Land
Nova Naturgass AB	30	Sweden
Vestprosess DA	17	Norway
Etanor DA	16	Norway

## 9 Finansielle eiendeler

### Langsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Finansielle investeringer	17	25
Finansielle fordringer	557	274
Finansielle eiendeler	574	299

## Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Pengemarkedsfond	2 616	155
Finansielle investeringer	2 616	155

Alle kortsiktige finansielle investeringer anses å inngå i handelsporteføljen, og balanseføres til markedsverdi. Endring i markedsverdi resultatføres. Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer er henholdsvis 2 402 og 169 millioner kroner per 31. desember 2008 og 2007.

## 10 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass inkl. rørled	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2007	2 842	296 616	4 599	777	4 276	12 804	321 914
Tilgang fra StatoilHydro Petroleum AS til kostpris	0	16 367	193	0	0	1 485	18 045
Tilgang og overføringer	756	15 861	212	242	0	10 240	27 311
Avgang til anskaffelseskost	-462	-1 504	-13	-29	0	0	-2 008
Anskaffelseskost 31. desember 2008	3 136	327 340	4 991	990	4 276	24 529	365 262
Akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger 31. desember 2007	-2 080	-196 376	-3 325	-201	-399	0	-202 381
Tilgang akkumulerte avskrivninger fra StatoilHydro Petroleum AS	0	-8 928	-57	0	0	0	-8 985
Årets av - og nedskrivninger	-441	-18 670	-137	-30	-212	0	-19 490
Avskrivninger på årets avgang	459	1 414	34	-1	0	0	1 906
Akkumulerte Avskrivninger og nedskrivninger 31. desember 2008	-2 062	-222 560	-3 485	-232	-611	0	-228 950
Bokført verdi 31. desember 2008	1 074	104 780	1 506	758	3 665	24 529	136 312
Immaterielle eiendeler							5 110
Estimert levetid (år)	3 - 10	*	15 - 20	20 - 33	20 - 25		

\* Avskrives etter produksjonsenhetsmetoden, se note 2

I 2008 har StatoilHydro Petroleum AS overført Varige driftsmidler til StatoilHydro ASA til en netto verdi på 9,1 milliarder kroner (brutto anskaffelseskost på varige driftsmidler var 18,0 milliarder kroner, og akkumulerte avskrivninger på varige driftsmidler var 8,9 milliarder kroner). Alle StatoilHydro Petroleum AS lisenser i "nord-områdene" samt Njord har blitt overført.

Balanseført verdi skip består av finansielle leieavtaler.

I 2008 og 2007 ble det balanseført henholdsvis 0,5 og 1,1 milliarder kroner i byggelånsrenter.

I tillegg til årets avskrivninger spesifisert ovenfor er Immaterielle eiendeler amortisert med 4 millioner kroner i 2008.

## 11 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31 desember	
	2008	2007
Kundefordringer	38 277	38 186
Andre fordringer	9 001	6 100
Kundefordringer og andre fordringer	47 278	44 286

Andre fordringer består av fordringer mot felleskontrollerte virksomheter, tilknyttede selskaper og andre nærstående parter.

## 12 Finansposter

(i millioner kroner)	2008	2007
Agiogevinster (tap) langsiktige finansielle forpliktelser	-11 252	5 944
Agiogevinster (tap) finansielle derivater	-25 001	8 276
Andre agiogevinster (tap)	-2 066	1 798
Agiogevinster (tap), netto	-38 319	16 018
Mottatt utbytte	166	96
Verdipapirgevinst (tap) finansielle investeringer	1 923	-250
Renter og andre finansielle inntekter	8 361	4 455
Renter og andre finansinntekter	10 450	4 301
Balanseførte renter	511	1 058
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-1 269	-1 345
Renter og andre finansielle kostnader	-4 683	-5 689
Renter og andre finanskostander	-5 441	-5 976
Netto finansposter	-33 310	14 343

Endringer i virkelig verdi for valutabytteavtaler relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agiogevinster (tap) finansielle derivater. Svekkelse av norske kroner i forhold til USD har resultert i virkelig verdi tap i 2008 for disse posisjonene.

Økning i verdipapirgevinst-/tap finansielle investeringer i 2008 er hovedsakelig knyttet til valutaeffekter som inngår i endring av virkelig verdi.

Økning i renter og andre finansinntekter kortsiktige finansielle eiendeler er i 2008 hovedsakelig knyttet til renteinntekter på valutabytteavtaler grunnet økte rentemargin og avsatte renter på forskuddsbetalt skatt.

Balanseførte renter er redusert i 2008 i forhold til 2007 grunnet at flere felt har gått over i produksjon.

## 13 Skatter

### Årets skattekostnad fremkommer slik

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Betalbar skatt	84 787	62 053
Endring utsatt skatt	-5 478	1 037
Årets skattekostnad	79 309	63 090
Friinntekt i særskattegrunnlaget	7 461	5 914

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsskatteloven. I tillegg til vanlig selskapsbeskatning på 28% fastsettes det en særskatt på 50% etter fradrag for friinntekt. Hovedregelen er at det for investeringer fratrekkes friinntekt med 7,5% per år i 4 år fra og med det året investeringen foretas. Ikke periodisert friinntekt per 31. desember 2008 utgjør 10,8 milliarder kroner.

### Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
<b>Utsatte skattefordeler knyttet til</b>		
Varelager	948	142
Andre kortsiktige poster	3 778	1 463
Pensjoner	9 158	10 385
Avsetning for fjerning og nedstengning	18 702	17 594
Andre langsiktige poster	3 940	1 547
Sum utsatt skattefordel	36 526	31 131
<b>Langsiktig utsatt skattegjeld knyttet til</b>		
Varige driftsmidler	57 790	51 996
Balanseførte undersøkelsesutgifter og renter	12 125	9 924
Andre langsiktige poster	1 553	4 132
Sum utsatt skattegjeld	71 468	66 052
Netto utsatt skattegjeld	34 942	34 921

### Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger

(i millioner kroner)	2008	
	2008	2007
Utsatt skatt per 1. januar	34 921	34 997
Endring årets resultat	-5 478	1 037
Utsatt skatt knyttet til kjøp av nettoeiendeler fra datterselskap, StatoilHydro Petroleum AS	3 970	0
Kjøp og salg av virksomhet og annet	1 529	-1 113
Utsatt skatt per 31. desember	34 942	34 921

## 14 Kortsiktig finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Banklån og kassekreditt	39	41
Innkalt margin	10 123	2 797
Sertifikater	2 989	0
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	5 398	1 636
Kortsiktig andel av finansiell leasing	235	184
Annen kortsiktig gjeld	255	73
Sum	19 039	4 731
Vektet gjennomsnittlig rentesats	2,38%	5,61%

Innkalt margin er kontanter mottatt for å oppveie en andel av selskapets kreditteksponering.

Sertifikater relaterer seg til kontrakter innenfor selskapets program for US sertifikater, som er tilgjengelig for kortsiktig finansiering. StatoilHydro kan låne maksimum 4 milliarder USD innenfor programmet.

Per 31. desember 2008 og 2007 hadde selskapet ingen kommiterte kortsiktige kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet.

## 15 Langsiktig finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Obligasjonslån	41 753	33 853
Usikrede bank lån	4 899	1 436
Finansiell leasingforpliktelse	3 932	3 194
Finansielle forpliktelser til datterselskap	37	27
Sum finansielle forpliktelser	50 621	38 509
Fratrukket kortsiktig andel	5 633	1 820
Sum langsiktig finansielle forpliktelser	44 988	36 689
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	5,97	6,47

StatoilHydro ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige rentebærende gjeld. Totalporteføljen er i all hovedsak eksponert for endringer i valutakursen mellom USD og NOK. Effekten av valutabytteavtalene er reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets lån er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

## Informasjon om de største obligasjonslånene

Obligasjonslån	Fast rente	Forfall (år)	I millioner kroner per 31. desember	
			2008	2007
USD 500 millioner	6,500%	2028	3 462	2 675
USD 500 millioner	5,125%	2014	3 498	2 704
USD 480 millioner	7,250%	2027	3 363	2 600
USD 375 millioner	5,750%	2009	2 624*	2 026*
USD 300 millioner	7,750%	2023	2 100	1 623
USD 300 millioner	6,360%	2009	2 100	1 623
EUR 500 millioner	5,125%	2011	4 915	3 961
EUR 300 millioner	6,250%	2010	2 960	2 388
GBP 225 millioner	6,125%	2028	2 277	2 432

\* Netto etter tilbakekjøp henholdsvis 2 288 og 1 765 millioner kroner i 2008 og 2007.

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

StatoilHydros sikrede banklån i USD er sikret ved pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 2 908 millioner kroner, et bankinnskudd med en bokført verdi på 1 070 millioner kroner, samt StatoilHydros andel av inntekter fra visse prosjekter.

Selskapet har utestående totalt 24 obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir StatoilHydro rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 42 722 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2008.

### Tilbakebetalingsprofil for langsiktig rentebærende gjeld

i millioner kroner)

2010	3 202
2011	3 330
2012	3 860
2013	3 273
Deretter	31 323
Sum	44 988

StatoilHydro ASA har inngått avtale med et banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt 2,0 milliarder USD. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2008. Beredskapsprovisjonen er 0,0575% per år.

## 16 Finansielle instrumenter og derivater

### Styring av markedsrisiko

StatoilHydro ASA 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. Disse risikoene styres hovedsakelig på kort sikt med fokus på hvordan StatoilHydro ASA kan oppnå høyest risikojustert avkastning innenfor fastsatte mandater. Langsiktig er generelt sett på som å være risikoer styrt på selskapsnivå og/eller har normalt en horisont på seks måneder eller lengre for vesentlige volumer mens kortsiktig er generelt sett på som risikoer som styres på segment og lavere nivå i samsvar med handelsstrategier og forhåndsdefinerte mandater.

StatoilHydro ASA har etablert retningslinjer for å inngå avtaler (derivater) for å styre råvarepriserisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Selskapet benytter både finansielle og råvarebaserte derivater for å styre risikoene knyttet til inntjening og verdier på fremtidige kontantstrømmer.

### Råvarepriserisiko

Råvarepriserisiko er StatoilHydro ASAs mest betydelige markedsrisiko og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i selskapets styrende dokumenter. For å styre råvarepriserisiko inngår StatoilHydro ASA råvarebaserte derivat kontrakter som består av futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter handles hovedsakelig på InterContinental Exchange (ICE) i London, 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 er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, Nordpool terminkontrakter, samt NYMEX og ICE futures.

Løpetiden for råolje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år og for naturgass- og elektrisitetsderivater er løpetiden vanligvis tre år eller kortere.

### Valutarisiko

Svingninger i valutakurser kan ha vesentlig effekt på selskapets resultater. Valutarisiko vurderes på porteføljenivå i samsvar med godkjente strategier og mandater. Ved styring av markedsrisikoer og ved handel benytter StatoilHydro ASA standardderivater. Disse omfatter futures og opsjoner som handles på regulerte børser, ikke-børsnoterte bytteavtaler samt opsjons- og terminkontrakter.

Selskapets positive kontantstrømmer er hovedsakelig påvirket av USD mens selskapets negative kontantstrømmer, slik som driftskostnader og betalbar skatt, er i hovedsak i norske kroner. Selskapets eksponering mot utenlandske valutaer er følgelig hovedsakelig USD mot NOK. Selskapet søker å styre valutaforskjellen gjennom å utstede eller å bytte langsiktig finansiell gjeld over i USD.

StatoilHydro ASA forsøker videre å styre de kortsiktige valutaforskjellene ved bruk av derivatinstrumenter både for valuta- og likviditetsstyrings formål. Typisk vil selskapet kjøpe NOK gjennom kalenderåret for å kunne dekke planlagte NOK betalinger av norsk betalbar skatt og utbytte i første halvår i det påfølgende året. Dette betyr at vi fra tid til annen ved bruk av derivatinstrumenter kjøper betydelige NOK beløp med levering på et fremtidig tidspunkt.

### Renterisiko

StatoilHydro ASA er eksponert for rentesvingninger både på eiendels- og gjeldssiden. StatoilHydro ASA inngår rentederivater, først og fremst rentebytteavtaler, for å endre renteeksponeringen, for å redusere finansieringskostnadene over tid og diversifisere finansieringskildene. I en rentebytteavtale avtaler selskapet med en motpart å bytte, på avtalte tidspunkt, forskjellen mellom et kalkulert rentebeløp basert på et avtalt hovedstol og en avtalt fast eller flytende rente.

Styringen av selskapets rentesatser er hovedsakelig basert på at den langsiktige gjeldsporteføljen skal ha flytende rente. Den modifiserte durasjonen (den prosentvise endringen i verdi som følge av ett prosentpoengs endring i markedsrenten) er uttrykk for hvordan vi overvåker renterisikoen. Generelt skal vår modifiserte durasjonen være mellom 0 og 1,0%. Andre strategier kan fra tid til annen bli godkjent hvis det begrunnes ut i fra forhold som konsernrisikohensyn, skattehensyn, store oppkjøp, kredittklassifiseringshensyn, etc.

Valutarisikosensitiviteten ved utgangen av 2008 er beregnet ved å forutsette en endring på 20% i valutakursene. For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på ett prosentpoeng. De estimerte gevinst og tap som vil påvirke vårt resultatregnskap er presentert i tabellen nedenfor.

### Rente- og valutasensitivitet

(i millioner kroner)	Gevinst	Tap
<b>31. desember 2008</b>		
Valutarisiko (20% sensitivitet)	29 014	-29 014
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	1 017	-1 017
<b>31. desember 2007</b>		
Valutarisiko (10% sensitivitet)	11 726	-11 726
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	173	-173

### Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at StatoilHydro's kunder eller motparter i finansielle instrumenter vil påføre selskapet finansielt tap ved ikke å oppfylle sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår fra kreditteksponering i kundefordringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd hos finansielle institusjoner.

Den pågående finansielle krisen har skapt fokus på behovet for å ha robuste retningslinjer med tett overvåking av tilhørende risikoer. Gjennom årene har vi etablert klare kredittrisikoretningslinjer som har vist seg å være særskilt verdifull i denne perioden med omfattende finansiell uro. De virkemidlene som vi benytter for å styre og overvåke kredittrisiko har blitt testet gjennom den kontinuerlige krisen og ingen vesentlig tap har materialisert seg for selskapet i løpet av 2008.

Hovedelementene i vår tilnærming til styring av kredittrisiko inkluderer:

- Globale kredittrisikoretningslinjer
- Kredittmandater
- Intern kredittrangeringsprosess
- Virkemidler for redusere kredittrisiko
- Kontinuerlig overvåking og styring av kreditteksponeringer

Før vi inngår nye avtaler med nye motparter krever våre retningslinjer at alle motparter formelt skal identifiseres, godkjennes og tilordnes en intern kredittrangering samt en grense for maksimal eksponering. Når dette er etablert blir alle motparter minimum vurdert årlig, mens motparter klassifisert som høyrisiko motparter blir vurdert oftere. Vår interne kredittrangering reflekterer vår vurdering av motpartens kredittrisiko og er lignende de kategoriene som benyttes av kjente kredittvurderings selskaper, Standard & Poor's og Moody's. Grenser for eksponering er fastsatt basert på intern kredittrangering sammen med andre faktorer, som forventet transaksjon og industrispesifikke egenskaper, som fastsatt i våre retningslinjer for styring av kredittrisiko. Mandatet for å besluttet kredittgrenser evalueres regelmessig med tanke på endringer i markesbetingelser.

StatoilHydro har flere verktøy tilgjengelig for å redusere og kontrollere kredittrisiko både for individuelle motparter og på portefølje nivå. De viktigste verktøyene som StatoilHydro ASA bruker er varianter av bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og sikkerhetsstillelse i kontanter. Bankgarantier aksepteres kun fra banker som er rangert som "investment grade".

Vi styrer kredittrisiko både på porteføljenivå og motparts nivå. Vi har forhåndsfastsatte grenser for tillatt gjennomsnittlig minimum kredittrangering for selskapets portefølje samt maksimal kreditteksponering for individuelle motparter. Vi overvåker porteføljen regelmessig og individuelle eksponeringer mot fastsatte grenser på daglig basis. Den totale kreditteksponeringen i StatoilHydro ASAs portefølje er godt diversifisert med hensyn til antall og kvalitet på motparter, industri og geografi. Den vesentligste delen av eksponeringen er typisk med motparter rangert som "investment grade".

Tabellen nedenfor viser markedsverdi av ikke-børsnoterte derivat eiendeler fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik StatoilHydro ASA vurderer den.

#### Motpartsrelatert kredittvurdering

(i millioner kroner)	31. desember	
	2008	2007
Motpartsrelatert eksponering:		
«Investment grade», med rating A eller høyere	1 381	1 507
Annen «Investment grade»	225	10
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	188	635

Per 31. desember 2008 er sikkerhetsstillelse mottatt i kontanter for utligning av visse deler av StatoilHydro ASAs kreditteksponering.

I tråd med selskapets interne retningslinjer får motparter for råvarederivater kredittvurdering i samsvar med sitt respektive morselskaps klassifisering. Hvis morselskapet har en høy kredittvurdering vil det bli vurdert om det ikke vil være nødvendig med en morselskapsgaranti.

#### Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er risikoen for at vi ikke vil klare å oppfylle våre fremtidige forpliktelser når de forfaller. Hensikten med likviditetsstyring og kortsiktig finansiering er å sikre at StatoilHydro ASA til enhver tid har nok tilgjengelige midler til å dekke finansielle forpliktelser. På månedsbasis genererer StatoilHydro ASA en positiv kontantstrøm fra driften. Imidlertid er kontantstrømmen typisk begrenset i måneder med betaling av skatt (februar, april, juni, august, oktober og desember) eller utbytte (typisk i mai/juni).

Størrelsen på likvide midler vil som regel følge et syklisk mønster og øke fra måned til måned, med unntak for måneder med betaling av skatt og utbytte da midlene reduseres betraktelig. I periodene etter skatte- og utbyttebetalinger vil størrelsen av de likvide midlene ofte være vesentlig redusert. Et behov for kortsiktig finansiering vil bli utløst fram til gjelden er betalt og det skjer en ny akkumulering av likvide midler i etterfølgende perioder. Kortsiktig finansiering kan oppnås bilateralt gjennom lån direkte fra banker, forsikringsselskaper etc., et alternativ er å utstede kortsiktige obligasjoner under et av de eksisterende finansieringsprogrammene.

Den vesentligste delen av StatoilHydro ASAs finansielle gjeld relatert til finansielle derivater, både børshandlede og ikke-børshandlede råvarebaserte derivater samt finansielle derivater, har forfall innenfor ett år basert på den underliggende leveringsperioden for kontraktene som er inkludert i porteføljen.



### Finansielle instrumenter til virkelig verdi

Tabellen nedenfor viser estimerte virkelige verdier for balanseførte finansielle og råvarebaserte derivater.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
<b>31. desember 2008</b>			
Valuta instrumenter	173	-13 565	-13 392
Råolje og raffinerte produkter	40	-5	35
Naturgass og elektrisitet	1 879	-2 309	-430
<b>31. desember 2007</b>			
Valuta instrumenter	1 617	0	1 617
Råolje og raffinerte produkter	469	-1 130	-661
Naturgass og elektrisitet	492	-2 678	-2 186

I tillegg til disse balanseførte virkelige verdiene fra finansielle derivatinstrumenter har StatoilHydro ASA inngått rente- og valutabytteavtaler som ikke er balanseført. Disse avtalene hadde per 31. desember 2008 en virkelig verdi på 12,1 milliarder kroner. Ved utgangen av 2007 var virkelig verdi 4,5 milliarder kroner.

Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser fastsettes med referanse til henholdsvis kjøpskurs eller salgskurs på balansedagen. Virkelig verdi av finansielle instrumenter notert i et aktivt marked, slik som råvarebaserte future kontrakter, opsjoner og egenkapitalinstrumenter, baseres på noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler.

Tabellen nedenfor viser netto virkelig verdi av råvare- og finansielle derivater per 31. desember 2008, basert henholdsvis på forfall på kontrakter og kilde for beregning av virkelig verdi.

### Kilde for virkelig verdi

(i millioner kroner)	Forfall innen 1 år	Forfall 1-3 år	Forfall 4-5 år	Forfall senere enn 5 år	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2008</b>					
Virkelig verdi basert på priser notert i et aktivt marked	31	-245	-32	0	-246
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	-13 455	-85	0	0	-13 540
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	0	0	0	0	0
<b>31. desember 2007</b>					
Virkelig verdi basert på priser notert i et aktivt marked	-447	-866	0	0	-1 313
Virkelig verdi basert på prisdata fra observerbare markedstransaksjoner	3	2	0	0	5
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	0	0	0	78	78

## 17 Pensjonsordninger for ansatte

### Pensjonsforpliktelse

Norske selskaper er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenestepensjon. StatoilHydro ASAs pensjonsordning tilfredsstiller kravene i denne lov.

StatoilHydro ASA anvender Norsk Regnskapsstandard (NRS) 6A og innregner estimatavvik direkte i egenkapitalen, utenfor Resultatregnskapet, i den periode de oppstår. Estimataavvik vedrørende avsetningen knyttet til sluttvederlag innregnes imidlertid i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

De ansatte i StatoilHydro ASA er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene ved ytelsesplaner innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelsene (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene er beregnet av uavhengig aktuar.

StatoilHydro ASA har inngått avtale om å tilby avtalefestet førtidspensjon (AFP). Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon har selskapet en forpliktelse til å betale en prosentvis andel av denne ytelsen. Dette er en felles ytelsesplan for mange arbeidgivere (flerforetaksordning). Administrator for AFP-ordningen kan ikke beregne selskapets andel av eiendeler og forpliktelser i denne ytelsesplanen. Derfor er pensjonskostnad knyttet til planen regnskapsført som en tilskuddsplan. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr selskapet i tillegg en gavepensjon. Dette er en ytelsesplan og avsetning for denne forpliktelsen er inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2008 og per 31. desember 2007. Nåverdien av bruttoforpliktelsen, årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens gunnbeløp er underbygget med historiske tall. Diskonteringsrenten for ytelsesplanene i Norge per 31. desember 2008 er estimert til 4,5% basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 30-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente forpliktelser.

Norske statsobligasjoner strekker seg ikke utover 10 år. StatoilHydro ASA mener det er mest korrekt å beregne en langsiktig rente (utover 10 år) ved å ekstrapolere 10-årsrenten basert på rentekurven til europeiske og amerikanske renter (likt vektet). På lang sikt anses disse landene å ha tilsvarende markedstrender og rentenivå som Norge.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

### Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2008	2007
Nåverdi av årets opptjening	2 248	2 420
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 320	1 556
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-1 948	-1 654
Amortisering av estimataavvik relatert til sluttvederlag	-215	0
Amortisering av kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	0	2 065
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	73	-1 564
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	2 478	2 823
Flerforetaksplaner	72	42
Sluttvederlag	0	6 516
Sum netto pensjonskostnader	2 550	9 381

Pensjonskostnader inkluderer arbeidsgiveravgift.

Pensjonskostnaden inngår i Andre kostnader eller Salgs- og administrasjonskostnader avhengig av kostnadens funksjon. Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på StatoilHydro-opererte lisenser.

StatoilHydro ASA ga i 2007 tilbud om tidligpensjon (sluttvederlag) til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden inngår i Andre kostnader og Salgs og administrasjonskostnader med henholdsvis 4,8 milliarder kroner og 1,7 milliarder kroner i 2007.

**Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)**

(i millioner kroner)	2008	2007
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	46 993	27 283
Nåverdi av årets opptjening	2 248	2 420
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 320	1 556
Estimatavvik	3 575	135
Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening	0	2 065
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 195	-497
Avkortinger/oppgjør	132	-1 434
Virksomhetssammenslutning	0	8 949
Sluttvederlag	0	6 516
Endret fordring fra datterselskap vedrørende sluttvederlag	49	0
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	54 122	46 993

**Endring i pensjonsmidler**

(i millioner kroner)	2008	2007
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	32 124	21 288
Forventer avkastning på pensjonsmidlene	1 948	1 654
Estimatavvik	-3 791	-320
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	1 200	3 585
Utbetalte ytelser fra ordningene	-274	-246
Virksomhetssammenslutning	0	6 034
Avkorting/oppgjør	24	129
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	31 231	32 124

**Endring i netto pensjonsforpliktelser**

(i millioner kroner)	2008	2007
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-14 869	-5 995
Årets pensjonskostnad	-2 478	-2 824
Estimatavvik innregnet i konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader	-7 582	-455
Innbetalt av selskapet	1 200	3 585
Utbetalte ytelser fra ordningene	921	251
Virksomhetssammenslutning	0	-2 915
Sluttvederlag	0	-6 516
Endring i fordring fra datterselskap vedrørende sluttvederlag	-49	0
Andre endringer	-34	0
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-22 891	-14 869

**Over-/ (underfinansiering) i inneværende år samt de to forrige år**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Over-/ (underfinansiering) per 31. desember	-22 891	-14 869	-5 995
Spesifikasjon:			
Eiendel innregnet som pensjonsmidler	0	1 561	2 949
Eiendel innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap*	2 070	2 117	0
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-24 961	-18 384	-8 781
Forpliktelser innregnet som kortsiktige pensjonsforpliktelser	0	-163	-163

**Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger**

(i millioner kroner)	2008	2007
Sikrede pensjonsplaner	34 236	29 495
Usikrede pensjonsplaner	19 886	17 498
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	54 122	46 993

\*Eiendel innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap vedrører fordring knyttet til sluttvederlag.

**Estimatavvik innregnet i egenkapitalen**

(i millioner kroner)	2008	2007
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	3 791	-184
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	3 575	135
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	215	0
Innregnet i konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader i løpet av året	-7 581	49
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0

**Faktisk avkastning på pensjonsmidlene**

(i millioner kroner)	2008	2007
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	-1 843	1 334

**Historisk oversikt over estimatavvik**

(i millioner kroner)	2008	2007	2006
Estimatavvik på pensjonsmidlene	-3 791	184	1 086
I prosent av pensjonsmidlene ved årets begynnelse	-11,80%	0,86%	6,13%
Estimatavvik på pensjonsforpliktelser	-3 575	-135	-3 835
I prosent av pensjonsforpliktelser ved årets begynnelse	-7,61%	-0,49%	-17,85%
Totalt estimatavvik	-7 366	49	-2 749
I prosent av pensjonsforpliktelser ved årets begynnelse	-13,61%	0,18%	-12,79%

Akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapital utgjør 13,3 milliarder kroner etter skatt (redusert egenkapital). Av dette er 12,6 milliarder kroner estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapital i StatoilHydro ASA og 0,7 milliarder kroner vedrører datterselskap som er regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

### Økonomiske forutsetninger for resultatelementer

(i %)	2008	2007
Diskonteringsrente	5,00	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,25	5,75
Forventet lønnsvekst	4,50	4,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,25	2,75
Forventet regulering av forlketrygdens Grunnbeløp	4,25	4,00
Forventet inflasjon	2,25	2,25

### Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer

(i %)	2008	2007
Diskonteringsrente	4,50	5,00
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,25
Forventet lønnsvekst	4,00	4,50
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	3,25
Forventet regulering av forlketrygdens Grunnbeløp	3,75	4,25
Forventet inflasjon	2,00	2,25
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2008 var på henholdsvis 2,0%, 2,0%, 1,5%, 0,5% og 0,0% i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2007 var på henholdsvis 4,0%, 1,5%, 1,3%, 0,5% og 0,0% i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av AFP (Avtalefestet pensjon) er 50% for arbeidstakere på 62 år og 30% for arbeidstakere i aldersgruppen mellom 63 år og 66 år.

Dødelighetstabellen K 2005 med et tillegg på ett års levetid for alle ansatte er benyttet som beste estimat på dødelighet. Uførhetstabellen, KU, utviklet av forsikringsselskapet Storebrand, tilsvarende risiko for uførhet for ansatte i StatoilHydro ASA.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2008. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførhet eller død i det kommende år, samt den forventede levetid.

Alder	Uføre (i %)		Dødelighet (i %)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	0,015	0,015	81,51	85,35
40	0,21	0,35	0,083	0,046	81,83	85,60
60	1,48	1,94	0,716	0,386	83,27	86,51
80	N/A	N/A	6,550	4,142	88,97	90,74

### 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 2008. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonterings rente		Forventet lønnsvest		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,5%	-0,5%	0,5%	-0,5%	0,5%	-0,5%	0,5%	-0,5%
Endring i								
Pensjonsforpliktelse per								
31. desember 2008	-4,7	5,4	3,8	-3,4	-1,5	1,5	3,0	-2,8
Nåverdi av årets opptjening								
for 2009	-0,3	0,4	0,3	-0,3	-0,1	0,1	0,2	-0,2

### Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er målt 31. desember 2008 og 31. desember 2007. Den langsiktige avkastningsraten på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri avkastningsrate med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil. Risikofri rente (norsk 10 års statsobligasjon projisert til en langsiktig rente) benyttes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å ta en reduksjon av avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

### Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2008	2007
Egenkapitalinstrumenter	19,10	31,90
Obligasjoner	70,20	50,50
Pengemarkedsplasseringer	3,30	8,60
Eiendom	6,90	6,90
Andre eiendeler	0,50	2,10
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av StatoilHydros pensjonskasse utgjør 2,2 milliarder kroner per 31. desember 2008 og disse blir leid ut til selskap i StatoilHydro konsernet.

StatoilHydros pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser porteføljevekter og avkastningsforventning for finansporteføljen for 2009, forutsatt tilfredsstillende bufferkapital sammenlignet med risikonivået i referanseporteføljen, godkjent av styret i StatoilHydros pensjonskasse.

### Finansportefølje StatoilHydros pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt 1)		Avkastnings- forventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	59,50	(+/- 5)	X
Pengemarkedsplasseringer	0,50	(+15/-0.5)	X -0,4
Sum finansportefølje	100,00		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner

Årets premie kan enten betales eller trekkes fra pensjonspremiefond. Pensjonspremiefondet utgjorde 4,5 milliarder kroner per 31. desember 2008. Avgjørelsen om innbetaling skal skje kontant eller fra premiefondet tas årlig. I 2008 ble 2,9 milliarder kroner trukket fra premiefondet. I tillegg ble det innbetalt 1,2 milliard i egenkapitalinskudd til StatoilHydro Pensjonskasse.

Forventet innbetaling fra selskapet relatert til 2009 er 2,4 milliarder kroner.

## 18 Avsetninger for nedstengning- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)	2008	2007
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar	22 723	23 289
Tilgang nye forpliktelser/estimatendringer	722	-1 787
Rentekostnad på forpliktelsen	1 269	1 345
Avgang	-412	0
Faktisk fjerning	-234	-124
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember	24 068	22 723
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	286	140
Spesifikasjon av avsetninger og annen gjeld i balansen per 31. desember		
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	23 782	22 583
Andre avsetninger og annen gjeld	2 468	2 143
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	26 250	24 726

### Forpliktelser til fjerning og nedstengning

Den største delen av utgiftene knyttet til fjerningsforpliktelser forventes å komme til utbetaling i perioden mellom 2015 og 2025, og kun en mindre del av utgiftene forventes å betales i løpet av de neste fem år. Tidspunkt for kontanteffekt avhenger primært av tidspunktet for nedleggelse av produksjonen ved det enkelte anlegg, mens beløp som faktisk skal betales avhenger av fremtidig teknologisk utvikling, de på det tidspunktet gjeldende lover og regler, samt dagrater og tilgjengelighet av rigger og andre støttefartøy. Avsetningen for fjerningsutgifter er estimert med utgangspunkt i eksisterende teknologi, hensyntatt relevante risikoer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Dagraterne som er lagt til grunn og alle andre prisanslag er estimerer på hva som forventes å være gjeldende rater og priser på tidspunkt for utlegg, og fremtidige utlegg er neddiskontert til nåverdi ved bruk av en nominell før skatt diskonteringsrente. Prisdata i andre valutaer enn hva som er funksjonell valuta for det enkelte selskap er omregnet til funksjonell valuta ved bruk av kursen på beregningstidspunktet.

Forpliktelser knyttet til miljøopprydding, samt stenging og fjerning av olje- og gassforekomster, er inkludert i fjerningsforpliktelsene.

## 19 Forsknings- og utviklingsutgifter

Utgifter til forskning og utvikling (FoU) utgjorde henholdsvis 1 626 og 1 350 millioner kroner i 2008 og 2007. Utgiftene er delvis finansiert av partnere på StatoilHydro opererte lisenser. StatoilHydro ASA's andel av utgiftene har blitt kostnadsført i Resultatregnskapet.

## 20 Leieavtaler

StatoilHydro ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

StatoilHydro ASA har inngått operasjonelle leieavtaler for et antall bore rigger per 31.desember 2008. Gjenværende kontraktperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra 3 måneder til 4 år. Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner på forlengelse. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. Selskapets leieavtaler er delvis inngått for å sikre riggkapasitet for sanksjonerte prosjekter og planlagte brønner, og delvis for å sikre langsiktig strategisk kapasitet til fremtidig lete- og produksjonsboring. Noen av riggene har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden, hovedsakelig til StatoilHydro opererte lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen under. For leieavtaler der lisensen er opprinnelig leietaker inkluderes kun StatoilHydros ideelle andel av riggleien.

Som deltaker i "Snøhvit Seller's group" har StatoilHydro inngått leieavtaler for tre LNG skip på vegne av StatoilHydro og SDØE. StatoilHydro bokfører disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede StatoilHydro og SDØE andelen, og fører deretter SDØEs andel av leien som operasjonell framleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år. I tillegg har StatoilHydro opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

I 2008 utgjorde netto leiekostnad 7,1 milliarder kroner (4,2 milliarder kroner i 2007) hvorav minsteleie utgjorde 8,7 milliarder kroner (5,1 milliarder kroner i 2007) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 1,6 milliarder kroner (0,9 milliarder kroner i 2007). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2008 eller 2007.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31.desember 2008.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31.desember 2008.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minimumsleie	Renteandel	Nåverdi av minimumsleie
2009	10 235	-2 202	336	-15	321
2010	9 151	-1 435	336	-28	308
2011	5 492	-131	336	-42	294
2012	3 422	-131	336	-55	281
2013	2 240	-131	336	-66	270
Deretter	1 395	-1 203	4 030	-1 572	2 458
Sum fremtidig minimumsleie	31 935	-5 233	5 710	-1 778	3 932

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2008 og 2007:

(i millioner kroner)	2008	2007
Skip	4 276	4 276
Akkumulerte avskrivninger	-611	-399
Balanseført verdi	3 665	3 877



## 21 Andre forpliktelser

### Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2009	2010	Deretter	Sum
<b>Forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler:</b>				
Pågående utbyggingsprosjekter	2 826	533	292	3 651
Varige driftsmidler og andre investeringer	1 295	334	110	1 739
Sum forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler	4 121	867	402	5 390
<b>Øvrige forpliktelser:</b>				
Pågående utbyggingsprosjekter	476	1 989	263	2 728
Sum	4 597	2 856	665	8 118

Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer StatoilHydro ASAs andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

### Andre langsiktige forpliktelser

StatoilHydro ASA har inngått avtaler om rørledningstransport for størsteparten av sitt kontraktsfestede fremtidige gassalg. Disse avtalene gir rett til transport av gassproduksjonen, men medfører også en plikt til å betale for bestilt kapasitet. I tillegg har selskapet inngått forpliktelser knyttet til andre former for transportkapasitet, samt til terminal-, prosesserings-, lagrings- og inngangskapasitet. Tabellen under gir en oversikt over nominelle minimumsforpliktelser fordelt på fremtidige år.

StatoilHydro ASA har også inngått flere generelle eller feltspesifikke langsiktige rammeavtaler i hovedsak knyttet til tilgang på laste- og transportkapasitet for råolje. De vesentlige kontraktene løper fram til avslutningen av respektive felts levetid. Slike kontrakter er ikke inkludert i tabellen nedenfor med mindre de inneholder spesifikke minimumsforpliktelser.

Selskapets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. Der selskapet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørledningssystem i selskapsregnskapet, viser imidlertid beløpene i tabellen netto betalingsforpliktelser for StatoilHydro ASA.

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2008:

(i millioner kroner)	
2009	4 427
2010	4 367
2011	4 849
2012	4 421
2013	3 573
Deretter	13 019
Sum	34 656

### Garantier

Selskapet har avgitt morselskapsgaranti til dekning av forpliktelser i datterselskaper med aktivitet i Algerie, Angola, Belgia, Brasil, Canada, Cuba, Færøyene, Iran, Irland, Libya, Mosambik, Nederland, Singapore, Sverige, Storbritannia, Tyskland, USA og Venezuela. Selskapet har også avgitt kontragantier i forbindelse med bankgarantier til datterselskaper i Algerie, Angola, Brasil, Canada, Egypt, Indonesia, Iran, Irland, Nederland, Nigeria, Storbritannia og Venezuela.

Etter Allmennaksjeloven paragraf 14-11 er StatoilHydro og Norsk Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Hydro før fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum i 2007. Totalt utgjør dette om lag 6,6 milliarder kroner og forpliktelsene løper frem til 2050. Det er på nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke StatoilHydro ASA. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført per utløpet av 2008.

### Andre forpliktelser

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 2008 er StatoilHydro ASA forpliktet til å delta i 17 brønner på norsk sokkel, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 41%. Selskapets andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 3,1 milliarder kroner. Brønner som StatoilHydro ASA i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

StatoilHydro ASA avga i 1999 en erklæring til det norske Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med en tvist mellom de fire Åsgardpartnere og StatoilHydro, knyttet til oppføringen av nye anlegg for Åsgard-utbyggingen på Kårstø-terminalen. Erklæringen bekreftet at OED vil bli gitt en tilsvarende behandling som de fire lisensinnehaverne for de omtvistede forhold. På basis av denne erklæringen fremmet OED den 29. april 2008 en stevning med et flerelements krav med en aggregert hoved eksponering som StatoilHydro har estimert til mellom 4 og 7 milliarder etter skatt. I november 2008 mottok StatoilHydro en tilsvarende stevning fra den siste Åsgard partneren ExxonMobil med et kompensasjonskrav som er estimert til å ha en eksponering opp mot 1 milliard kroner etter skatt. StatoilHydro avviser begge kravene.

StatoilHydro ASA har besluttet å tilby økonomiske pakker ved frivillig pensjonering til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Tilbudet omfatter to faser, ansatte som arbeider på land utgjør første fase, og ansatte offshore samt på landbaserte produksjons- og terminalanlegg utgjør andre fase. En avtale vedrørende belastning av restruktureringskostnader er inngått mellom StatoilHydro og partnerne på norsk kontinental sokkel i 2008. Basert på denne avtalen har StatoilHydro inntektsført 1,0 milliarder kroner før skatt som en kostnadsreduksjon i 2008. Betinget eiendel knyttet til andre fase er fortsatt ikke regnskapsført.

StatoilHydro mottok 26. september 2007 informasjon om mulige konsulentavtaler og transaksjoner knyttet til Hydros petroleums virksomhet i Libya, som kan være i strid med gjeldende anti-korrupsjonslovgivning i Norge og USA. Hydros petroleumsvirksomhet i Libya ble overført til StatoilHydro i forbindelse med sammenslåingen med Hydros petroleumsvirksomhet. Basert på en foreløpig vurdering foretatt av StatoilHydro ble en ekstern gransking av alle relevante forhold iverksatt. Eksterne juridiske granskere fra USA og Norge har foretatt en gjennomgang og levert sin rapport til StatoilHydro ASAs konsernsjef den 6. oktober 2008. Rapporten er også overlevert Økokrim, det amerikanske justisdepartementet (US Department of Justice - DOJ), det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission - SEC), samt myndigheter i Libya. Rapporten trekker ingen juridiske konklusjoner. I samsvar med mandatet for granskningen inneholder rapporten fakta som er relevante for gjeldene norsk og amerikansk anti-korrupsjonslovgivning.

StatoilHydro er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. StatoilHydro har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimer. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

## 22 Nærstående parter

Den norske stat er hovedaksjonær i StatoilHydro og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Eierskapstrukturen medfører at StatoilHydro deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlengde» prinsipper.

Den norske stats eierinteresse i StatoilHydro blir ivaretatt av Olje- og energidepartementet (OED). Følgende transaksjoner med SDØE volumer er foretatt mellom StatoilHydro og OED for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 112,7 milliarder kroner (223 millioner fat oljeekvivalenter) og 98,5 milliarder kroner (237 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2008 og 2007. Kjøp av naturgass fra staten inkluderer ikke kjøp fra lisenser, og utgjorde 0,4 milliarder kroner og 0,3 milliarder kroner i henholdsvis 2008 og 2007.

Statens produksjon av naturgass, som StatoilHydro ASA selger i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, samt relaterte utgifter påløpt og refundert fra Staten er ført netto i StatoilHydro ASAs regnskap.

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har StatoilHydro normale transaksjoner med enkelte tilknyttede foretak som ikke er konsolidert. Slike transaksjoner gjennomføres basert på armlengde prinsippet og inkluderes i de relevante linjene i resultatregnskapet.

## 23 Egenkapital og aksjonærer

### Endring i egenkapital

(i millioner kroner)	2008	2007
Egenkapital 1. januar	143 724	103 700
Effekt av fusjonen med Hydro Petroleum	0	35 420
Årets resultat	40 637	43 869
Årets ordinære utbytte	-23 090	-27 085
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	-9 535	211
Gjennomføring av sletting av aksjer, se informasjon nedenfor	0	-2 465
Kjøp egne aksjer	-230	-182
Verdi av aksjespareprogrammet	80	112
Omregningsdifferanse	30 880	-9 856
Egenkapital 31. desember	182 466	143 724

### Aksjekapital

	Antall aksjer	Pålydende i kroner	Aksjekapital i kroner
Registrerte og utsedte aksjer	3 188 647 103	2,50	7 971 617 757,50
Herav egne aksjer	3 781 209	2,50	9 453 022,50
Sum utestående aksjer	3 184 865 894	2,50	7 962 164 735,00

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

Den årlige ordinære generalforsamlingen i 2006 ga styret fullmakt til tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting. Ifølge avtale med den norske stat skulle en proporsjonal andel av statens aksjer senere innløses og slettes, slik at statens eierandel forble uforandret. Den 5. juli 2007 vedtok den ekstraordinære generalforsamlingen å nedsette selskapets aksjekapital med 50 397 120 kroner gjennom sletting av 5 867 000 egne aksjer, og innløsning og sletting av 14 291 848 av den norske stats aksjer gjennom en utbetaling på 2 441 899 894 kroner til staten, representert ved Olje- og energidepartementet. Beløpet tilsvarer den gjennomsnittlige volumvektede prisen ved tilbakekjøp av egne aksjer med et tillegg for renter.

Styret har fullmakt til på vegne av selskapet å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 15 millioner kroner. Styret avgjør på hvilken måte erverv av StatoilHydro-aksjer skal skje. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i StatoilHydro-konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 kroner, høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

---

**20 største aksjonærer 31. desember 2008 (i %)**


---

1	DEN NORSKE STAT (Olje- og energidepartementet)	66,42
2	FOLKETRYGDFONDET	3,42
3	BANK OF NEW YORK, ADR DEPARTEMENT*	2,67
4	STATE STREET BANK*	1,40
5	CLEARSTREAM BANKING S.A.*	1,39
6	STATE STREET BANK*	1,27
7	JP MORGAN CHASE BANK*	1,21
8	BANK OF NEW YORK, MELLON BANK*	0,83
9	THE NORTHERN TRUST*	0,65
10	JP MORGAN CHASE BANK*	0,51
11	BANK OF NEW YORK, MELLON BANK*	0,49
12	THE NORTHERN TRUST*	0,46
13	INVESTORS BANK*	0,43
14	THE NORTHERN TRUST*	0,41
15	DNB NOR NORGE	0,33
16	THE NORTHERN TRUST*	0,33
17	SVENSKA HANDELSBANKEN	0,31
18	STATE STREET BANK*	0,30
19	DNB NOR NORGE	0,27
20	RBC DEXIA INVESTORS*	0,27

---

\* Klientkontoer eller lignende

Medlemmer av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen eide følgende antall aksjer per 31. desember 2008:

<b>Styremedlemmer</b>		<b>Konsernledelsen</b>	
Svein Rennemo	10 000	Helge Lund (konsernsjef)	13 857
Marit Arnstad	0	Rune Bjørnson	4 351
Elisabeth Grieg	33 108	Jon Arnt Jacobsen	7 164
Grace Reksten Skaugen	400	Peter Mellbye	7 906
Roy Franklin	0	Margareth Øvrum	7 977
Kjell Bjørndalen	0	Gunnar Myrebøe	2 726
Kurt Anker Nilsen	0	Eldar Sætre	6 057
Lill-Heidi Bakkerud	330	Øystein Michelsen	2 040
Claus Clausen	165	Helga Nes	1 397
Morten Svaan	933		
		<b>Bedriftsforsamlingens medlemmer (samlet)</b>	<b>5 665</b>

## 24 Aksjespareprogram

StatoilHydros aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i StatoilHydro gjennom månedlige lønnstrekk og tilskudd fra StatoilHydro ASA. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i StatoilHydro, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for StatoilHydro relatert til 2008 og 2007 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 307 og 220 millioner kroner. Beregnet kostnad for 2009 programmet (avtaler inngått i 2008) utgjør 338 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2008 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 623 millioner kroner.

## 25 Organisasjons- og forretningsutvikling

I 2008 kjøpte StatoilHydro ASA visse olje- og gassproduserende eiendeler fra det heleide datterselskapet StatoilHydro Petroleum AS. Eiendelene hadde en balanseført verdi på 9,1 milliarder kroner, tilhørende utsatt skatt forpliktelse på 4.0 milliarder kroner og ble overført med kontinuitet på balanseførte verdier fra datterselskapet. De samme nettoeiendelene ble med virkning fra 1. januar 2009 overført fra StatoilHydro ASA til StatoilHydro Petroleum AS som en del av en større omorganisering, se note 26 Hendelser etter balansedagen.

I 2008 solgte StatoilHydro ASA visse aksjer i datterselskap til andre heleide, direkte eller indirekte, selskaper av StatoilHydro ASA. Disse aksjene ble overført med kontinuitet på balanseførte verdier.

## 26 Hendelser etter regnskapsårets utgang

Med virkning fra 1. januar 2009 overførte StatoilHydro ASA aktivitetene og eiendelene knyttet til norsk sokkelvirksomhet, bortsett fra ansatte i StatoilHydro ASA, til det heleide datterselskapet StatoilHydro Petroleum AS. Overføringen ble gjennomført som tingsinnskudd regnskapsført med kontinuitet på balanseførte verdier, uten regnskapsføring av gevinster og tap. Etter at disse omorganiseringene er gjennomført skattlegges ikke lenger noen deler av aktiviteten til StatoilHydro ASA innenfor særskattesystemet i Petroleumsskatteloven. Som følge av dette er utsatt skattefordel knyttet til pensjonsforpliktelser i StatoilHydro ASA regnskapsført med 28% som er skattesatsen som forventes å være aktuell på realisasjonstidspunktet. Tidligere ble skattesatsen estimert til 56%, basert på hvilke beløp som var forventet å bli realisert innenfor henholdsvis Petroleumsskattesystemet og det generelle skattesystemet. Effekten er en reduksjon av utsatt skattefordel knyttet til pensjonsforpliktelser og en tilsvarende reduksjon i opptjent egenkapital med 5,4 milliarder kroner per 31. desember 2008.

Overføringen av aktivitet har også resultert i en endring av funksjonell valuta fra norske kroner til amerikanske dollar i StatoilHydro ASA med virkning fra 1. januar 2009 og med prospektiv effekt. Endringen i funksjonell valuta i StatoilHydro ASA har ingen effekt på regnskapet for 2008. Presentasjonsvaluta vil fortsatt være norske kroner.

Den 4. mars 2009 utstedte StatoilHydro ASA et obligasjonslån på 0,8 milliarder britiske pund med 22 års løpetid, et obligasjonslån på 1,2 milliarder euro med 12 års løpetid og et obligasjonslån på 1,3 milliarder euro med 6 års løpetid. Alle tre obligasjonslånene ble fulltegnet. Obligasjonslånene er utstedt under StatoilHydro ASA sitt Euro Medium Term Note Programme og vil bli notert på børsen i London. Obligasjonslånene er garanterte av StatoilHydro Petroleum AS.

Stavanger, 17. mars 2008

I STYRET FOR STATOILHYDRO ASA




SVEIN RENNEMO  
LEDER



MARIT ARNSTAD  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



CLAUS CLAUSEN



ROY FRANKLIN



KURT ANKER NIELSEN



ELISABETH GRIEG



GRACE REKSTEN SKAUGEN



MORTEN SVAAN



HELGE LUND  
KONSERNESJEF

# Revisjonsberetning

Til generalforsamlingen i  
StatoilHydro ASA

## Revisjonsberetning for 2008

Vi har revidert årsregnskapet for StatoilHydro ASA for regnskapsåret 2008, som viser et overskudd på 40 637 millioner kroner for morselskapet og et overskudd på 43 270 millioner kroner for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling og note-opp-lysninger. Konsernregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling, oppstilling over endringer i egenkapitalen og note-opp-lysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av morselskapets regnskap. International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU og utstedt av International Accounting Standards Board er anvendt ved utarbeidelse av konsernregnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og konsernsjef. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

Vi har utført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder revisjonsstandarter vedtatt av Den norske Revisorforening. Revisjonsstandardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av års-regn-skapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk, omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og interne kontroll-systemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Vi mener at

- selskapsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2008 og av resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk i Norge
- konsernregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av konsernets økonomiske stilling 31. desember 2008 og av resultatet, kontantstrømmene og endringene i egenkapital i regnskapsåret i overensstemmelse med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU og utstedt av International Accounting Standards Board
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, 17. mars 2009  
Ernst & Young AS



Erik Mamelund  
statsautorisert revisor

# HMS-regnskap

StatoilHydros målsetting er å drive uten skader på mennesker og miljø og i tråd med prinsippene for en bærekraftig utvikling. Vi støtter Kyoto-protokollen, og "føre-var"-prinsippet legges til grunn for vår virksomhet.

Vårt HMS-styringssystem er en integrert del av vårt overordnede styringssystem og er beskrevet i våre styrende dokumenter.

Vårt styringssystem relatert til overordnet ledelse og styring og styringssystemene til mange av våre viktigste driftsenheter er sertifisert i henhold til ISO 9001 og ISO 14001. En oversikt over sertifiserte enheter finnes på [www.statoilhydro.com/sertifisering](http://www.statoilhydro.com/sertifisering).

En sentral del i vårt HMS-styringssystem er registrering, rapportering og vurdering av HMS-data. Resultatindikatorer for HMS er etablert for å gi informasjon om historiske trender. Intensjonen er å dokumentere kvantitativt utviklingen over tid og bruke informasjonen i beslutningsgrunnlaget for systematisk og målrettet forbedringsarbeid.

HMS-data samles inn av resultatenehetene og rapporteres til konsernledelsen, som vurderer trender og avgjør om det er behov for forbedringstiltak. Konsernsjefen legger frem HMS-resultatene med vurderinger for styret. Resultatene publiseres på våre intranett- og nettsider kvartalsvis. HMS-statistikk sammenstilles og gjøres tilgjengelig på nettstedet vårt gjennom kvartalsrapportene.

Våre tre konserndekkende måleindikatorer innen sikkerhet er personskadefrekvens, fraværskadefrekvens og alvorlig hendelsesfrekvens. Disse rapporteres kvartalsvis på konsernnivå for StatoilHydro-ansatte og leverandører. Statistikk over sykefravær rapporteres årlig for StatoilHydros ansatte.

De konserndekkende måleindikatorer innen miljø rapporteres årlig på konsernnivå, med unntak av oljesøl, som også rapporteres hvert kvartal. Måleindikatorer innen ytre miljø er oljesøl, utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, energiforbruk og gjenvinningsgrad for ikke-farlig avfall. Disse rapporteres for StatoilHydro-operert virksomhet. Gassled-innretningene på Kårstø og Kollsnes som Gassco er operatør for, men som StatoilHydro er ansvarlig for teknisk drift av (leverandør av tekniske tjenester), er inkludert.

Historiske data omfatter tall relatert til oppkjøpt virksomhet fra oppkjøpsdato. Tilsvarende er tall relatert til avhendet virksomhet inkludert fram til avhendelsesdato.

## Resultater

StatoilHydro ble rammet av to dødsulykker i 2008. En person druknet under en kanotur på en lagbyggingssamling. Den andre dødsulykken inntraff da en båt kastet loss fra produksjonsplattformen South Pars No. 9 i Persiabukta. En fortøyningsline røyk og traff en av mannskapet om bord på fartøyet *Interservice*.

StatoilHydro hadde tre andre alvorlige hendelser i 2008: Inntrengning av luft i en krakker på Mongstad-raffineriet med fare for eksplosjon, en stor gasslekkasje på Oseberg C plattformen og en oljelekkasje i et skaft på Statfjord A-plattformen. Alle tre hendelsene kunne ha utviklet seg til store ulykker.

HMS-regnskapet viser utviklingen i HMS-måleindikatorer de siste fem årene. Ressursbruk, utslipp og avfallsmengder for utvalgte StatoilHydro-opererte landanlegg samt for StatoilHydro operert virksomhet på norsk sokkel, er vist i egne miljødataplansjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhetsberetningen og i styrets beretning.

I 2008 utgjorde vår virksomhet over 143 millioner arbeidstimer (inkludert leverandører). Disse timene danner grunnlaget for frekvensindikatorer i HMS-regnskapet. Leverandørene utfører en betydelig del av oppdragene som StatoilHydro står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

StatoilHydros sikkerhetsresultater med hensyn på alvorlige hendelser har vært på et stabilt nivå de siste årene. Alvorlig hendelsesfrekvens økte fra 2007 (2,1) til 2008 (2,2) og er nå på samme nivå som i 2006 (2,2).

Det har vært en økning i personskadefrekvens i 2008 (5,4) sammenlignet med 2007 (5,0). Leverandørens personskadefrekvens for utgangen av 2008 var 6,6, og for ansatte i StatoilHydro var personskadefrekvensen 3,4. Fraværskadefrekvensen (skader som medfører fravær fra arbeidet) økte fra 2,0 i 2007 til 2,1 i 2008.

I tillegg til HMS-regnskapet på konsernnivå utarbeider resultatenehetene mer detaljert HMS-statistikk og -analyser som de bruker i sitt eget forbedringsarbeid. For eksempel har vi implementert en indikator som brukes til å følge opp status på observasjoner og tiltak fra kartleggingen av de tekniske sikkerhetsforholdene på våre innretninger.

StatoilHydro fikk i 2008 en bot på 2 millioner kroner for en ulykke som inntraff 26. april 2005 på Oseberg B, der en borearbeider ble alvorlig skadet. StatoilHydro fikk også noen mindre bøter for brudd på forskrifter i forbindelse med drift av bensinstasjoner.

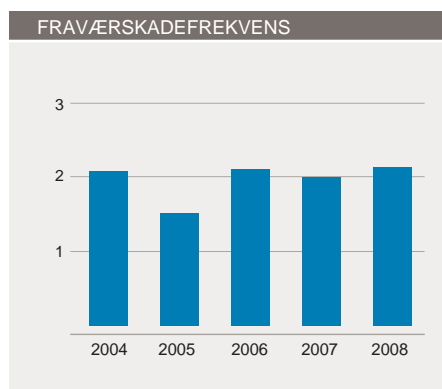
## Resultatindikatorer for HMS

Her presenterer vi diagrammer og statistikk for våre HMS-resultatindikatorer.



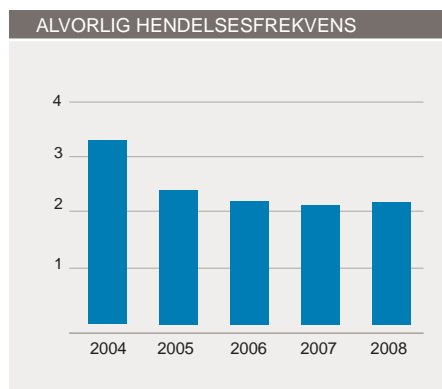
*Definisjon:* Summen av antall dødsulykker, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid etter skade, og andre personskader eksklusiv førstehjelpsskader pr. million arbeidstimer.

*Utvikling:* Personskadefrekvensen (StatoilHydro-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 5,0 i 2007 til 5,4 i 2008. Frekvensen for StatoilHydro-ansatte gikk ned fra 3,5 i 2007 til 3,4 i 2008, mens frekvensen for våre leverandører økte fra 6,1 i 2007 til 6,6 i 2008.



*Definisjon:* Summen av antall dødsulykker og antall fraværsskader pr. million arbeidstimer.

*Utvikling:* Fraværskadefrekvensen (StatoilHydro-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 2,0 i 2007 til 2,1 i 2008. Frekvensen for StatoilHydro-ansatte var 1,7 i 2008, det samme som i 2007, og for våre leverandører økte fraværskadefrekvensen fra 2,2 i 2007 til 2,3 i 2008.



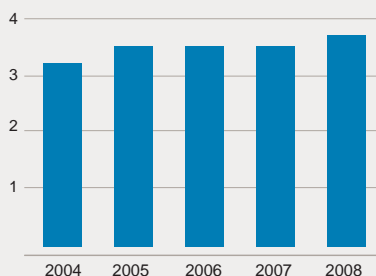
*Definisjon:* Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad pr. million arbeidstimer (1).

*Utvikling:* Alvorlig hendelsesfrekvens (StatoilHydro-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 2,1 i 2007 til 2,2 i 2008 og er nå på samme nivå som i 2006.

(1) En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av materiell, miljø eller tredjepart. Matriser for kategorisering er etablert der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad, og dette danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, granskning, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.



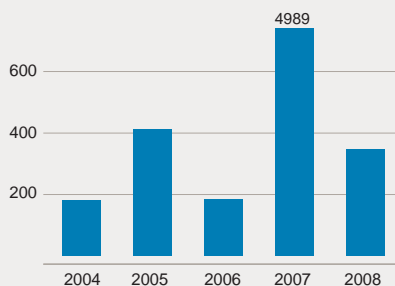
#### SYKEFRAVÆR



**Definisjon:** Totalt registrerte dager med sykefravær i prosent av mulige arbeidsdager (StatoilHydro-ansatte).

**Utvikling:** Sykefraværet i StatoilHydro har ligget stabilt på 3,5% de siste tre årene, men økte i 2008 til 3,7%. Det er fortsatt lavt sammenlignet med lignende bransjer og følges nøye opp av ledere på alle nivåer.

#### OLJESØL

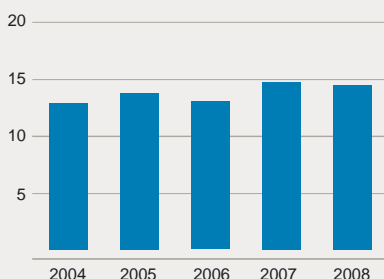


**Definisjon:** Utsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra StatoilHydro-operert virksomhet (i kubikkmeter) (2).

**Utvikling:** Antallet utsiktede oljeutslipp var 401 i 2008, mot 387 i 2007. Mengden utsiktede oljeutslipp sank fra 4.989 kubikkmeter i 2007 til 342 kubikkmeter i 2008. Figuren viser mengden oljeutslipp i kubikkmeter.

(2) Alle utsiktede oljeutslipp som når ytre miljø fra StatoilHydro-operert virksomhet inngår i figuren.

#### UTSLIPP AV CO<sub>2</sub>

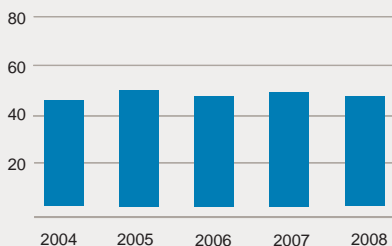


**Definisjon:** Totalt utslipp av av karbondioksid i millioner tonn fra StatoilHydro-operert virksomhet (3)

**Utvikling:** Utslippene av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) i 2008 har vært som forventet og om lag på samme nivå som i 2007. Utslippene av CO<sub>2</sub> gikk ned fra 14,6 millioner tonn i 2007 til 14,4 millioner tonn i 2008. Oppstarten av produksjonsfasen på Snøhvit i begynnelsen av året økte utslippene, men planlagt vedlikehold i løpet av sommeren på flere av UPNs installasjoner førte til reduserte utslipp. Det har vært en liten økning i CO<sub>2</sub>-utslippene i NG, og en liten nedgang i CO<sub>2</sub>-utslippene i M&M på grunn av planlagt vedlikehold og nedstengning av anlegg.

(3) Utslipp av CO<sub>2</sub> omfatter CO<sub>2</sub> fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, faking, restutslipp fra fangst- og behandlingsanlegg, prosessutslipp, utslipp av CO<sub>2</sub> som resultat av bruttoenergi (elektrisk kraft og varme) importert fra tredjepart (indirekte utslipp), utslipp av CO<sub>2</sub> som en konsekvens av eksportert energi til tredjepart.

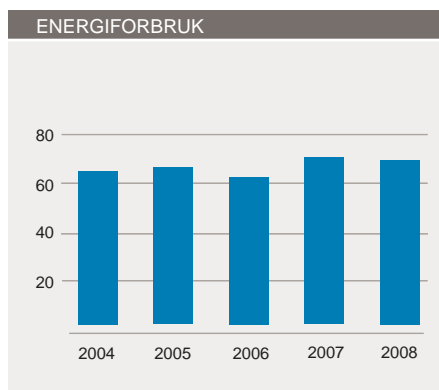
#### UTSLIPP AV NO<sub>x</sub>



**Definisjon:** Totalt utslipp av nitrogenoksider i tusen tonn fra StatoilHydro-operert virksomhet (4)

**Utvikling:** Utslippene av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) i 2008 har vært som forventet og litt lavere enn i 2007. Utslippene av NO<sub>x</sub> har gått ned fra 49,4 tusen tonn i 2007 til 46,7 tusen tonn i 2008. Det har vært en liten reduksjon i de samlede utslippene av NO<sub>x</sub> i UPN grunnet bruk av en lavere utslippsfaktor for NO<sub>x</sub>. Den nye NO<sub>x</sub>-faktoren er vedtatt i en avtale mellom myndighetene og petroleumsindustrien som følge av innføringen av den nye NO<sub>x</sub>-avgiften. Det har vært en liten økning i NO<sub>x</sub>-utslippene i NG og en liten nedgang i NO<sub>x</sub>-utslippene i M&M grunnet planlagt vedlikehold og nedstengning av anlegg.

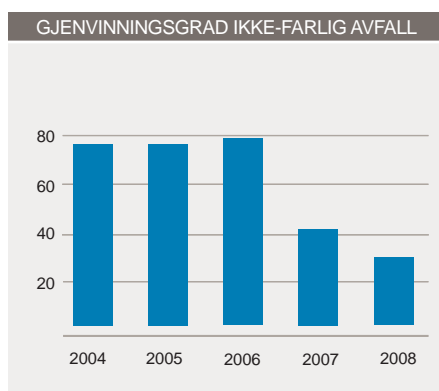
(4) Utslipp av NO<sub>x</sub> omfatter alle utslippskilder og omfatter NO<sub>x</sub> energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, transport av produkter, faking og renseanlegg.



*Definisjon:* Totalt energiforbruk i terawattimer (TWh) for StatoilHydro-operert virksomhet (5)

*Utvikling:* Energiforbruket i 2008 har vært som forventet og om lag på samme nivå som i 2007. Energiforbruket har gått ned fra 69,8 TWh i 2007 til 69,6 TWh i 2008. Energiforbruket og CO<sub>2</sub>-utslippene følger i hovedsak samme mønster. Det har vært en økning i energiforbruket i NG på grunn av uutnyttet energi fra forbrenningsanlegget for VOC på Kårstø. Det har vært en liten nedgang i energiforbruket i M&M grunnet planlagt vedlikehold og nedstengning av anlegg.

(5) Energiforbruk omfatter energiforbruk ved fremstilling av anleggets leveranser eller utførelse av aktivitet, så som brutto kjøp av elektrisk energi og varmeenergi (damp), energi fra gass- og dieselfyrt kraftgenerering, ubenyttet energi som resultat av fakling og solgt/levert energi.



*Definisjon:* Gjenvinningsgraden omfatter ikke-farlig avfall fra StatoilHydro-operert virksomhet, og angir mengden ikke-farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde ikke-farlig avfall (6)

*Utvikling:* Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall har gått ned fra 41% i 2007 til 29% i 2008. Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall viser en negativ trend sammenlignet med tidligere år. Den største endringen stammer fra M&M, men det er usikkerhet knyttet til datamaterialet. I løpet av 2009 vil det være fokus på kvalitetssikring av data fra alle deler av M&M.

(6) Mengde ikke-farlig avfall til gjenvinning er total mengde ikke-farlig avfall fra anleggets virksomhet som er levert til gjenbruk, resirkulering eller forbrenning med energiutnyttelse.

# Miljødata

## NORSK KONTINENTALSOKKEL <sup>1)</sup>

### ENERGI

Diesel	2 170 GWh
Elektrisk kraft	49 GWh
Brenngass	34 900 GWh
Fakkelgass	3 730 GWh

### RÅSTOFFER <sup>2)</sup>

Olje/kondensat	101 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass <sup>3)</sup>	122 mrd. Sm <sup>3</sup>
Produsert vann	141 mill. m <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	69 500 tonn
Kjemikalier boring/brønn	403 000 tonn

### ANNET

Ferskvannsforbruk	194 000 m <sup>3</sup>
-------------------	------------------------



### PRODUKTER

Olje/kondensat	101 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass	85 mrd. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub>	9,1 mill. tonn
nmVOC <sup>4)</sup>	34 300 tonn
Metan <sup>4)</sup>	22 800 tonn
NO <sub>x</sub>	39 600 tonn
SO <sub>2</sub>	210 tonn
Utsiktete utslipp av HC-gass	8,44 tonn

### UTSLIPP TIL VANN

Produsert vann	124 mill. Sm <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann <sup>6)</sup>	1 290 tonn
Utsiktete utslipp olje	194 m <sup>3</sup>
Produsert vann reinjisert i grunnen	23 mill. m <sup>3</sup>

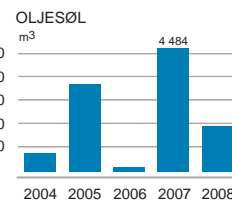
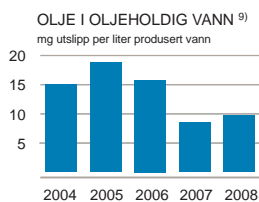
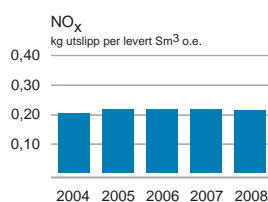
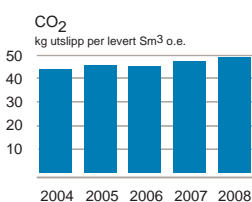
### Kjemikalier: <sup>7)</sup>

Prosess/produksjon	31 600 tonn
Kjemikalier boring og brønn	57 200 tonn
Andre utsiktete utslipp	351 m <sup>3</sup>

### AVFALL <sup>8)</sup>

Ikke-farlig avfall til deponi	5 800 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	13 400 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	70 %
Farlig avfall til deponi	4 720 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	124 000 tonn

- <sup>1)</sup> Inkluderer britisk del av Statfjord.  
<sup>2)</sup> Inkluderer tredjepartsprosessering av produksjonen på Sigin og Skirne.  
<sup>3)</sup> Inkluderer drivstoff (3,1 mrd. Sm<sup>3</sup>), fakkellgass (0,3 mrd. Sm<sup>3</sup>) og injeksjonsgass (33,3 mrd. Sm<sup>3</sup>).  
<sup>4)</sup> Inkluderer bøyelasting.  
<sup>5)</sup> Inkluderer én lekkasje på 7.969 kg tørrgass fra bunnramme.  
<sup>6)</sup> Inkluderer olje fra produsert vann, avløpsvann, ballastvann og jetting.  
<sup>7)</sup> Inkluderer 78.900 tonn vann og grønne kjemikalier/ingredienser.  
<sup>8)</sup> Inkluderer avfall fra baser på land. Boreavfall utgjør 115 000 tonn.  
<sup>9)</sup> Historikken viser oljeutslipp fra 2004 til 2006 og oljeindeks fra 2007 og gjenspeiler endringer i norske myndigheters rapporteringskrav.



## SNØHVIT LNG ANLEGG

### ENERGI

Elektrisk kraft	69,7 GWh
Fakkelgass	3 580 GWh
Brenngass	2 620 GWh
Diesel	13,9 GWh

### RÅSTOFFER

Gass Snøhvit	3 250 mill. Sm <sup>3</sup>
Kondensat Snøhvit	0,5 mill. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Amin	77,5 m <sup>3</sup>
Hydraulikkvæske	1,43 m <sup>3</sup>
Lut	8 830 m <sup>3</sup>
Monetylenglykol	1 400 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	39 m <sup>3</sup>

### VANNFORBRUK

Ferskvann	111 000 m <sup>3</sup>
-----------	------------------------



### PRODUKTER

LNG	3,76 mill. Sm <sup>3</sup>
LPG	0,19 mill. Sm <sup>3</sup>
Kondensat	0,46 mill. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub> <sup>2)</sup>	1 360 000 tonn
NO <sub>x</sub>	832 tonn
CO	0 tonn
SO <sub>2</sub>	3,8 tonn
nmVOC	1 020 tonn
Metan	1 280 tonn

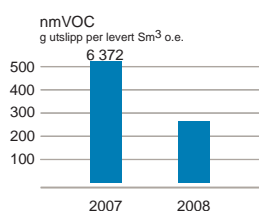
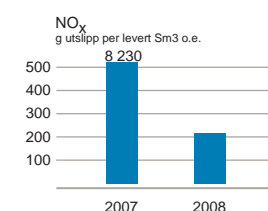
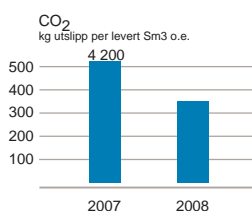
### UTSLIPP TIL VANN

Vann fra renseanlegg og åpent avløp	73 200 m <sup>3</sup>
Amin	0,18 tonn
Ammonium	0,23 tonn
BTEX	0,08 tonn
Fenol	0,02 tonn
Hydrokarboner	0,04 tonn
TOC	1,46 tonn
Tungmetaller	0,01 tonn
Utsiktete utslipp olje	0 m <sup>3</sup>
Andre utsiktete utslipp <sup>1)</sup>	2,92 m <sup>3</sup>

### AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	640 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	437 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	41 %
Farlig avfall til deponi	33 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	930 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	97 %

- Merknader**  
 Beregning av o.e. for produsert LNG/LPG skjer ved bruk av OLF-faktor for NGL: 1 tonn NGL = 1,9 Sm<sup>3</sup> o.e.  
 Miljødata gjenspeiler at Snøhvit LNG-anlegget i 2008 har produsert LNG, LPG og kondensat hele året igjennom (fra prosjekt-fase til produksjonsfase).  
<sup>1)</sup> 2.500 liter rensert vann fra det biologiske behandlingsanlegget ble ikke nøytralisert og ble sluppet ut til sjø med en pH på 10,3.  
<sup>2)</sup> CO<sub>2</sub>-utslipp (93.409 tonn) fra CO<sub>2</sub>-injeksjonssystemet inngår ikke i kvoteordningen for CO<sub>2</sub>.



## TJELDBERGODDEN



### ENERGI

Diesel	0,1 GWh
Elkraft	264 GWh
Brenngass	1 720 GWh
Fakkelgass	84 GWh

### RÅSTOFFER

Rikgass	520 000 tonn
---------	--------------

### HJELPESTOFFER

Lut	267 tonn
Syre	64 tonn
Andre kjemikalier	21 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann	602 000 m <sup>3</sup>
-----------	------------------------



### PRODUKTER

Metanol	914 000 tonn
Oksygen	19 200 tonn
Nitrogen	39 900 tonn
Argon	15 800 tonn
LNG	12 100 tonn

### UTSLIPP TIL LUFT <sup>1) 2)</sup>

CO <sub>2</sub>	354 000 tonn
nmVOC	251 tonn
Metan	581 tonn
NO <sub>x</sub>	238 tonn
SO <sub>2</sub>	0,86 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	3,61 tonn

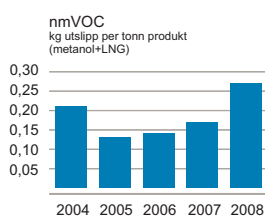
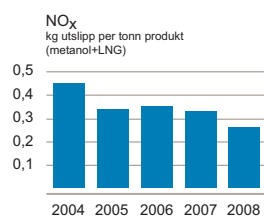
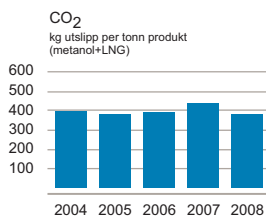
### UTSLIPP TIL VANN

Kjølevann	193 mill. m <sup>3</sup>
Totalt organisk karbon - TOC	0,88 tonn
Suspendert stoff - SS	0,54 tonn
Total-N	0,77 tonn
Utsikket utslipp olje	0 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0,03 m <sup>3</sup>

### AVFALL <sup>3)</sup>

Ikke farlig avfall til deponi	45 tonn
Ikke farlig avfall til gjenvinning	81 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	64 %
Farlig avfall til deponi	117 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	39 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	25 %

- <sup>1)</sup> Tallene for nmVOC/metan inkluderer nå utslipp fra faking.  
<sup>2)</sup> Utsiktede utslipp er ikke inkludert i tallene for nmVOC/metan.  
<sup>3)</sup> Farlig avfall til deponi er slam fra behandlingsanlegget for avløpsvann.



## MONGSTAD <sup>1)</sup>



### ENERGI

Elektrisk kraft	441 GWh
Fyrgass og damp	6 160 GWh
Fakkelgass	264 GWh

### RÅSTOFFER

Råolje	7 760 000 tonn
Andre prosessråstoff	2 780 000 tonn
Blandekomponenter	116 000 tonn

### HJELPESTOFFER

Syre	322 tonn
Lut	2 480 tonn
Tilsetningsstoffer	1 610 tonn
Prosesskjemikalier	3 550 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann	4 350 000 m <sup>3</sup>
-----------	--------------------------



### PRODUKTER <sup>2)</sup>

Propan	9 830 000 tonn
Butan	
Nafta	Gasssolje
Bensin	Koks/svovel
Jet drivstoff	

### UTSLIPP TIL LUFT <sup>3)</sup>

CO <sub>2</sub>	1 440 000 tonn
SO <sub>2</sub>	579 tonn
NO <sub>x</sub>	1 590 tonn
nmVOC raffineri	7 650 tonn
nmVOC terminal <sup>4)</sup>	1 870 tonn
Metan	2 720 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass <sup>5)</sup>	8 tonn

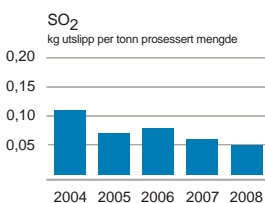
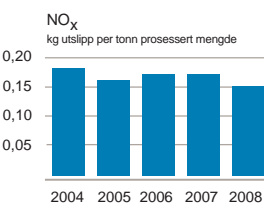
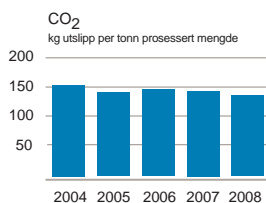
### UTSLIPP TIL VANN <sup>6)</sup>

Olje	7,3 tonn
Fenol	1,7 tonn
Total Nitrogen	58 tonn
Utsiktede utslipp olje	3 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	31 m <sup>3</sup>

### AVFALL <sup>7)</sup>

Ikke-farlig avfall til deponi	1 450 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	3 040 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	68 %
Farlig avfall til deponi <sup>8)</sup>	1 880 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	13 000 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	87 %

- <sup>1)</sup> Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal og Vestprosess-anlegg.  
<sup>2)</sup> Produkter levert over kai.  
<sup>3)</sup> Utslipp til luft fra raffineri i 2008 er redusert pga stans i anlegg ifm revisjonsstans.  
<sup>4)</sup> Utslipp av nmVOC redusert pga. nmVOC gjenvinningsanlegg ved råoljeterminal.  
<sup>5)</sup> RUH 1058065 1 tonn og RUH 1033289 6,5 t (under gransking pr 26.01. ikke avsluttet og endelig rapportert), samt 0,5 t sum andre rapporterte olje/gass lekkasjer. Er inkludert i nmVOC refinery.  
<sup>6)</sup> Det har vært en økning i olje og totale nitrogenutslipp hovedsakelig som følge av opprensing i vannrenseanlegget.  
<sup>7)</sup> Det er generert større mengder avfall i 2008 pga revisjonsstans og prosjekter.  
<sup>8)</sup> Farlig avfall til deponi består hovedsakelig av avhendet forurenset masse.



## STURE PROESSANLEGG

### ENERGI

Elektrisk kraft	153 GWh
Fakkelgass	0,02 GWh
Brenngass	378 GWh
Diesel	0,27 GWh

### RÅSTOFFER<sup>3)</sup>

Råolje	23,7 mill. Sm <sup>3</sup>
--------	----------------------------

### HELPESTOFFER

Saltsyre	18,5 tonn
Natronlut	10,4 tonn
Metanol	345 m <sup>3</sup>

### VANNFORBRUK

Ferskvann (PP)	443 000 mill. m <sup>3</sup>
----------------	------------------------------



### PRODUKTER

LPG	873 000 Sm <sup>3</sup>
Nafta	327 000 Sm <sup>3</sup>

### RÅOLJEEKSPORT

21,6 mill. Sm<sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub>	86 700 tonn
NO <sub>x</sub>	38,5 tonn
Utsiktede utslipp av HC gasser	0 tonn
nmVOC	2 250 tonn
Metan	305 tonn

### UTSLIPP TIL VANN

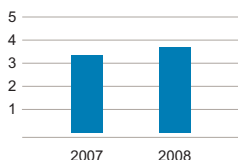
Vann fra renseanlegg	692 000 m <sup>3</sup>
TOC	58,3 tonn
Hydrokarboner	2,05 tonn
Utsikket utslipp olje	0,09 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0 m <sup>3</sup>

### AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	79,3 tonn
Ikke farlig avfall til gjenvinning	160 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	66,9 %
Farlig avfall til deponi	0,00 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	53,5 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	100,0 %

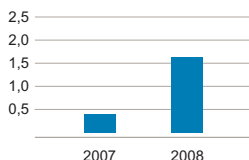
CO<sub>2</sub>

kg utslipp per prosessert volum Sm<sup>3</sup> o.e.



NO<sub>x</sub>

g utslipp per prosessert volum Sm<sup>3</sup> o.e.



## KALUNDBORG

### ENERGI

Elektrisk kraft	180 GWh
Damp	163 GWh
Fyring	2 230 GWh
Fakkelgass	101 GWh

### RÅSTOFFER

Råolje	4 880 000 tonn
Andre prosessråstoff	830 tonn
Blandekomponenter	247 000 tonn

### HJELPESTOFFER

Syre	594 tonn
Lut	638 tonn
Tilsetningstoffer	535 tonn
Prosesskjemikalier	606 tonn
Ammoniakk, flytende	2 050 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann	1 710 000 m <sup>3</sup>
-----------	--------------------------



### PRODUKTER

Nafta	4 920 000 tonn
Bensin	1 080 000 tonn
Jet drivstoff	1 380 000 tonn
LPG (butan, propan)	251 000 tonn
Gasssolje	53 600 tonn
Fyringsolje	1 700 000 tonn
ATS (gjødelse)	409 000 tonn
Fuel	5 700 tonn
	1 020 000 tonn

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub>	498 000 tonn
SO <sub>2</sub>	386 tonn
NO <sub>x</sub>	545 tonn
Metan	2 090 tonn
nmVOC	4 790 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0,00 tonn

### UTSLIPP TIL VANN

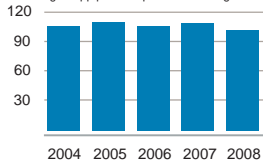
Olje	2,1 tonn
Utsikket utslipp olje	0,14 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0,05 m <sup>3</sup>
Fenol	0,00 tonn
Suspendert stoff	9,7 tonn
Nitrogen	6 tonn

### AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	750 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	5 570 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	88,8 %
Farlig avfall til deponi	11 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	4 890 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	99,8 %

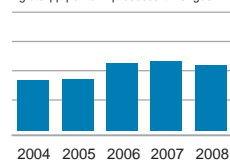
CO<sub>2</sub>

kg utslipp per tonn prosessert mengde



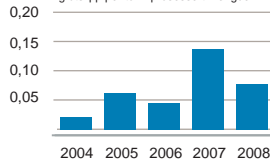
NO<sub>x</sub>

kg utslipp per tonn prosessert mengde



SO<sub>2</sub>

kg utslipp per tonn prosessert mengde





## KOLLSNES PROSESSANLEGG <sup>1)</sup>

### ENERGI

Elektrisk kraft	1 230 GWh
Fakkelgass	224 GWh
Brenngass	181 GWh
Diesel	0,37 GWh

### RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	25 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll B	2,2 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll C	2,6 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Kvitebjørn	3,1 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Visund	0,8 mrd. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	133 m <sup>3</sup>
Lut	45 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	140 m <sup>3</sup>

### VANNFORBRUK

Ferskvann	44 300 m <sup>3</sup>
-----------	-----------------------



### PRODUKTER

Gass	33,8 mrd. Sm <sup>3</sup>
NGL	1,6 mill. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub>	83 500 tonn
NO <sub>x</sub>	31 tonn
CO	44 tonn
nm VOC	709 tonn
Metan	1 040 tonn

### UTSLIPP TIL VANN

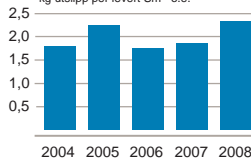
Vann fra renseanlegg og åpent avløp	133 000 m <sup>3</sup>
TOC	1,16 tonn
Monetylenglykol	1,87 tonn
Metanol	0,42 tonn
Hydrokarboner	0,02 tonn
Ammonium	0,01 tonn
Fenol	0,01 tonn
Utsiktet utslipp olje	0,00 m <sup>3</sup>
Andre utslippede utslipp	0,00 m <sup>3</sup>

### AVFALL

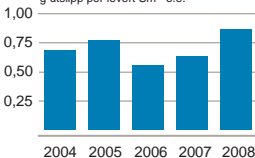
Ikke-farlig avfall til deponi	213 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	367 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	63 %
Farlig avfall til deponi	30 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	1 670 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	98 %

<sup>1)</sup> Gassco AS er operatør for anlegget, men StatoilHydro er ansvarlig for teknisk drift (TSP).

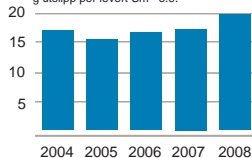
CO<sub>2</sub>  
kg utslipp per levert Sm<sup>3</sup> o.e.



NO<sub>x</sub>  
g utslipp per levert Sm<sup>3</sup> o.e.



nmVOC  
g utslipp per levert Sm<sup>3</sup> o.e.



## KÅRSTØ GASSBEHANDLINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT <sup>1)</sup>

### ENERGI <sup>11)</sup>

Fyrgass	5 770 GWh
El. kraft kjøpt brutto	668 GWh
Diesel	4 GWh
Fakkelgass	165 GWh

### RÅSTOFFER <sup>2)</sup>

Rikgass (PP)	22,4 mill. tonn
Kondensat (PP)	3,00 mill. tonn

### HELPESTOFFER

Saltsyre	242 tonn
Natriumhydrosyd	99 tonn
Ammoniakk	74,3 tonn
Metanol	11,5 m <sup>3</sup>
Andre kjemikalier	6,6 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann (PP)	0,8 mill. m <sup>3</sup>
----------------	--------------------------



### PRODUKTER

Tørgass	18,9 mill. tonn
Propan	2,72 mill. tonn
I-butan	0,57 mill. tonn
N-butan	1,04 mill. tonn
Nafta	0,73 mill. tonn
Kondensat	1,67 mill. tonn
Etan	0,81 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	12 GWh

### UTSLIPP TIL LUFT <sup>3) 4) 5) 6) 7)</sup>

CO <sub>2</sub>	1 210 000 tonn
SO <sub>2</sub>	6,20 tonn
NO <sub>x</sub>	767 tonn
nmVOC	1 750 tonn
Metan	1 310 tonn
Utslippede utslipp av HC-gass	4 tonn

### UTSLIPP TIL VANN <sup>8)</sup>

Kjølevann	404 mill. m <sup>3</sup>
Vann fra renseanlegg	1,04 mill. m <sup>3</sup>
Olje i vann	0,24 tonn
TOC	6,8 tonn
Utslippede utslipp olje	0,3 m <sup>3</sup>
Andre utslippede utslipp	0 m <sup>3</sup>

### AVFALL <sup>9) 10)</sup>

Ikke-farlig avfall til deponi	118 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	2070 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	94,6 %
Farlig avfall til deponi	51 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	292 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	85,1 %

<sup>1)</sup> Gassco AS er operatør for anlegget, men StatoilHydro er ansvarlig for teknisk drift (TSP).

<sup>2)</sup> Eksportgasstransport fra TN: 24 mill. tonn.

<sup>3), 4), 5), 6), 7)</sup> Inkl. utslipp fra Draupner, SO<sub>2</sub>: 0,20 tonn, NO<sub>x</sub>: 22 tonn, nmVOC: 29 tonn, CH<sub>4</sub>: 144 tonn, CO<sub>2</sub>: 13.903 tonn.

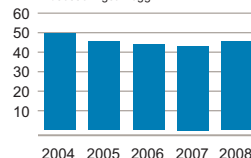
<sup>8)</sup> Ikke-farlig avfall inkl. fra Draupner: 8 tonn til deponi og 68 tonn til gjenvinning.

<sup>9)</sup> Farlig avfall inkl. fra Draupner: 4 tonn til deponi og 71 tonn til gjenvinning.

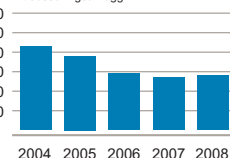
<sup>10)</sup> Utslipp fra terminalene i Tyskland, Belgia og Frankrike er ikke inkludert i utslippene ettersom Gassco er operatør for disse terminalene.

<sup>11)</sup> Inkl. fyrgass fra TN: 67 GWh, Draupner 2,1 GWh.

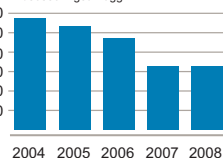
CO<sub>2</sub>  
kg utslipp per tonn produkt  
Prosesseringsanlegg



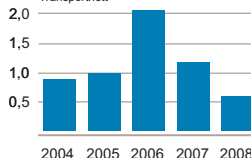
NO<sub>x</sub>  
g utslipp per tonn produkt  
Prosesseringsanlegg



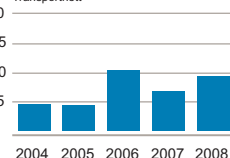
nmVOC  
g utslipp per tonn produkt  
Prosesseringsanlegg



CO<sub>2</sub>  
kg utslipp per tonn produkt  
Transportnett



NO<sub>x</sub>  
g utslipp per tonn produkt  
Transportnett



nmVOC  
g utslipp per tonn produkt  
Transportnett

