



16, N-7014
PO Box 482, N-7405
Trondheim
Norway
tel: +47 73 98 30 00
fax: +47 73 98 30 10
www.teekay.com
Enterprise no. 939 545 832

April 10, 2015

Finansdepartementet
Postboks 8008 Dep
0030 OSLO

Høringsuttalelse - NOU 2014: 13 Kapitalbeskatning i en internasjonal økonomi

Takk for muligheten til å presentere våre innspill til skatteutvalgets forslag. Vi er medlem av Norges Rederiforbund, og har lest og er enig med forbundets høringsuttalelse om utvalgets anbefalinger. I tillegg til den informasjonen som er gitt der vil vi gjerne konkret omtale effektene av anbefalingene om fradragsbegrensning for og kildeskatt på leiebetalinger for FPSO / FSO industrien og for marginale oljefelt på norsk sokkel.

Sammendrag

Dersom forslagene om kildeskatt på bareboat leie og begrensning av fradragsrett for bareboat leie blir implementert, vil det medføre en betydelig skatteøkning for Teekays eksisterende kontrakter i Norge, og samtlige av våre eksisterende FPSO og FSOer vil bli ulønnsomme. Aksjeverdiene vil anslagsvis reduseres med mellom USD 400 og 500 millioner. Redusert egenkapital vil gjøre finansiering av nye fartøy vanskelig eller umulig.

Vår foreløpige analyse av kontraktsvilkårene for våre FPSOer med oppdrag på norsk sokkel tyder på at det trolig ikke vil være mulig for oss å øke prisene for å dekke inn de høyere skattekostnadene. Selv om vi skulle ha mulighet til å øke prisene for FPSO-kontraktene, vil rateforhandlinger være svært vanskelig, tidkrevende og kostbart.

Om Teekay konsernet

Teekay Corporation, etablert på Marshall Islands, er et rederi engasjert i frakt av olje og gass. Aksjene i Teekay Corporation er notert på New York Stock Exchange. Teekay Corporation kontrollerer også en rekke andre enheter som er notert på New York Stock Exchange, hvorav den ene er Teekay Offshore Partners LP, et limited partnership etablert på Marshall Islands. Teekay Offshore Partners LP har aktiviteter innenfor offshore shipping service og eier FPSOer og FSOer i flere jurisdiksjoner rundt om i verden.



Selv om både Teekay Corporation og Teekay Offshore Partners LP er etablert på Marshall Islands, beskattes det overveiende av selskapenes inntekter i USA. Dette fordi majoriteten av aksjene i Teekay Corporation og andelene i Teekay Offshore Partners LP eies av amerikanske subjekter. Ettersom begge selskaper i utgangspunktet er forpliktet til å utdele all fri kontantstrøm hvert kvartal, beskattes inntekten løpende i USA.

Teekays FPSO aktiviteter

Teekay er en av de største operatørene innenfor flytende produksjon, lagring og lossing (floating, production, storage and offloading – «FPSO»), samt flytende lagring og lossing (floating, storage and offloading - "FSO") på norsk kontinentalsokkel. FPSOer og FSOer utgjør en viktig del av produksjonen på norsk sokkel, og muliggjør produksjon fra felt som ellers ville være ulønnsomme å drifte.

FPSO segment

FPSOer er offshore produksjonsanlegg med form som et skip eller som en sylinder, og som lagrer prosessert råolje i tanker i skroget på fartøyet. FPSO-enheter benyttes vanligvis som produksjonsanlegg for utvikling av marginale oljefelt eller dypvannsområder som ligger et stykke unna eksisterende rørledningsinfrastruktur (se vedlegg 2 for en nærmere beskrivelse av bransjen).

FSO segment

FSO enheter gir mulighet for on-site lagring for oljefeltinstallasjoner som ikke har eget lagringsanlegg eller som krever ekstra lagringsplass. En FSO enhet kan brukes i kombinasjon med et fast oppjekkbart produksjonssystem, flytende produksjonssystemer som ikke har tilstrekkelig lagringskapasitet eller som supplerende lagringsplass for faste plattformssystemer som vanligvis har noe lagringskapasitet om bord (se vedlegg 3 for mer informasjon).

FPSO og FSO operasjoner på norsk sokkel

1. Våre aktiviteter i Norge er omfattende og utføres av norske selskaper som er skattepliktige til Norge. Disse norske konsernselskapene omfatter service selskaper som utfører nøkkelfunksjoner innenfor operasjonell og teknisk støtte til norske og utenlandske fartøy. Selskapene mottar et armlengdes vederlag for dette arbeidet.
2. Ettersom bareboat leien som belastes normalt vil tilsvare skattemessige fradrag for rentekostnader, avskrivninger og administrative kostnader over kontraktsperioden dersom FPSOen var eiet fra Norge, oppnås normalt ingen åpenbare skattefordeler i jurisdiksjonene hvor fartøyene eies. Våre FPSOer er ofte eid gjennom konsernselskaper på Marshall Islands. Dette er viktig av følgende kommersielle grunner: enklere juridisk registrering av eiendeler, risikostyring og beskyttelse av eiendeler, lettere tilgang på ekstern finansiering, det faktum at FPSOer flyttes mellom forskjellige felt og land, samt forenkling av regnskapsføring og andre administrative oppgaver (se vedlegg 1 for en nærmere gjennomgang av krav til eierstrukturen).



3. Personell som tar de strategiske beslutningene knyttet til FPSOene , herunder slutning av kontrakter, organisering av finansiering, forsikring, samt operasjonelle og tekniske forhold, er basert på Bermuda. Konsernselskap i Canada og andre steder yter administrativ og teknisk støtte. Fortjenesten ved denne aktiviteten beskattes i disse jurisdiksjonene.

Prisfastsettelsen på eksisterende kundekontrakter har vært basert på at det ikke er noen begrensning i fradrag for intern bareboatleie som er fastsatt på armlengdes vilkår. Våre kontraktspriser forutsetter også at det ikke ilegges kildeskatt på bareboatleie til fartøyeier.

Ileggelse av 15% kildeskatt vil ha en drastisk negativ effekt på fortjenesten fra fartøyene. Skattebelastningen kan beløpe seg til mer enn 100% av fortjenesten som opptjenes fra FPSO-virksomheten (se nærmere i avsnittet «Innføring av kildeskatt» nedenfor). Dersom eksisterende kontrakter ikke kan reforhandles for å ta høyde for skattebelastningen, ville det trolig innebære betydelige vanskeligheter og tap av markedsverdi, samt store restruktureringskostnader for å at kontraktene skal bli lønnsomme.

På mellomlang til lang sikt må økt skattenivå viderebelastes produsentene, ellers vil ikke FPSO/FSO-leverandører lenger ønske å tilby fartøyene til drift på norsk sokkel. Denne kostnadsøkningen vil være svært ugunstig for produsenter som allerede lider under det dramatiske fallet i oljeprisen og vil trolig bidra til en ytterligere reduksjon av produksjonen på norsk sokkel.

Teekays fortjeneste fra FPSOvirksomheten

Lav avkastning for FPSOer

En beregning av sektoravkastningen fra våre FPSO aktiviteter for årene 2010 til 2013 følger som Vedlegg 4. Beregningene omfatter eiendeler på britisk, norsk og brasiliansk sokkel. Tallene viser at Teekay har hatt en relativt lav avkastning på sine FPSOer. Avkastningen på totalkapitalen, herunder eiendeler under bygging, varierer fra 6% i 2011 til en negativ avkastning i 2012 og 2013. Dersom eiendelene under bygging tas ut av beregningen, endres ikke avkastningen vesentlig.

Oversikten viser konsoliderte tall for FPSOer eid av Teekay Corporation og Teekay Offshore Partners LP, det vil si de to børsnoterte Teekay enhetene med FPSO aktiviteter. Tallene fremkommer av note 2 til "Segment Reporting in Teekay Corporation's 2013 Annual Report" (Vedlegg 5). Resultatet i segmentrapporteringen fremkommer som overskudd etter avskrivninger, men før renter. Vi har derfor justert resultatet med et beregnet rentefradrag¹.

¹ Det er forskjellige måter å beregne aktuelt rentefradrag ved finansiering av FPSOer. Vi har basert rentefradraget på forholdet mellom langsiktig gjeld (inkludert nåværende andel langsiktig gjeld) mot totale eiendeler per 30. september 2013. På grunn av den store investeringen ville det være vanskelig å finansiere egenkapitalandelen ved kjøp av en FPSO uten dette gjelds nivået.



Beregningene viser klart at Teekay ikke oppebærer noen "superprofitt" fra sine FPSOer. De lave fortjenestene er resultat av en rekke faktorer. En FPSO er utformet for å prosessere olje fra et offshore felt som deretter fraktes til land for raffinering. På tidspunktet for forhandling av kontrakt for FPSOen har eierne av feltet en rimelig oversikt over egenskapene og omfanget av den tilgjengelige råoljen. På grunn av de høye kostnadene forbundet med å utvikle et FPSO-prosjekt, forhandles kontraktene som oftest med utgangspunkt i forventet levetid for feltet. Prosjektet er normalt gjenstand for en anbudskonkurranse, og oljeprodusenten samarbeider med budgiverne for å vurdere hvilken type eiendel som kreves for å drive feltet.

For å vinne et tilbud er kostnadsbegrensning helt nødvendig. Det man klart kan se ut fra de siste anbudsrunderne som Teekay har deltatt i er at den eneste bærekraftige måten for oljeprodusenter å gå videre med prosjekter på, spesielt prosjekter som innebærer utvikling av marginale felt, er å begrense fortjenesten til FPSO-operatørene. Dette gjelder spesielt for prosjekter med svært høye kapitalutgifter som gjenspeiler de store tekniske utfordringene og risikomentene ved å utnytte feltene.

Som en generell illustrasjon av de vanskelighetene en FPSO-operatør kan oppleve nevnes at av Teekays 8 globalt operative FPSOer var ved utgangen av 2013 én ikke utleid, én var tørrdokket med usikker fremtid, én var tørrdokket for betydelige oppgraderinger etter en uværshendelse (den aktuelle FPSOen var off hire for mer enn to år, og har nylig returnert til UK sokkel for å gjenoppta driften), og flere var truet av tekniske utfordringer eller lav produksjon. Flere av disse utfordringene fortsetter å påvirke oss. Som resultat har den samlede avkastningen vært dårlig og bransjen har opplevd flere konkurser.

Virkingen av foreslåtte lovendringer for FPSOenes inntjening

Innføring av kildeskatt – skattebelastningen kan utgjøre mer enn 100 % av fortjenesten

Vi har estimert effekten ved innføring av 15 % kildeskatt på drifts- og skattemessig resultat for en FPSO som relativt nylig startet opp virksomhet på norsk sokkel. Beregningene forutsetter at FPSOen opereres effektivt gjennom hele den aktuelle kontraktperioden på 10 år (tidligere kansellering kan skje og/eller inntekten kan bli redusert dersom drift av fartøyet ikke skjer i henhold til budsjetterte nivåer). Beregningene inkluderer 15 % kildeskatt på bareboat leie som betales av norsk operatør til utenlandsk eier. Kildeskatten resulterer i en skattebelastning som overstiger 100 % av skattemessig overskudd beregnet med utgangspunkt i dagens 14 % avskrivningssats for en FPSO. Dersom den foreslåtte 10 % avskrivningssats legges til grunn utgjør skattebelastningen ved 15 % kildeskatt på bareboat leie 70 % - 80 % av skattemessig overskudd. Ettersom vår modell inneholder sensitiv informasjon har vi ikke vedlagt detaljerte beregninger, men disse kan gjøres tilgjengelig på forespørsel.

Selv om denne eiendelen har potensiale til å bli den mest lønnsomme FPSOen for Teekay, er den ennå ikke fullt operativ og det har oppstått enkelte forhold som har forsinket oppstarten. Den ekstremt høye skattebelastningen som følge av den foreslåtte kildeskatten



oppstår fordi kildeskatten er basert på bruttobeløp som betales og ikke tar høyde for renter, avskrivninger og administrasjonskostnader som pådras av eier. Til og med under de nye reglene i UK for «Diverted profits tax» (som vi ikke forventer vil få anvendelse for vår UK virksomhet som er strukturert på tilsvarende måte som den norske), vil skatten ilegges på fortjenesten og ikke bruttoinntekten.

Driftsselskapet kan videre påføres underskudd dersom det oppstår driftsproblemer knyttet til fartøyet. Skattesatsen vil imidlertid ikke bli vesentlig endret til tross for underskudd på driften. Dette vil gjøre drift av FPSOer på norsk sokkel lite attraktivt for eiere av FPSOer med mindre skattekostnaden kan viderebelastes til operatørene av oljefeltene, samt at økte kostnader til mobilisering og finansiering blir hensyntatt i kontraktene.

Innføring av begrensning i fradragsrett for bareboat leie

Som nevnt er operative kontrakter for FPSOer gjenstand for anbudskonkurranser som begrenser avkastningen som kan oppnås fra eierskap og drift. Dette fremgår klart fra de lave fortjenestemarginer som FPSO operatører tradisjonelt har oppnådd.

Kontraktslengden for FPSOer er normalt 5 til 8 år, det vil si om lag en fjerdedel av levetiden til en FPSO. Gjeldsfinansiering for eieren vil normalt kun være tilgjengelig for tilsvarende tidsrom som kontraktsperioden. FPSO eier må derfor ta betydelig risiko knyttet til omdisponering og refinansiering av fartøyet.

Dersom fartøyet ikke kan omdisponeres innenfor rimelig tid, kan eier påføres tap som beløper seg til flere hundre millioner USD. Skulle eier klare å sikre en kontrakt for å omdisponere FPSOen, vil det normalt pådras betydelige kapitalkostnader for at fartøyet skal kunne operere i det nye miljøet, og det vil i tillegg være nødvendig å refinansiere driften. Refinansiering kan være vanskelig og kostbart i et stramt kredittmarked.

Som nevnt ovenfor, vil en armlengdes bareboat leie tilnærmet utgjøre FPSO eiers kostnader til renter, avskrivninger og administrasjon. Fradrag for bareboat leie bør derfor resultere i en rettferdig fordeling av overskudd mellom operatør og eier av FPSO.

På denne bakgrunn mener vi at det beste alternativet for å sikre at Norge får sin rettmessige andel av skatt for inntekt fra FPSO virksomhet vil være å beholde fradragsretten for en armlengdes beregnet bareboat leie til eiere av FPSOer. Vi mener at Storbritannia av årsaker som nevnt ovenfor besluttet å utelukke FPSOer fra anvendelsesområdet for regler om begrenset fradragsrett for bareboat leie som nylig ble innført.



Takk for anledningen til å presentere våre kommentarer som vi håper gir nyttig informasjon til det videre lovarbeidet. Ta kontakt med Tor Olav Bye-Andersen (Tor.Bye-Andersen@teekay.com) dersom det er ønskelig å diskutere videre eller om et møte kan være nyttig for en nærmere gjennomgang.

Med hilsen

Tor Olav Bye-Andersen
Vice President Finance and Accounting



Vedlegg 1 – FPSO-bransjen

Av fire hovedtyper flytende produksjonssystemer er FPSO-enheter den vanligste typen. Andre typer flytende produksjonssystemer har vanligvis ikke betydelig lagringskapasitet og må være koblet til et rørledningssystem eller benytte en FSO-enhet for lagring. FPSO-enheter er mindre vektsensitive enn andre typer flytende produksjonssystemer og deres omfattende dekkflate gir fleksibilitet med hensyn til planløsningen for prosesseringsanlegget. Muligheten til å utnytte overflødig eller eldre tankskipsskrog for ombygging til en FPSO-enhet gir i tillegg en relativt rimelig løsning sammenlignet med nybygging av andre flytende produksjonssystemer.

Den største andelen av kostnadene for en FPSO knytter seg til dets produksjonsutstyr (topside) og FPSO-enheter er dermed kostbare i forhold til konvensjonelle tankskip. En FPSO-enhet har alle nødvendige produksjons- og prosesseringsanlegg ombord som normalt finnes på en fast produksjonsplattform. Som navnet tilsier, er FPSOer ikke permanent festet til havbunnen, men er beregnet for å være fortøyd på ett sted i lange perioder av gangen. I en typisk FPSO-installasjon bringes den ubehandlede brønnstrømmen til overflaten via undervannsutstyr på havbunnen som er koblet til FPSO-enheten ved hjelp av fleksible forbindelsesledninger som kalles stigerør. Stigerørene frakter olje, gass og vann fra havbunnen til fartøyet, som prosesserer det ombord. Den resulterende råolje blir lagret i skroget av fartøyet og deretter overført til tankskip, enten via en bøye eller et tandemlastesystem for transport til land.

Ved store feltutbygginger har de store oljeselskapene tradisjonelt eid og drevet nye, spesialbygde FPSO-enheter. FPSO-enheter for mindre felt har vanligvis blitt skaffet til veie av uavhengige FPSO-oppdragstakere på såkalte "life-of-field"-tilvirkningskontrakter, der kontraktens varighet tilsvarer den økonomiske levetiden til oljefeltet. FPSO-enheter har blitt brukt til å utvikle offshorefelt rundt om i verden siden slutten av 1970-tallet.

Per 31. desember 2014 besto verdensflåten av ca. 167 FPSO-enheter i drift og 35 FPSO-enheter i bestilling. Per 31. desember 2014 hadde vi fem heleide FPSO-enheter og 50% eierandel i to FPSO-enheter. En av FPSO-enhetene er under ombygging og en annen gjennomgår en oppgradering per 31. desember 2014. De fleste uavhengige FPSO-operatører har bakgrunn innen marin energitransport, oljeservice eller oljefeltprosjektering og bygging. Andre større uavhengige FPSO-operatører omfatter SBM Offshore N.V., BW Offshore, MODEC, Bumi Armada, Bluewater og Yinson Production.



Vedlegg 2 – FSO-bransjen

En FSO-enhet har vanligvis et design som ligner et konvensjonelt tankskip, men har spesialtilpassede laste- og stigerørssystemer, som er påkrevet av feltoperatører eller regulatoriske myndigheter. FSO-enheter er fortøyd til havbunnen i trygg avstand fra en feltinstallasjon og mottar lasten fra produksjonsanlegget via et særskilt lastesystem. En FSO-enhet er også utstyrt med et eksportsystem som overfører lasten til bøyelastere eller vanlige tankskip. Avhengig av den valgte fortøyningsløsningen og hvor de er plassert, kan FSO-enheter ha fremdriftssystemer eller ikke. FSO-enheter er vanligvis ombygde eldre konvensjonelle oljetankere med enkeltskrog. Disse ombyggingsarbeidene, som inkluderer installasjon av et lastings- og stigerørssystem samt skrogrenovering, kan normalt forlenge levetiden på et fartøy som en FSO-enhet med opp til 20 år ut over den normale levetiden for konvensjonelle tankskip på 25 år.

Våre FSO-enheter går vanligvis på langsiktige tidscertepartier eller bareboat avtaler med fast rate, som en integrert del av feltutbyggingsplanen. Dette gir oss en stabil kontantstrøm.

Fra 31. desember 2014 besto verdensflåten av ca. 94 FSO-enheter i drift og åtte FSO-enheter i bestilling. Vi hadde seks FSO-enheter hvor våre eierinteresser var mellom 89 % og 100 %. De store markedene for FSO-enheter er Sørøst-Asia, Vest-Afrika, Nord-Europa, Middelhavet, Sørvest-Asia og Midtøsten. Våre hovedkonkurrenter i FSO-markedet er eiere av konvensjonelle tankskip, som har tilgang til tankskip for ombygging, og oljeserviceselskaper og oljefeltprosjekterings- og konstruksjonsselskaper som konkurrerer i markedet for flytende produksjonssystemer. Konkurransen i FSO-markedet er i hovedsak basert på pris, kompetanse i FSO-operasjoner, styring av FSO-ombygginger og relasjoner med verft, samt muligheten for tilgang til fartøyer for ombygging som tilfredsstillende kundenes spesifikasjoner.



Vedlegg 3

FPSO mobilitetsutfordringer og relaterte forhold

Det er på det rene at FPSOer er mobile og at det ikke er effektivt å eie disse i Norge. I det følgende redegjør vi for hvorfor vi bruker Special Purpose-selskaper til å eie FPSOer.

FPSOers levetid sammenlignet med normal kontraktsperiode

Typisk beregnet levetid for en FPSO-enhet på den norske kontinentalsokkelen er normalt 20 år eller mer. Til sammenligning kan en normal kontraktsperiode for leie og drift av en nybygget FPSO være så kort som fem år, og enkelte ganger kortere ved omdisponering av en eksisterende FPSO. Opsjoner for forlengelse av opprinnelig kontraktsperiode for en FPSO kan være aktuelt, men normalt vil forventet samlet kontraktstid i gjennomsnitt være rundt åtte år.

Som en forsvarlig FPSO-eier tar vi ved prising av kontrakter i betraktning antakelser om eventuell sannsynlig forlengelsesperiode basert på forventninger om feltets levetid. Dagraten i en opsjonsperiode er normalt lavere enn i den opprinnelige faste kontraktsperioden, noe som kan være et incitament for operatøren til å se på omdisponeringsmuligheter i stedet for å avtale forlengelser av opsjonsperioden. Vår erfaring er at den antatte levetiden på kontrakten alltid er mindre enn antatt levetid på FPSOen. Dermed vil en FPSO som opererer på norsk kontinentalsokkel nesten helt sikkert bli omdisponert for drift et annet sted i verden ved avslutning av den norske kontrakten.

Andre forhold knyttet til omdisponering av en FPSO

Etter hvert som fartøyene eldes, øker sannsynligheten for at de vil bli flyttet til et annet geografisk område. Vi har direkte erfaring med vår eldste FPSO, Petrojarl 1, som ble omdisponert ti ganger på felter i Norge og Storbritannia. I forbindelse med at FPSOens siste kontrakt i Norge nærmet seg avslutning, ble det utført en langvarig og kostbar kost-nytte-analyse for omdisponering i Norge. Analysen viste at omdisponering i Norge var for dyrt, og dette ble derfor utelukket. FPSOen gikk deretter i opplag i to år mens andre omdisponeringsmuligheter ble utforsket, noe som til slutt sikret en kontrakt i Brasil med forventet levetid på tre til fem år, men med potensial til å omdisponere FPSOen på nytt i de mildere miljøforholdene i Brasil.

Kostnader knyttet til omdisponering av FPSOer er høye, og mulighetene og timingen for dette er usikre. Teekay har også opplevd vanskeligheter knyttet til å operere i værharde omgivelser, med Banff FPSO (som opererer på britisk kontinentalsokkel) som led skade i ekstreme værforhold, noe som gjorde det nødvendig at den ble fjernet fra feltet i mer enn to år for reparasjoner og oppgraderinger. Selv om FPSOen nå er tilbake for å fortsette operasjonene på det samme feltet på britisk sokkel, var dette lenge et usikkert utfall.

Vi bemerker også, som et generelt poeng, at norske felte er mindre og mer risikofylte nå enn



tidligere. Mulighetene i Norge vil bli færre etter hvert som reservene reduseres og derfor vil omdisponeringsmulighetene bli enda viktigere for å støtte opp om den økonomiske aktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Høyere kostnader som vil følge av en eventuell innføring av kildeskatt og begrenset fradragsrett for interne bareboat-kostnader kan redusere muligheten for å utnytte disse norske feltene.

Omdisponering av FPSOer av andre operatører

Mellom 2003 og 2013 ble 24 FPSOer (18 % av samtlige tildelte FPSO-kontrakter) omdisponert til et nytt felt, og flere omdisponeringer forventes fremover etter hvert som FPSOene blir eldre.

Noen eksempler på omdisponering av FPSOer er:

- Frontier Drilling: Seilean 4 omdisponeringer;
- Bluewater: Munin 2 omdisponeringer (Kina); Glas Dower 2 omdisponeringer (fra Norge til Sør-Afrika)
- BW Offshore: Sendje Berge 1 omdisponering (fra Ceiba-feltet offshore Equatorial Guinea til Okwori-feltet offshore Nigeria fra 2005 til 2009 med to forlengelser fra 2009 til 2014); Berge Helene (fra Qatar til Mauritania fra 2006 til 2013 med utvidelse fra 2013 til 2015); BW Carmen 3 omdisponeringer; Azurite FPSO (2014 May – flere omdisponeringsmuligheter vurdert); Petrolia Nautipa (fra Kiame-feltet Angola til Etame-feltet Gabon fra 2002 til 2007 med 2 utvidelser fra 2007 til 2020)
- Prosafe: Petroleo Nautipa 1 omdisponering; Petrolia Nautipa,
- Modec: FPSO Modec Venture 1 – 2007 – omdisponering fra Elang/Kakatua/Kakatua North (EKKN)-oljefelt i Timor Gap Joint Petroleum Development Area (Indonesia) til Puffin SW field, Timorhavet, Australia;
- SBM: FPSO II (SBM) ble flyttet fra Cadlao-feltet til West Linapacan-feltet, offshore Philippines. Den ble deretter oppgradert og flyttet som Espirito Santos FPSO for Shell BC-10; FPSO Xikomba omplassert offshore Angola (2014 fra Xikomba-feltet i Angola til Eni Angola); FPSO Capixaba flyttet til Cachalote-feltet.
- Bumi Armada - Kraken FPSO (2013 fra Australia til Norge)



Begrunnelser for å sette opp Special Purpose-selskaper ("SPS") for å eie FPSOer utenfor Norge

Nedenfor har vi redegjort for noen av grunnene til at Norge ikke er den foretrukne jurisdiksjonen for eierskap til FPSOer. Selv om SPSer ikke nødvendigvis kan bemannes direkte, er de støttet av et globalt nettverk av ansatte lokalisert i en rekke skattejurisdiksjoner både i og utenfor Norge.

Begrunnelser for å legge eierskap til FPSOer utenfor Norge:

1. Isolering av risiko. Teekay bestreber, som mange andre selskaper, å skille risikobærende aktiviteter på prosjekt til prosjekt-basis. God risikostyring tilsier at man søker å begrense potensielle motparts krav til én enhet. Dette beskytter konsernets eiendeler (som ikke er relatert til prosjektet) fra krav/eksponering. Kredittinstitusjonene har akseptert vår eierstruktur, og endringer i strukturen ville kreve betydelige, og potensielt kostbare, endringer av våre låneforhold.
2. Finansiering. Dersom selskaper som Teekay organiserer finansiering uten regressrett eller med begrenset regressrett, er det nødvendig å bruke et SPS for å oppnå det uttalte målet om å begrense långivers rettigheter til innkreving av prosjektspesifikke fordringer. For våre banksyndikater er Norge ikke en foretrukket jurisdiksjon for eierskap til FPSOer.
3. Administrative hensyn. Fra et regnskapsmessig og organisatorisk ståsted, er det ofte en fordel å etablere en separat og atskilt enhet for hvert prosjekt. Dette åpner for enklere sporing og regnskapsføring av kostnader som må allokere til spesifikke prosjekter. Mye av Teekays administrative organisasjon er utenfor Norge og en utvidet bruk av Norge ville øke kompleksiteten i vår administrasjon.
4. Joint ventures. Et SPS er alltid nødvendig når en kontrakt skal utføres av et joint venture-selskap. Teekay, som andre virksomheter, har en strategisk målsetting om vekst i forretningsområdene sine gjennom samarbeid med partnere. SPSer åpner for at to separate konsern kan etablere et separat selskap som ikke inngår i konsernstrukturen til den enkelte joint venture-partner. En spesifikk aksjonæravtale kan deretter bli utarbeidet for den prosjektspesifikke styringen av dette foretaket. Norge er ikke en foretrukken lokalisering for våre joint venture-partnere.
5. Flaggkrav/flaggpreferanse. FPSO/skipseiere kan ha preferanser om å operere under et visst flagg fordi de er kjente og komfortable med flaggets regler og reguleringer. Bruken av et selskap underlagt lovene i flaggstaten er dermed logisk, og kan også være et krav for i det hele tatt å få lov til å operere under slike flagg.



6. Andre forhold. Visse jurisdiksjoner gir mer fleksibilitet for eierskap av eiendeler, inklusive i form av følgende:
 - a. Eliminering av kildeskattespørsmål for internasjonale banksyndikater;
 - b. Eliminering av valutaproblemer – vår virksomhet er hovedsakelig priset i amerikanske dollar, SPSer benyttes til å sikre at betydelige skattepliktige valutagevinster eller -tap ikke oppstår som følge av fluktuasjoner mellom lokal valuta og USD; og
 - c. Eliminering av kostnader på fremtidig flytting av FPSOer mellom ulike jurisdiksjoner.

Significant people functions og FPSOer

Selv om vi bruker SPSer til å eie våre FPSOer av ovennevnte grunner, utføres viktige støttefunksjoner for eierskapet til FPSOene knyttet til finansiering, risikostyring og forsikring, samt identifisering og utnytting av omdisponeringsmuligheter enten på Bermuda, i Norge eller Canada. Disse Significant People Functions innebærer støttevirksomhet overfor FPSOer i Brasil, Norge og Storbritannia, samt drift av FSOer og internasjonal shippingvirksomhet i andre jurisdiksjoner. Nøkkelaktiviteter i Norge knyttet til våre norske FPSOer skjer gjennom norske selskaper som mottar vederlag for disse funksjonene.

VEDLEGG 4

Teekay Corporation

FPSO Segmental Information

	Year ended December 31		
	2013	2012	2011
Revenues	567 620	581 215	464 810
Less:			463 931
Vessel operating expenses	(364 986)	(331 356)	(242 332)
Depreciation and amortization	(151 365)	(135 413)	(96 915)
General and administrative	(68 035)	(68 035)	(52 854)
Add:			(42 714)
Net gain on sale of vessels and equipment			4 888
Bargain purchase gain			68 535
Income from vessel operations before finance costs	(16 766)	46 411	146 132
Total FPSO segment finance costs (Note 1)	(98 231)	(97 810)	(87 501)
Income/(loss) from vessel operations after finance costs	(114 997)	(51 399)	58 631
Total FPSO Segment Assets	2 836 998	2 824 832	2 527 095
Total FPSO Segment Assets less Assets Under Construction	2 186 998	2 209 935	1 143 074
Capitalized Interest	(22 506)	(21 291)	(26 596)
Income / (loss) from vessel operations with capitalized Interest	(92 491)	(30 108)	85 227
Return on Assets	-4 %	-2 %	2 %
Return on Operational Assets	-4 %	-1 %	7 %
Note 1 - Finance costs			
External borrowings as percent of FPSO segment assets		62,5 %	
Average interest cost on external borrowings		5,54 %	

TEEKAY CORPORATION AND SUBSIDIARIES
NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
(all tabular amounts stated in thousands of U.S. dollars, other than share data)

Year ended December 31, 2012	Shuttle Tanker and FSO Segment	FPSO Segment	Liquefied Gas Segment	Conventional Tanker Segment	Total
	\$	\$	\$	\$	\$
Revenues	616,295	581,215	291,712	491,549	1,980,771
Voyage expenses	104,382	232	283	33,386	138,283
Vessel operating expenses	196,021	354,020	54,773	208,512	813,326
Time-charter hire expense	56,989	-	-	73,750	130,739
Depreciation and amortization	125,104	135,413	69,064	126,317	455,898
General and administrative ⁽¹⁾	36,484	45,139	18,643	44,030	144,296
Asset impairments	28,830	-	-	403,366	432,196
Loan loss provisions	-	-	-	1,886	1,886
Net loss on sale of vessels and equipment	1,112	-	-	5,863	6,975
Restructuring charges	652	-	-	6,913	7,565
Income (loss) from vessel operations	66,721	46,411	148,949	(412,474)	(150,393)
Total assets of operating segments at December 31, 2012	1,709,674	2,824,832	3,148,037	2,037,394	9,719,938

Year ended December 31, 2011	Shuttle Tanker and FSO Segment	FPSO Segment	Liquefied Gas Segment	Conventional Tanker Segment	Total
	\$	\$	\$	\$	\$
Revenues	617,650	464,810	273,786	619,776	1,976,022
Voyage expenses	97,743	-	4,862	74,009	176,614
Vessel operating expenses	216,183	255,925	54,174	223,657	749,939
Time-charter hire expense	74,478	-	-	139,701	214,179
Depreciation and amortization	129,293	96,915	63,641	138,759	428,608
General and administrative ⁽¹⁾	44,594	39,261	16,315	73,434	173,604
Asset impairments	43,185	-	-	112,103	155,288
Net loss (gain) on sale of vessels and equipment	171	(4,888)	-	488	(4,229)
Bargain purchase gain	-	(68,535)	-	-	(68,535)
Goodwill impairment	-	-	-	36,652	36,652
Restructuring charges	5,351	-	-	139	5,490
Income (loss) from vessel operations	6,652	146,132	134,794	(179,166)	108,412

(1) Includes direct general and administrative expenses and indirect general and administrative expenses (allocated to each segment based on estimated use of corporate resources).

A reconciliation of total segment assets to amounts presented in the accompanying consolidated balance sheets is as follows:

	December 31, 2013	December 31, 2012
	\$	\$
Total assets of all segments	10,275,048	9,719,938
Cash	614,660	639,491
Accounts receivable and other assets	665,993	642,596
Consolidated total assets	11,555,701	11,002,025

The following table presents revenues and percentage of consolidated revenues for customers that accounted for more than 10% of the Company's consolidated revenues during the periods presented. All of these customers are international oil companies.

TEEKAY CORPORATION AND SUBSIDIARIES
NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
(all tabular amounts stated in thousands of U.S. dollars, other than share data)

Employee pension plans

The Company has defined contribution pension plans covering the majority of its employees. Pension costs associated with the Company's required contributions under its defined contribution pension plans are based on a percentage of employees' salaries and are charged to earnings in the year incurred. The Company also has defined benefit pension plans covering certain of its employees. The Company accrues the costs and related obligations associated with its defined benefit pension plans based on actuarial computations using the projected benefits obligation method and management's best estimates of expected plan investment performance, salary escalation, and other relevant factors. For the purpose of calculating the expected return on plan assets, those assets are valued at fair value. The overfunded or underfunded status of the defined benefit pension plans are recognized as assets or liabilities in the consolidated balance sheet. The Company recognizes as a component of other comprehensive loss, the gains or losses that arise during a period but that are not recognized as part of net periodic benefit costs.

Earnings (loss) per common share

The computation of basic earnings (loss) per share is based on the weighted average number of common shares outstanding during the period. The computation of diluted earnings per share assumes the exercise of all dilutive stock options and restricted stock awards using the treasury stock method. The computation of diluted loss per share does not assume such exercises.

2. Segment Reporting

The Company is a leading provider of international crude oil and gas marine transportation services and also offers offshore oil production storage and offloading services, primarily under long-term fixed-rate contracts.

The Company has four reportable segments: its shuttle tanker and FSO segment (or *Teekay Shuttle and Offshore*), its FPSO segment (or *Teekay Petrojarl*), its liquefied gas segment (or *Teekay Gas Services*) and its conventional tanker segment (or *Teekay Tanker Services*). The Company's shuttle tanker and FSO segment consists of shuttle tankers and FSO units. The Company's FPSO segment consists of FPSO units and other vessels used to service its FPSO contracts. The Company's liquefied gas segment consists of LNG and LPG carriers. The Company's conventional tanker segment consists of conventional crude oil and product tankers that: (i) are subject to long-term, fixed-rate time-charter contracts, which have an original term of one year or more; (ii) operate in the spot tanker market; or (iii) are subject to time-charters or contracts of affreightment that are priced on a spot-market basis or are short-term, fixed-rate contracts, which have an original term of less than one year. Segment results are evaluated based on income from vessel operations. The accounting policies applied to the reportable segments are the same as those used in the preparation of the Company's consolidated financial statements.

The following tables present results for these segments for the years ended December 31, 2013, 2012, and 2011.

Year ended December 31, 2013	Shuttle Tanker and FSO Segment	FPSO Segment	Liquefied Gas Segment	Conventional Tanker Segment	Total
	\$	\$	\$	\$	\$
Revenues	583,201	567,620	298,228	381,036	1,830,085
Voyage expenses	99,111	-	602	12,505	112,218
Vessel operating expenses	182,973	364,986	61,471	196,722	806,152
Time-charter hire expense	56,682	-	-	46,964	103,646
Depreciation and amortization	116,376	151,365	71,485	91,860	431,086
General and administrative ⁽¹⁾	37,529	51,891	19,597	31,941	140,958
Asset impairments	76,782	-	-	90,823	167,605
Loan loss provisions	-	2,634	-	(1,886)	748
Net gain on sale of vessels and equipment	-	(1,338)	-	(657)	(1,995)
Restructuring charges	2,123	-	-	4,798	6,921
Income (loss) from vessel operations	11,625	(1,918)	145,073	(92,034)	62,746
Total assets of operating segments at December 31, 2013	1,947,905	2,836,998	3,616,044	1,874,101	10,275,048

TEEKAY CORPORATION AND SUBSIDIARIES
NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
(all tabular amounts stated in thousands of U.S. dollars, other than share data)

(U.S. dollars in millions)	Year Ended December 31, 2013	Year Ended December 31, 2012	Year Ended December 31, 2011
Statoil ASA ⁽¹⁾	\$250.5 or 14%	\$299.1 or 15%	\$283.7 or 14%
Petroleo Brasileiro SA ⁽¹⁾	\$244.3 or 13%	\$289.3 or 15%	\$224.9 or 11%
BP PLC ⁽²⁾	\$182.5 or 10%	(3)	(3)

(1) Shuttle tanker and FSO, FPSO and conventional tanker segments

(2) Shuttle tanker and FSO, FPSO, liquefied gas and conventional tanker segments

(3) Less than 10%

3. Acquisitions

a) FPSO Units and Investment in Sevan Marine ASA

On November 30, 2011, the Company acquired from Sevan Marine ASA (or *Sevan*) the FPSO unit *Sevan Hummingbird* (or *Hummingbird Spirit*) and its existing customer contract for approximately \$184 million (including an adjustment for working capital) and made an investment of approximately \$25 million to obtain a 40% ownership interest in a recapitalized Sevan. The Company also entered into a cooperation agreement with Sevan relating to joint marketing of offshore projects, the development of future projects, and the financing of such projects. Concurrently, the Company's subsidiary Teekay Offshore Partners L.P. (or *Teekay Offshore*) acquired from Sevan the FPSO unit *Sevan Piranema* (or *Piranema Spirit*) and its existing customer contract for approximately \$164 million (including an adjustment for working capital). The purchase price for the acquisitions of the *Hummingbird Spirit*, the *Piranema Spirit* and the investment in Sevan were paid in cash and financed by a combination of new debt facilities, a private placement of Teekay Offshore common units and existing liquidity.

On November 30, 2011, Teekay entered into an agreement to acquire an FPSO unit, the *Sevan Voyageur* (or *Voyageur Spirit*), and its existing customer contract from Sevan. Teekay agreed to acquire the *Voyageur Spirit* once the existing upgrade project was completed and the *Voyageur Spirit* commenced operations under its customer contract. In September 2012, the *Voyageur Spirit* completed its upgrade at the Nymo shipyard and arrived at the Huntington Field in the U.K. sector of the North Sea in October 2012. Under the terms of the acquisition agreement, Teekay prepaid Sevan \$94 million to acquire the *Voyageur Spirit*, assumed the *Voyageur Spirit's* existing \$230.0 million credit facility, which had an outstanding balance of \$220.5 million on November 30, 2011, and was responsible for all upgrade costs incurred after November 30, 2011, which were estimated to be between \$140 million and \$150 million. Teekay had control over the upgrade project and had guaranteed the repayment of the existing credit facility.

On April 13, 2013, the *Voyageur Spirit* FPSO unit began production on the Huntington Field and commenced its five-year charter with E.ON Ruhrgas UK E&P Limited (or *E.ON*). On May 2, 2013, Teekay completed the acquisition of the *Voyageur Spirit* FPSO unit. The excess of the price paid over the carrying value of the non-controlling interest acquired was \$35.4 million and has been accounted for as a reduction to equity. Immediately thereafter, the FPSO unit was sold by Teekay to Teekay Offshore for an initial purchase price of \$540.0 million that was effectively reduced to \$509.4 million as at December 31, 2013 (see below). The *Voyageur Spirit* FPSO unit has been consolidated by the Company since November 30, 2011, as the *Voyageur Spirit* FPSO unit was a variable interest entity (or *VIE*) and the Company was the primary beneficiary from November 30, 2011 until its purchase in May 2013.

Upon commencing production on April 13, 2013, the *Voyageur Spirit* FPSO unit had a specified time period to receive final acceptance from the charterer, E.ON, at which point the unit would commence full operations under the contract with E.ON. However, due to a defect encountered in one of its two gas compressors, the FPSO unit was unable to achieve final acceptance within the allowable timeframe, resulting in the FPSO unit being declared off-hire by the charterer retroactive to April 13, 2013. This resulted in \$29.2 million of the charter rate being foregone from April 13, 2013 to August 26, 2013.

On August 27, 2013, repairs to the defective gas compressor on the *Voyageur Spirit* FPSO were completed and the unit achieved full production capacity. On September 30, 2013, Teekay Offshore entered into an interim agreement with E.ON whereby Teekay Offshore was compensated for production beginning August 27, 2013 through until final acceptance by E.ON. Compensation was based on actual production relative to the operating capacity of the FPSO unit; however, any restrictions on production as a result of the charterer were included in this compensation. Teekay has indemnified Teekay Offshore for a further \$2.1 million for the production shortfall from August 27, 2013 to December 31, 2013. In addition, Teekay Offshore has been indemnified for a further \$3.6 million associated with unrecovered repair costs to address the compressor issues. Teekay's indemnification to Teekay Offshore for loss of the charter rate under the charter agreement with E.ON and unrecovered vessel operating expenses from the date of first oil on April 13, 2013 until receipt of the certificate of final acceptance from E.ON, is subject to a maximum of \$54 million.

In April 2014, Teekay Offshore received the certificate of final acceptance from the charterer, which declared the unit on-hire retroactive to February 22, 2014.

Any amounts paid as indemnification from Teekay to Teekay Offshore are effectively treated for accounting purposes as a reduction in the purchase price paid by Teekay Offshore for the FPSO unit. Any compensation received by Teekay Offshore from the charterer related to the indemnification period reduces the amount of Teekay's indemnification to Teekay Offshore. As at December 31, 2013, the \$540 million original purchase price of the *Voyageur Spirit* FPSO unit has effectively been reduced to \$509.3 million (\$279.3 million net of assumed debt of \$230.0