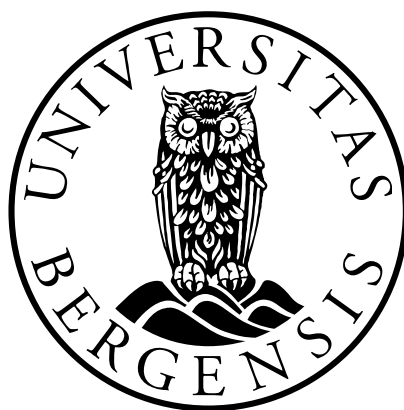


Tidlegare rettshavar sitt subsidiære økonomiske ansvar for gjennomføring av disponeringsvedtak

Ein analyse av petroleumslova § 5-3 tredje ledd si rekkevidd, og om føresegna har synt seg føremålstenleg i praksis

Kandidatnummer: 152

Tal ord: 14 965



JUS399 Masteroppgåve
Det juridiske fakultet

UNIVERSITETET I BERGEN

11.mai 2020

Innholdsliste

Innholdsliste	2
1 Innleiing	4
1.1 Tema for avhandlinga.....	4
1.2 Problemstilling.....	4
1.3 Vidare framstilling	5
2 Internasjonal kontekst og bakgrunn for petroleumslova § 5-3 (3)	7
3 Rettslege rammer for det subsidiære økonomiske ansvaret	10
3.1 Introduksjon.....	10
3.2 Føremålet med regelendringa	10
3.3 Kontekstuell ramme for føresegna.....	11
3.4 Kva omfattar ansvaret?.....	12
3.4.1 Særleg om innretningar og etterfølgjande utvikling etter avhendinga	13
3.4.2 Innretningar som «eksisterte på overdragelsestidspunktet».....	13
3.4.3 Nærare om «overdragelsestidspunktet»	15
3.5 Når aktualiserast det subsidiære disponeringsansvaret?	15
3.5.1 Tolking av samarbeidsavtalen	16
3.5.2 Kva meinast med påkrav?	17
3.6 Korleis vert ansvaret påverka ved fleire avhendingar av same eigardel?	18
3.7 Eit økonomisk ansvar fordrar krav til finansiell styrke.....	20
3.8 Eit økonomisk ansvar for kostnadane ved gjennomføring av disponeringsvedtak.....	22
3.8.1 Skiljet mellom ulike kostnadsgrupper og implikasjonen skiljet får for subsidiæransvaret	22
3.8.2 Frådrag for skatteverdien av kostnadane	26
4 Sikkerheitsstilling overfor staten og forholdet til morselskapsgarantiar	29
4.1 Sikkerheitsstilling overfor staten etter petroleumslova § 10-7.....	29
4.2 Forholdet til petroleumslova § 5-3 for eit seljande morselskap.....	32
5 Garantistilling mellom rettshavarane – ein konsekvens av petroleumslova § 5-3	35

5.1 Kort om morselskapsgaranti mellom rettshavarar	35
5.2 Nærare om bankutferda garantiar	37
5.2.1 Skattemessige verknadar av dagens praksis med bankutferda garantiar	38
5.2.2 Kostnadsbilete for disponering.....	40
5.3 Kryssande omsyn i vegen for fleksible reglar?.....	42
6 Alternative løysingar til inneverande ordning.....	44
6.1 Spesialregulering innretta etter garantistillingar.....	44
6.2 Fond.....	45
6.3 Legalpant og statleg garantiordning.....	45
6.4 Innordningsløysingar til dagens ordning.....	46
6.5 Dispensasjonstilgang.....	46
7 Avslutning.....	49
Litteraturliste.....	51
Liste over figurar:.....	58

Del 1

1 Innleiing

1.1 Tema for avhandlinga

På norsk sokkel var det ved byrjinga av 2020 12 betonginnretningar, 20 flytande- og 61 botnfaste stålennretningar i drift.¹ I tillegg kjem om lag 400 havbotnsinstallasjonar. Fleire av desse er venta å bli teken ut or bruk i perioden fram til 2028.² Kostnadane for disponering av desse innretningane er gjenstand for subsidiæransvaret etter petroleumslova § 5-3 (3). Føresegna vart innført i 2009 og var meint som ei tilpassing av det eksisterande regelverket i ein fase der myndene såg behov for klår regulering av det økonomiske ansvaret for kostnadar knytt til gjennomføring av disponeringsvedtak.

Innhaldet og rekkjevidda til subsidiæransvaret er temaet for denne avhandlinga, samanheldt med kva konsekvensar ansvaret har medført i praksis – særleg i forbindelse med garantistilling og skattehandsaming.

1.2 Problemstilling

I oppsummeringa av sokkelåret 2019, la Oljedirektoratet til grunn at 48 prosent av ressursane på norsk sokkel har blitt produsert.³ Med signifikante attverande ressursar er målet for forvaltninga å oppretthalde lønsam produksjon av olje og gass i eit langsiktig perspektiv.⁴ Petroleumsverksemda har gitt Noreg verdiskaping på om lag 14 000 milliardar kroner, der oljeeventyret for alvor starta med funnet av Ekofisk i 1969.⁵ Sokkelen har gradvis blitt utvida med utbygging av nye felt og infrastruktur i tilknytning til desse. Levetida til fleire av innretningane på desse felta varierer frå mellom 10 og 40 år.⁶ Etersom petroleumsverksemda i Noreg har eksistert i over 50 år, har somme felt allereie blitt avvikla. Mange av dei andre installasjonane nærmar seg slutten av levetida si i laupet av dei næraste åra. I samband med

¹ Norsk petroleum, *Avslutning og disponering*

² OGUK, *Decommissioning Insight 2019*, s.37

³ Oljedirektoratet, *Sokkelåret 2019*

⁴ Norsk petroleum, *Grunnleggande forvaltningsprinsipp*

⁵ Regjeringen.no, *Norsk oljehistorie på 5 minutter*

⁶ Oljedirektoratet, faktasider om «Innretning»

denne føreståande avviklinga, aktualiserast behovet for forsvarleg fjerning av innretningane på sokkelen. Når kostnadane til fjerning skal dekkast, kan subsidiæransvaret etter petroleumslova § 5-3 (3) også aktualisere seg.

I korte trekk inneber føresegna at tidlegare eigar av ein lisenspart kan bli sitjande med disponeringskostnadane for installasjonar og felt dei ikkje lenger har eigarskap i. Ein slik risiko ynskjer avhendar naturlegvis å frigjere seg frå. Innføringa av føresegna har difor ført til at avhendar av lisensparten ofte stiller krav om at kjøpar stiller garantiar som kan dekke subsidiæransvaret som potensielt kan utløysast. Eit spørsmål som då reiser seg er kor langt det subsidiære ansvaret etter § 5-3 (3) strekk seg – kva kostnadar vert femna om av føresegna. Kor langt føresegna rekk vil igjen speglast av i garantisummane som vert kravd. Med store summar i omlaup er det av tyding korleis subsidiæransvaret og garantiane knytt til dette vert handsama i skattesamanhang, og om introduksjonen av føresegna kan ha ført til utilsikta konsekvensar.

Med dette som bakteppe er problemstillinga for avhandlinga kor vidt subsidiæransvaret etter petroleumslova § 5-3 (3) er ei føremålstenleg føresegn, eller om det kan tenkjast alternative løysingar som gagnar dei involverte aktørane betre. For å vurdere dette er det naudsynt å kartlegge føresegna sitt innhald og kor langt føresegna strekk seg. Med over ti år tilbakelagt sidan innføringa av ansvaret, ligg det føre eit godt grunnlag for å ta stilling til kva konsekvensar føresegna har medført i praksis.

1.3 Vidare framstilling

I utarbeidinga av norske rettsreglar om gjennomføring av forsvarleg disponering av innretningar på norsk sokkel, har ein i stor utstrekning kvilt seg på internasjonale kjelder. Somme av desse kjeldene er folkerettsleg bindande for Noreg. Å plassere innføringa av subsidiæransvaret i ein internasjonal kontekst er såleis føremålstenleg. I kapittel 2 vert det difor gitt ein kort oversikt over internasjonale kjelder som har påverka norsk rett på området, før subsidiæransvaret vert behandla nærare i kapittel 3 - slik det er utforma etter norsk rett.

Kapittel 3 tek innleiingsvis føre seg føremålet med regelendringa og den kontekstuelle ramma føresegna må lesast utifrå. Kva subsidiæransvaret omfattar og når det aktualiserast vil dernest bli vurdert. Deriblant kva innretningar som vert omfatta av ansvaret, samt kva som gjeld for utvinningsløyve som er seld fleire gonger. Krav til sokkelaktørane samanheldt med eventuelle

skrankar på myndigheitene si hand for kva aktørar som i det heile kan kjøpe seg inn i utvinningsløyve, vil belysast i avsnitt 3.7 og 3.8. Avslutningsvis i kapittel 3 gjerast det greie for korleis det subsidiære ansvaret vert handtert i skattesamanheng.

Med utgangspunkt i utgreiinga om føresegna sitt innhald i kapittel 3, vert konsekvensar av implementeringa av petroleumslova § 5-3 (3) vurdert i del 2. Praxis syner at subsidiæransvaret bidreg til utstrekt bruk av garantiar. Korleis garantiar vert brukt som sikkerheitsstilling både overfor stat og rettshavarar - og tilhøyrande skattemessige verknadar av denne praksisen - vert skildra i høvesvis kapittel 4 og 5. Kor vidt inneverande ordning kring subsidiæransvaret er ei god løysing, eller om det kan tenkjast alternative løysingar som gagnar dei involverte aktørane betre, vil presenterast i kapittel 6 under Del 3. Avsluttande kommentarar følgjer så i kapittel 7.

2 Internasjonal kontekst og bakgrunn for petroleumslova § 5-3 (3)

FN sin havrettskonvensjon (UNCLOS) slår i art. 56 fast den enskilte staten sin suverene rett til bruk av ressursane som måtte vere innanfor den økonomiske sona. For installasjonar som vert tekne i bruk i forbindelse med utnytting av slike ressursar, gjev art. 60 (3) at desse må fjernast når bruken tek slutt. Retningslinjene frå International Maritime Organization (IMO) vil ofte kome inn som supplement til UNCLOS, då IMO er «competent international organization», jf. UNCLOS art. 60. Desse retningslinjene gjev meir presise haldepunkt for gjennomføring av fjerning enn UNCLOS. IMO-retningslinjene er ikkje folkerettsleg bindande, men blir i praksis likevel følgd av traktatstatane til UNCLOS i sin heilskap.⁷

I tråd med UNCLOS er Noreg part i Oslo-Paris-konvensjonen (OSPAR), som nærare går inn på korleis medlemslanda skal sikre sitt marine miljø mot forureining og aktivitetar som kan øydeleggje marine økosystem. Offshoreinstallasjonar som ikkje lenger er i bruk på sokkelen, pliktar Noreg å fjerne i medhald av OSPAR art. 5⁸, med mindre det ligg føre unntak. Korleis det folkerettslege sikringsansvaret som følgjer av UNCLOS og OSPAR vert gjennomført for Noreg sitt vedkommande, følgjer i stor grad av petroleumslova (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsverksemd, heretter petrl.) og tilhøyrande petroleumsforskrift.⁹

I petrl. § 1-1 følgjer utgangspunktet om at staten har einerett til å drive petroleumsverksemd. På den norske sokkelen vert likevel verksemda driven i eit samspel mellom myndigheiter og næringsliv. Myndighetene utformar regulering for sektoren, medan oljeselskap og andre aktørar står for den operasjonelle aktiviteten som leiting, utbygging og drift. Grunna eineretten staten har til petroleumsressursane krev denne rollefordelinga at dei kommersielle aktørane har fått konsesjon etter petrl. § 3-3 jf. § 1-3 til å drive med petroleumsverksemd. Selskap som får konsesjon vert sokalla «rettighetshavere» jf. petrl. § 1-6 j.

I det ein rettshavar sitt utvinningsløyve frå Olje- og energidepartementet (OED) er i ferd med å gå ut, eller bruken av innretninga til rettshavarane tek slutt, følgjer det av petrl. § 5-1 at rettshavar må legge fram avslutningsplan for OED. Departementet vil dernest fatte vedtak om disponering i medhald av § 5-3 (1). Innhaldet i eit norsk disponeringsvedtak byggjer på ovanfor nemnde internasjonale kjelder. Særleg IMO sine retningslinjer og OSPAR gjev såleis rammeverket for kompetansen OED har til å stille krav kring disponeringstiltak. Aktivitetar

⁷ Hammer (2009) s.455

⁸ OSPAR Annex III om «Main principle on abandonment of installations»

⁹ FOR-1997-06-27-653

som rettshavarane må syte for blir gjennomført ved avslutninga kan til dømes innebere plugging av utvinningsbrønner, fjerning av dekkсанlegg, plattformunderstell og undervassutstyr, samt utbetnings- og oppryddingsarbeid på sjøbotnen, og avslutningsvis eventuell gjenvinning og sluttdisponering på land.¹⁰ Desse aktivitetane krev eit breitt spekter av tiltak, der kostnadane som utgangspunkt skal berast av rettshavarane.

Dette utgangspunktet følgde direkte av petroleumslova slik den var utforma før 2009. Etter vedtak frå OED om disponering, skulle rettshavarane på sokkelen gjennomføre disponering av dei innretningar selskapa sjølv var ansvarleg for. Rettshavarar med tilknytning til same innretningar vart solidarisk ansvarlege for kostnadane knytt til disponeringa av desse. I 2009 vart dette ansvaret utvida, då det som no er petrl. § 5-3 (3) vart innført. I tillegg til utgangspunktet som gjeldt frå før, fekk tidlegare rettshavarar eit subsidiært ansvar for disponeringskostnadane etter denne lovendringa.¹¹ Sjølv om eit selskap ikkje lenger sit med eigarskap til ei innretning, vil selskapet kunne haldast ansvarleg dersom inneverande eigar som er prinsipielt ansvarleg ikkje dekker si betalingsplikt. Ei slik føresegn var ynskja av både selskap og myndigheiter for å redusere kostnadsrisikoen ein eksponerte seg mot.

Tidlegare eigarar ynskjer på si side naturlegvis ikkje å verte sitjande med disponeringsansvaret og kostnadane for installasjonar og felt dei ikkje lenger har eigarskap i. Lovendringa har difor medført utstrekt bruk av garantiar frå overtakande selskap til avhendar, for å sikre at avhendar ikkje skal bli sitjande med kostnadane disponering inneber.

Samstundes er det ikkje slik at handlingsrommet i ein disponeringsprosess er fastsett til at ein anten må gjennomføre full opprydding, eller at ein alltid kan late delar av innretningar bli verande. Kva disponeringsløyising som skal brukast må vurderast konkret når petroleumsverksemd som definert i petrl. § 1-6 c er i ferd med å ta slutt. Då må rettshavarane legge fram ein avslutningsplan for OED, som etter petrl. § 5-1 skal innehalde ein disponeringsdel og ei konsekvensutgreiing, jf. pf. § 43, smh. §§ 44 og 45.

Å estimere disponeringskostnadar for ein installasjon ved avhending av eigardel, gjerne mange år før disponering er aktuelt, vert såleis ein vanskeleg eksersis. Når det i tillegg syner seg at installasjonar som var førespegla å stenge ned om få år får forlenga levetid, vert det desto meir utfordrande å kalkulere ein riktig noverdi for disponeringskostnadane. I parallell med dette vil det også vere ein risiko for nye krav og reglar om opprydding og fjerning i takt

¹⁰ Dr. techn. Olav Olsen (2018), punkt 3.3

¹¹ Jf. Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 1

med auka fokus på klimaavtrykk og forureining. Sett i samanheng er det difor knytt stor
uvisse til kor stort kostnadsspennet ved ulike disponeringsalternativ vert, men at det er tale om
monalege summar er utvilsamt - garantiane vert tilsvarande monalege.

3 Rettslege rammer for det subsidiære økonomiske ansvaret

3.1 Introduksjon

Premissen for at det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3 (3) skal gjere seg gjeldande er at det ligg føre ei avhending av utvinningsløyve eller del av løyve i samsvar med petrl. § 10-12 (1) jf. § 5-3 (3) 1. pkt. Føresegna føreset samtykke frå OED for at avhending skal kunne finne stad. Først etter at samtykke til avhending ligg føre og avhendinga er ein realitet, kan det subsidiære ansvaret etter § 5-3 (3) gjere seg gjeldande. Føresegna gjev opphav til fleire vurderingstema som må takast stilling til.

3.2 Føremålet med regelendringa

Dersom eit selskap avhenda ein deltakarpart i utvinningsløyve før lovendringa i 2009, innebar dette at selskapet vart friteken ansvaret for disponering. Samtykket til avhendinga frå staten kunne òg sjåast som eit samtykke til debitorskifte med omsyn til disponeringsansvaret, med den verknaden at gammal debitor vart frigjort sitt ansvar.¹² Føremålet med lovendringa var meint å endre dette. Slik kunne ein betre sikre tilgjengelege midlar til disponering, samt fjerne uvisse og hindre at andre rettshavarar måtte betale meir enn sin part tilseier, jf. også Samarbeidsavtalen art. 7.1.¹³ Lovendringa opna for at medrettshavarane kan halde seg til fleire potensielle skuldnarar, der ein tidlegare berre kunne halde seg til ein – den inneverande eigaren av eigardelen. Ei slik løysing var særleg gunstig for staten, då risikoen staten var eksponert for ved eventuelle misleghald blant sokkelaktørane vart redusert.

At ein tidlegare eigar som har nyttiggjort seg av innretningar vert ståande som subsidiært ansvarleg for disponeringskostnadane, kan dessutan hevdast å vere rimeleg. Det er deltakarane som har opparbeidd seg monalege inntekter på petroleumsvirksemd som også bør bere kostnadane dertil. Samstundes må myndigheitene balansere føremonen for staten med subsidiæransvaret, opp mot eit ynskje om å gje insentiv til framtidige investeringar. Eit subsidiært ansvar kan gjennom auka transaksjonskostnadar bidra til å svekke omsetnadsflyten

¹² Sml. ålment obligasjonsrettsleg prinsipp om at ny plikttakar frigjer den tidlegare plikttakaren, sjå eksempelvis HR-2008-1136-A avsn. 27, men òg her finst det unntak.

¹³ Samarbeidsavtalen er ein avtale mellom rettshavarane i eit utvinningsløyve om samarbeidet mellom dei, der avtalen sitt innhald vert fastsett av OED.

i marknaden og binde opp likvider hjå selskapa. Likvider som elles kunne blitt nytta til auka investeringar og utvinning, som i neste omgang kunne bidrege til auka proveny for staten.

3.3 Kontekstuell ramme for føresegna

Petroleumslova har inga føremålsføresegn. Overordna føremål kan likevel seiast å kome til uttrykk gjennom § 1-2 (2) som seier at petroleumsressursane skal «forvaltes i et langsiktig perspektiv» og kome «hele det norske samfunn til gode» gjennom å «sikre velferd, sysselsetting, og et bedre miljø og å styrke norsk næringsliv og industriell utvikling samtidig som det tas nødvendige hensyn til distriktpolitiske interesser og annen virksomhet». I § 4-1 om forsvarleg utvinning syner omsynet til å utnytte og produsere mest mogleg petroleum i ein petroleumsførekomst seg. Desse føremål og omsyn som §§ 1-2 og 4-1 uttrykker, gjev ei kontekstuell ramme som departementet må ta i betraktning når det vert gjort samtykkevurderingar etter § 10-12. Tilsvarande må òg § 5-3 (3) sjåast i samanheng med desse reglane.

Gjennom dei første tiåra med oljeverksemd på norsk sokkel var aktørbiletet nemleg hovudsakleg dominert av store og finansielt sterke oljeselskap. Med fleire moglege felt på sokkelen ynskja myndigheitene at nye aktørar med spesialkompetanse på å utvinne petroleum frå slike felt skulle få kome til.¹⁴ Slik ville ein kunne halde fram med samfunnsøkonomisk lønsam petroleumproduksjon, slik som petrl. §§ 1-2 og 4-1 tek til orde for.¹⁵ Ei rekkje mindre selskap med varierende finansiell styrke etablerte seg, samstundes som vedtak om disponering og tilhøyrande gjennomføringskostnadar nærma seg. Med fleire små selskap involvert i ansvaret for desse kostnadane, såg ein risikoen for at rettshavarar ikkje naudsynlegvis ville vere i stand til å innfri sine betalingsplikter.

Innføringa av § 5-3 (3) kan såleis sjåast som ein ekstra sikkerheit for myndigheitene om at disponeringskostnadane til innretningar vil bli dekt, sjølv om OED gjev samtykke til avhendingar til finansielt mindre sterke selskap. Slik kunne ein opne for fleire kompetente selskap som kunne bidra til å utvinne meir petroleumsressursar til gode for det norske samfunn. Dette tyder likevel ikkje at departementet gjennom sine samtykkevurderingar etter petrl. § 10-12, kan sleppe gjennom alt av søknadar om løyveavhendingar. Ynskjer eit tynt

¹⁴ Meld. St. 12 (2017–2018) punkt 3.2

¹⁵ Sjø Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 5

kapitalisert selskap å auke porteføljen sin av utvinningsløyve på sokkelen gjennom oppkjøp av andre sine løyver, kan ikkje departementet kvile seg på den sikkerheita subsidiæransvaret gjev og gi samtykke til avhending utan vidare. I avsnitt 3.7 vert det greia ut nærare om dette og krav til finansiell styrke hjå sokkelaktørane.

3.4 Kva omfattar ansvaret?

I vurderinga av kva det subsidiære ansvaret omfattar, må ein vite kva som er skjeringsstidspunktet for når ansvaret trer i kraft og kor stor del ein kan bli ansvarleg for. Ansvar er avgrensa til å vere økonomisk og proratarisk – det skal bereknast utifrå størrelsen på det avhenda utvinningsløyvet, jf. § 5-3 (3) 3. pkt. Skulle ein og same deltakar ha kjøpt løyver frå fleire rettshavarar, kan kvar av desse avhendarane berre haldast ansvarleg for den del av disponeringskostnadane som skriv seg frå vedkommande sin eigardel i løyvet ved avhendinga (sjå kapittel 3.8).

Førearbeida utmeislar vidare at solidaransvar som har oppstått seinare, i tråd med samarbeidsavtalen, ikkje vert omfatta.¹⁶ Seljar kan ikkje haldast ansvarleg for kostnadar som kjem til etter «overdragelsestidspunktet», ettersom seljar ikkje lenger vil vere part i samarbeidsavtalen etter avhendinga og difor ikkje ha moglegheit til å innverke på avgjersler som kan gje auka kostnadar. Vidare hefting for solidaransvaret ville i tillegg medført komplikasjonar og fordyring av garantistillingar som allereie følgjer av føresegna. Denne løysinga er såleis rimeleg, då motsett tilfelle ville skape dårleg rettsvisse og usikkerheit, dersom ein måtte stått økonomisk ansvarleg for kostnadar ein ikkje har påverknadskraft over. Frå «overdragelsestidspunktet» er det nemleg kjøparen som ny rettshavar som vert bunden til samarbeidsavtalen, jf. art. 23.1.

Ei slik forståing harmonerer med 5-3 (3) 5. pkt, som seier at avhendar ikkje svarar for innretningar som vert plassert på feltet etter at avhendinga har funne stad. Ansvar er tvert imot avgrensa til innretningar som eksisterte på avhendingstidspunktet. Spørsmålet vert då kva som meinast med innretningar som eksisterte på avhendingstidspunktet.

¹⁶ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 12

3.4.1 Særleg om innretningar og etterfølgjande utvikling etter avhendinga

Innretning er i petrl. § 1-6 d) definert som installasjon, anlegg og anna utstyr for petroleumsværksemd. Røyrleidning og kabel er også omfatta av «innretning» når ikkje anna er bestemt, jf. 2. pkt. Førearbeida gjev at ansvaret knyt seg til innretningar slik den eller dei var på avhendingstidspunktet og er uavhengig av ein seinare utvikling av desse.¹⁷ Viss dette ikkje hadde vore tilfellet kunne ein fått situasjonar der seinare utførte modifikasjonar på innretningar, som i sin tur kan medføre fordyrande disponeringskostnadar, hadde hamna under avhendar sitt ansvar fordi innretninga også «eksisterte» ved avhendinga. Ei slik forståing ville hatt ein uheldig effekt på ansvarsomfanget ettersom avhendar vil ha vanskeleg for å førespegle etterfølgjande utvikling etter vedkommande har selt seg ut av utvinningsløyvet, jf. drøftinga over. Årsaka til førearbeida si tydeleggjering er såleis omsynet til rettsvise, og at det subsidiære ansvaret ikkje skal kunne auke som følgje av ei utvikling i utvinningsløyvet som tidlegare rettshavar ikkje kan påverke. Difor er det ei øvre grense for ansvarsomfanget som utgjer den ansvarlege sin del av disponeringskostnadane, slik dei ville vere kalkulert å vere for innretninga på avhendingstidspunktet.¹⁸

3.4.2 Innretningar som «eksisterte på overdragelsestidspunktet»

Ettersom det subsidiære ansvaret er avgrensa til kostnadar knytt til innretningar som «eksisterte på overdragelsestidspunktet», vert spørsmålet om når ein innretning kan seiast å «eksistere» sentralt. Ordlyden kan tale for at innretningane må vere ferdigproduert i det avhending finn stad. Ordlyden gjev ikkje haldepunkt for å seie noko om kvar innretninga må vere på tidspunktet for avhending. Dette kan i seg sjølv tyde på at plasseringa er underordna – avgjerande er at innretninga er fysisk klår til bruk. Alternativt kan ein tolke ordlyden som at innretninga må vere installert på feltet allereie, for at den skal bli femna om av føresegna.

Grunna at ordlyden ikkje gav ei klår forståing, kom petroleumsforskrifta § 45a med ei presisering av kva som meinast med ordlyden «innretningar, herunder brønner, som eksisterte» i petrl. § 5-3 (3). Innretningane må ha eksistert fysisk på avhendingstidspunktet og vere plassert på «bestemmelsesstedet». Ansvaret omfattar dessutan innretningar som er

¹⁷ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 12

¹⁸ Ibid ss. 12 og 13

påbyrja, og som er «under plassering» innanfor området for utvinningsløyvet, jf. siste setning. Forskrifta bidreg til at ein enkelt kan skilje mellom innretningar som er plassert på sitt «bestemmelsessted» ved at dei klårt blir femna om av føresegna, medan innretningar som er prosjektert, men der bygging enno ikkje påbyrja, klårt fell utanfor.

Innanfor dette spennet vil det vere rom for meir tvilsame tilfelle. Det kan til dømes dreie seg om innretningar som er påbyrja i ulike delar som skal setjast saman på «bestemmelsesstedet», eller innretningar som er under transport. Ein kan då spørje om det er nok for at installasjonen skal seiast å vere «under plassering» jf. (1) siste pkt., at ein påbyrja del av installasjonen er innanfor området for «bestemmelsesstedet». Kva som utgjer «bestemmelsesstedet» vil vere konkretisert i utvinningsløyvet til rettshavaren og difor etterprovbart.

Alternativt kan «under plassering» tolkast som at monteringsarbeidet på staden må vere iverksett, slik at rein frakt av installasjonsdelar ut til staden ikkje kan forståast som «under plassering». Viss det krevst nærare analysar eller meirarbeid før installasjonen kan monterast ferdig, vert spørsmålet om innretninga likevel kan seiast å vere «under plassering». Er det tale om å leggje nye røyr der det må gjerast ytterlegare gravearbeid før ein får kopla røynet på infrastrukturen, så kan dette sjåast som ein naudsynt del av det totale monteringsarbeidet. Ei slik forståing taler for at også førearbeid før den reint fysiske plasseringa vert gjennomført medfører at røynet er «under plassering» - så lenge førearbeidet har teke til på avhendingstidspunktet.

Kva som meinast med «under plassering» kan slik tenkjast å forståast ulikt av ulike partar, samstundes som det kan syne seg å verte av stor tyding for omfanget av disponeringsansvaret. Ved inngåing av ein avhendingsavtale er dette eit spørsmål partane bør avklare, også i lys av kva garanti avhendar vil krevje av kjøpar. Etersom avhendingsavtalen er ein avtale mellom avhendar og kjøpar og subsidiæransvaret vil gjerast gjeldande av medrettshavarar av kjøpar overfor seljar, så vil ikkje forståinga kjøpar og seljar har lagt til grunn utan vidare kunne legkast til grunn overfor medrettshavarane. Desse vert tredjepartar til avhendingsavtalen, som difor ikkje kan gjerast gjeldande direkte overfor dei. Aktualiserast subsidiæransvaret kan det ende i tvist om kva innretningar som «eksisterte», dersom medrettshavarane har lagt ei anna forståing til grunn enn kva som var tilfellet mellom kjøpar og avhendar. For å sikre omfanget av det subsidiære ansvaret vil det difor vere eit poeng for avhendar å gjere grundige vurderingar i forbindelse med avhending for å sikre at vedkommande ikkje vert stilt ansvarleg for fleire innretningar enn vedkommande part sjølv tok høgde for i avhendingsavtala, og eventuelt stilte garantikrav om overfor kjøpar.

3.4.3 Nærare om «overdragelsestidspunktet»

I 5-3 (3) siste setning heiter det at det er dei økonomiske kostnadane på «overdragelsestidspunktet» ansvaret avgrensar seg til. Ordlyden kan tale for at det er tidspunktet avhendingsavtala regulerer som «effective date» som skal gjelde, alternativt tidspunktet avtala vart inngått mellom partane. Sett i samanheng med petrl. § 10-12 som gjev premisen om departementssamtykke for at avhending kan finne stad, kunne ein annleis innfortolke samtykketidspunktet som tida ansvaret tek til.¹⁹ Dette ville gitt eit tidspunkt som kan etterprøvast både for mynder og andre aktørar som ikkje er part i avhendingsavtalen. Samstundes verkar det kunstig at departementet skal kunne avgjere når ein avtale mellom to kompetente partar får bindande verknad. Etter fråsegner frå OLF om ulike tolkingsalternativ, vart det nærare innhaldet i «overdragelsestidspunktet» presisert i petroleumsforskrifta.²⁰

I petroleumsforskrifta går det fram av § 45a (2) at «overdragelsestidspunktet» syner til dagen avhendinga «er registrert» etter forskrift 19.juni 1997 nr. 618 om petroleumsregisteret § 4-2 (2). Årsaksgjevinga bak presiseringa var at OED ynskja å sikre rettsvisse og notoritet, både overfor andre rettshavarar, men òg overfor myndene. Slik motverka ein uvisse kring når skjeringstidspunktet for avhending har funne stad og reduserte moglegheita for tvistar, ettersom registreringa medfører eit konkret tidspunkt som kan etterprøvast. Dermed fekk ein klargjort for partane når skjeringstidspunktet er for når det subsidiære ansvaret kjem i kraft.²¹

3.5 Når aktualiserast det subsidiære disponeringsansvaret?

Så langt er det avklara at ein tidlegare rettshavar kan bli heldt ansvarleg når den rettshavar som kjøpte førstnemnde sin part ikkje betalar sin del av kostnadane ved gjennomføring av disponeringsvedtak. Spørsmålet vert då når ansvaret trer i kraft, slik at medrettshavarar eller staten kan rette seg mot tidlegare eigar for å få dekning for disponeringskostnadane.

Føresegna tek ikkje føre seg dette tidspunktet. Ettersom det er tale om eit subsidiæransvar kan ein etter ei naturleg forståing innfortolke at ansvaret ikkje kan gjerast gjeldande før den

¹⁹ OED (2011), høringsnotat, punkt 2.2

²⁰ Ibid

²¹ Ibid

prinsipalt ansvarlege misheld sine betalingsplikter. Dette følgjer òg utifrå ordlyden i 2. pkt., som seier at ansvaret trer i kraft der disponeringsutgiftene «ikke dekkes av rettighetshaver eller annen ansvarlig». Førearbeida syner til samarbeidsavtalen og at dei attverande rettshavarane må uttømme dei moglegheiter avtalen gjev, før ansvaret kan gjerast gjeldande.²² Kva som meir spesifikt skulle til for å utløyse ansvaret gav ikkje lovgivar klare signal om, sjølv om avklaring vart etterspurt i samband med høyringsrunden til petroleumslovedringa av 2009.²³

Klågjeringa kom i 2012 då petroleumsforskrifta vart endra og § 45a kom til. Av § 45a (3) heiter det at ansvaret trer i kraft når ein rettshavar etter «påkrav» har mislegheldt betalingsplikta si for disponeringskostnadane og «avtalen mellom partene» i løyvet ikkje gjev moglegheit for dekning av kravet. Når eit selskap har misheldt betalingsplikta følgjer av siste setning. Her heiter det at rettshavar og avhendande selskap vert rekna for å ha misheldt sin plikt viss dei ikkje har dekkja ansvaret sitt «senest innen tre måneder etter at påkrav er mottatt».

Dermed må to krav vere oppfylt for at subsidiæransvaret trer i kraft: innskotsplikta for den mishaldande parten må reint faktisk vere misheldt, og dessutan må det vere klart at samarbeidsavtalens²⁴ moglegheiter for innkalling av midlar er uttømt, jf. avtalens art. 9 om mishald. Kva som nærare ligg i dette må vurderast utifrå ei tolking av samarbeidsavtalen, samanheldt med ei tolking av kva som må forståast med påkrav.

3.5.1 Tolking av samarbeidsavtalen

Etter samarbeidsavtalen art. 9.1 kan dei andre rettshavarane forskottere for det beløp den mishaldande part ikkje betaler, i samsvar med deira deltakarpartar. Denne forskotteringa kan dekkast ved at dei andre deltakarane overtek den mishaldande part sin del av petroleumsproduksjonen, og føretek avrekning utifrå gjeldande normpris. Ein anna moglegheit er at rettshavarane på bestemte vilkår kan krevje at kjøpar avhender sin deltakardel til dei, som dekning for kravet sitt, jf. art. 9.3. Dersom all verksemd på feltet skal avsluttast fordi feltet er tomt og det dermed ikkje vert generert inntekter lenger, vil begge

²² Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

²³ Ibid s.9

²⁴ Sjå «vedlegg A» i Samarbeidsavtalen

desse løysingane vere utan nytte for dei andre rettshavarane. Spørsmålet er om dette inneber at samarbeidsavtalens moglegheiter er uttømt utan vidare.

Ei alternativ forståing er at kravet til at samarbeidsavtalen skal vere uttømt syner til sjølve betalingsplikta og ikkje til tilgangen til å avhende løyvet. Samarbeidsavtalen sitt avsnitt om tvisteløysing, art. 29, eller avtalen elles, regulerer ikkje spørsmålet om kva som skal til for at avtalens moglegheiter er uttømt. Om det oppstår tvist seier likevel art. 29.1 at utgangspunktet for tvisteløysing er skiltsdom, med mindre partane er samde om bruk av ordinær domstol. Eit spørsmål vert då om det er eit vilkår for at samarbeidsavtalens moglegheiter er uttømt at skiltsdomstilgangen må vere utnytta. Dersom den misleghaldande rettshavaren er søkegod, vil skiltsdomen gi eit mogleg tvangsgrunnlag slik at betalingskravet kan tvangshandhevast.

Denne forståinga av korleis avtalen skal handhevast kviler på bakgrunnsretten sitt utgangspunkt om *beneficium ordinis*.²⁵ Sjølv om kreditor har fleire debitorar å krevje oppfylling frå, må kreditor først søke å inndrive sitt krav hjå hovudskuldnaren, inneverande rettshavar, der debitor har *beneficium ordinis*. Med andre ord: eit simpelt kausjonsansvar der kausjonisten først kan krevjast når kreditor har uttømt alle moglege dekningsmoglegheiter overfor hovuddebitor. Samstundes er det ikkje uvanleg at partane avtalar at eit prinsipalt ansvar skal gjelde, det vil seie at kausjonisten mistar sitt «*beneficium*», altså ein sjølvskuldnarkausjon. Viss ein slik avtale ikkje ligg føre, og medrettshavarane må ta rettslege skritt gjennom skiltsdom eller domstolane for å slå fast kor vidt misleghaldande rettshavar er søkegod, vil prosessen for medrettshavarane med å inndrive kravet bli meir krevjande.

Ordlyden «avtalen mellom partene [...] frå gir muligheter for dekning av kravet» gjev såleis ikkje ei eintydig forståing. Utan eit klårt rettskjeldebilete er det dermed ikkje opplagt kor vidt rettslege skritt krevst eller ikkje for at samarbeidsavtalens moglegheiter skal vere uttømt.

3.5.2 Kva meinast med påkrav?

Føreset at samarbeidsavtalens moglegheiter for innkalling av midlar er uttømt, er det avgjerande for om subsidiæransvaret kjem i kraft om kjøpar av lisensparten ikkje innan tre månadar etter påkrav har betalt sin del av disponeringskostnadane, jf. pf. § 45a (3).

²⁵ Sjø NOU 1994: 19 s. 246

For å fastslå ansvarstidspunktet må ein då avklare kva som meinast med «påkrav». Ordlyden tilseier at det må ligge føre eit varsel til skuldnaren om å betale kravet kreditor har på vedkommande. Sett i medhald av samarbeidsavtalen art. 9.2 verkar det å vere klårt at med påkrav meinast betalingsoppmoding frå operatøren – det vil seie at det ikkje er tale om cash call. I det ein kan konstatere at rettshavaren ikkje har gjennomført innskotsplikta si innan tre månadar etter vedkommande fekk oppmoding om det frå operatøren, er det tale om eit misleghald. Antesipert mishald er såleis utelukka for at ansvaret skal vere tredd i kraft.

Denne forståinga gjev at ansvaret trer i kraft med ein gong det er tale om eit mishald. Altså det krevst ikkje prov på at kjøpar ikkje er i stand til å dekke betalingsplikta eller tilsvarande. Ei slik forståing tilseier at det dreiar seg om eit sjølvskuldnaransvar, som inneber at kreditor kan snu seg mot tidlegare rettshavarar med ein gong forsøk på å få betaling hjå den misleghaldande parten ikkje fører fram. Ein seier gjerne at sjølvskuldnarkausjonisten er ansvarleg både for debitor sin betalingsevne og betalingsvilje, medan den simple kausjonisten berre er ansvarleg for debitor si betalingsevne.²⁶ Så lenge samarbeidsavtalen ikkje gjev moglegheit for dekning for medrettshavarane kan dei altså snu seg mot avhendar som den ansvarlege part for disponeringskostnadane til kjøpar. Føresetnaden er at det har gått tre månadar sidan kjøpar fekk betalingsoppmoding frå operatøren, jf. pf. § 45a (3) siste setning.

3.6 Korleis vert ansvaret påverka ved fleire avhendingar av same eigardel?

Det er ikkje upraktisk å vente seg at same eigardel i eit utvinningsløyve kan bli selt fleire gonger – anten heile eigardelen, eller delar av den. Petroleumslova 5-3 (3) gjev eit økonomisk ansvar som gjeld for tidlegare rettshavarar. Ved avhendingar i fleire ledd vil ein få fleire av desse, og kjeda av rettshavarar som har vore eigar av same utvinningsløyve kan bli lang.

Ein kan tenkje seg at selskap A har selt heile eigardelen sin i eit utvinningsløyve til B, som igjen sel denne vidare til C osv. (sjå Figur 1). Både A og B, og eventuelt C ved eit vidaresal, vil då utgjere tidlegare rettshavarar. I slike høve følgjer det direkte av føresegnas 4. pkt. at den avhendande rettshavar sitt ansvar likevel «består ved senere overdragelser», men krav må rettast mot siste avhendar i rekkja. For disponeringskostnadar til felt der det har vore fleire

²⁶ Ot.prp. nr.41 (1998–1999) s. 80

tidlegare rettshavarar, vil det difor vere fleire aktørar å rette seg mot for medrettshavarane til selskapet som mislegheld si betalingsplikt.

Medrettshavarane må altså først rette krav mot den som sist avhenda eigardelen, jf. petroleumsforskrifta § 45a (3) 2. pkt. Det vil seie at medrettshavarane først må gå etter rettshavar C, før ein kan rette påkrav mot tidlegare rettshavar B og eventuelt A, når den føregåande rettshavaren har misheldt betalingsplikta si i tre månadar etter påkrav, jf. § 45a (3) 3. pkt. Føresegna gjev at fristen for mishald er tre månadar for kvart salsledd. Dette inneber at medrettshavarane først kan rette krav mot A når det har gått tre månadar utan at tidlegare rettshavar B har innfridd betalingsplikta.



Figur 1: Skjematisk oversikt over partsforholda ved fleire avhendingar.

Førearbeida understrekar at same løysing vil gjelde for suksessive avhendingar der fleire tidlegare rettshavarar har avhenda sine eigardelar til ein kjøpar, som igjen har avhenda heile sin eigardel til ein ny kjøpar.²⁷ I eit slikt tilfelle kan medrettshavarane søkje dekning for kravet sitt parallelt hjå kvar av dei tidlegare rettshavarane, for vedkommande rettshavars respektive part. Ein kan altså sjå føre seg fleire rettshavarar, A og B, som har avhenda sine respektive delar til C, som igjen avhendar heile eigardelen sin til X. Dersom subsidiæransvaret då trer i kraft og medrettshavarane til X kan rette krav mot tidlegare rettshavar, så må dette kravet rettast mot C, før ein kan rette parallelle krav mot avhendar A og B for deira respektive part.

Skulle den eigardel ein avhendar, C, sel til kjøpar, X, vere mindre enn summen av dei eigardelar som tidlegare rettshavarar, A og B, i si tid avhenda til C, så kan det berre søkast

²⁷ Ot.prp.nr.48 (2008-2009) s.12

dekning parallelt hjå dei tidlegare rettshavarane for ein høvesvis part av den seinare avhenda eigardel frå C til X.²⁸

3.7 Eit økonomisk ansvar fordrar krav til finansiell styrke

Gjennom stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) framheva OED det som ynskjeleg at aktørane på norsk sokkel har «en finansiell styrke slik at de aktivt kan være pådrivere i utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel. Finansielle begrensinger kan medføre at enkelte rettighetshavere kan bli til hinder for en effektiv kartlegging og utnyttelse av petroleumsressursene i en utvinningstillatelse.»²⁹ Sett i samanheng med petrl. § 3-5 (3) sitt krav til «saklige og objektive kriterier» jf. pf. § 10 (1) som eksplisitt nemner «finansiell kapasitet», er det såleis ikkje utan vidare grønt lys for eit kompetent selskap å få tildelt utvinningsløyve på sokkelen, dersom den finansielle styrken er fråverande.

Hadde departementet stilt låge krav til nye aktørar sin finansielle styrke kunne regelen i § 5-3 (3) blitt uthola. Regelen er meint å ankre eit subsidiært ansvar. Opnar ein for finansielt svakare selskap på sokkelen kunne ein vente seg auka omfang av misleghald, og i realiteten kunne ansvaret fått karakter av å vere primært. Samstundes er det nærliggjande at marknadsaktørane hadde innretta seg deretter, dersom departementet hadde vore «slepphendt» med kva selskap som kan kjøpe opp løyver. Truleg med desto større krav til garantistilling og større vegring for å inngå avhendingsavtalar og samarbeidsavtaler³⁰ dersom departementet ikkje følgde opp skrankane som følgjer av ordlyden «saklige og objektive kriterier».

Eit anna spørsmål er om staten kan stillast ansvarleg overfor medrettshavarane i ein lisens for at eit urettmessig samtykke vert gitt. I praksis skal det nok mykje til for at OED utviser aktløyse som kan utløyse erstatningsansvar. Syner det seg at samtykke vert gitt til avhending til eit selskap som lite truleg er i stand til å møte sine betalingsplikter, kan det likevel tenkast at staten vert heldt ansvarleg overfor medrettshavarane. Då fordi eit slikt samtykke ikkje kan vere fundert på ei forsvarleg vurdering frå departementet si side.

Dette har ei side til forvaltningsmessige skrankar som myndemisbrukslæra. I utøvinga av sin kompetanse må OED i tillegg til lov og forskrift syte for å følgje opp eksempelvis forbodet

²⁸ Ibid

²⁹ S.43

³⁰ Avhendar gjer nærare vurderingar av kjøpar før inngåing av SPA, medan medrettshavarar ofte gjer det same i medhald av sokalla «Participant Agreements».

mot usakleg forskjellsbehandling. Innseiingar om myndemisbruk kan kome på spissen for OED ved spørsmål om kva aktørar ein ynskjer seg på sokkelen, og illustrerer viktigheita av å tydeleg følgje opp kravet til «saklige og objektive kriterier» på ein føreseieleg måte som kan etterprøvast for å unngå tvistar.

For å oppretthalde nivået av kommersiell aktivitet og sikre ressursforvaltningsmessige vinstar, må det difor i myndigheitsvurderinga av om samtykke til avhending skal gjevast, gjerast ei balansert vurdering. Fordelane ved å få inn ein ny part i utvinningsløyve må vegast opp mot den finansielle eksponeringa for misleghald av disponeringspliktar avhendinga kan medføre for stat og andre partsdeltakarar som kan bli råka. Nektast samtykke grunna manglande finansiell styrke, vil dette samsvare med lovkravet til saklegheit og objektivitet og regelføremålet. Så lenge nektinga er årsaksgjeven og på linje med dei krav som følgjer av tidlegare praksis, vil myndemisbrukslæra ikkje kome i spel.

At det må stillast krav til ein viss finansiell styrke for alle aktørane som inngår på sokkelen kan òg sjåast i samanheng med ordlyden i § 5-3 (3) 1. pkt. Det er på det reine at det er tale om eit reint økonomisk ansvar og ikkje eit gjennomføringsansvar for sjølve disponeringa, jf. ordlyden «økonomisk ansvarlig». Førearbeida forklarar denne løysinga med at det ikkje vil vere praktisk å pålegge ein tidlegare rettshavar gjennomføringsplikt, ettersom «tidligere rettighetshaver frå nødvendigvis har en relevant organisasjon».³¹

Det økonomiske ansvaret omfattar «kostnadene ved gjennomføringen av vedtak om disponering». Kva krav som må stillast til finansiell styrke av aktørane på sokkelen for å gi samtykke er det difor naudsynleg å vurdere utifrå kostnadsbiletet som kan aktualisere seg for selskapet. For aktørar som er tungt inne i fleire utvinningsløyve med omfattande installasjonar må ein stille strengare finansielle krav til enn selskap som vil råkast av monaleg lågare disponeringskostnadar – dersom ansvaret aktualiserer seg. For selskap som under alle omstende synast å ikkje skulle ha problem med eit slikt økonomisk ansvar, kunne ein stilt spørsmål om det i det heile er naudsynt å pålegge eit subsidiæransvar, eller om ein unntaksvis kunne gjeve dispensasjon, sjå avsnitt 6.5. I vurderinga av kva som utgjer tilfredsstillande finansiell styrke, er det i alle høve naudsynt å vite kva kostnadar det økonomiske ansvaret dekker.

³¹ Ot.prp nr.48 (2008-2009) s. 12

3.8 Eit økonomisk ansvar for kostnadane ved gjennomføring av disponeringsvedtak

I § 5-3 (1) 1. pkt. heiter det at OED skal «fatte vedtak om disponering». Av 3. pkt er det klart at departementet også kan fastsetje nærare vilkår i samband med vedtaket. Det økonomiske subsidiæransvaret som følgjer av 5-3 (3) rettar seg nettopp mot dei kostnadane som knytt seg til «gjennomføringen av vedtak om disponering», jf. (1) 1. pkt. Førearbeida avgrensar ansvaret oppetter til det proratariske ansvaret knytt til den avhenda lisensparten.³² Spørsmålet er kva kostnadar som meir konkret vert femna om av subsidiæransvaret, utifrå desse rettskjeldene.

3.8.1 Skiljet mellom ulike kostnadsgrupper og implikasjonen skiljet får for subsidiæransvaret

3.8.1.1 Skiljet mellom ulike kostnadsgrupper

Når det er tale om avvikling av felt vert uttrykk som avslutningskostnadar, fjerningskostnadar, nedstengingskostnadar og disponeringskostnadar brukt om kvarandre, utan at det vert tydeleggjort konkret kva kostnadar som fell inn under dei ulike omgrepa. I tidlegare lovgiving vil ein derimot sjå at det vart trekt opp ei grense mellom til dømes nedstengingskostnadar og fjerningskostnadar, eksempelvis i petroleumslova av 1985³³, samt i fjerningstilskotslova av 1986³⁴. I sistnemnte synte ein eksempelvis til «ligningen» om kva som utgjorde fjerningsutgifter, jf. lov 13. juni 1975 nr. 35 om petroleumsskatt (petrsktl.) § 3 g, og brukte dette som bindande grunnlag.³⁵ Begge lovene vart seinare oppheva, utan at det vart tydeleggjort kor vidt kostnadsskiljet skulle oppretthaldast.

Av førearbeida til petroleumsskattelova vart det trekt opp eit skilje mellom avslutningskostnadar og fjerningskostnadar.³⁶ Avslutningskostnadar inkluderer her nedstengingskostnadar, som åleine vart rekna til å vere noko over halvparten av summen fjerningskostnadane utgjer.³⁷ Fjerningskostnadar omfatta kostnadar knytt til fjerning eller

³² Ot.prp nr.48 (2008-2009) s. 12

³³ Lov-1985-03-22-11

³⁴ Lov-1986-04-25-11

³⁵ For å fastslå kva utgifter som ikkje gav ålmenn frådragsrett i sokkelinntekt, men heller gav grunnlag for å få fjerningstilskot frå staten.

³⁶ NOU 2000: 18, Skattlegging av petroleumsverksemd

³⁷ Ibid, punkt 6.6.2

resirkulering, og var underlagt fjerningstilskotslova.³⁸ At det som var definert som fjerningskostnadar er meint å falle innanfor det subsidiært økonomiske ansvarsområdet verkar såleis klart – særskilt i lys av årsaksgjevinga for innføringa av 5-3 (3) om at ein ynskja å hindre uvisse kring dekning av disponeringskostnadar.

Shell-dommen i Rt. 2004 s. 1921 syner òg eit skilje mellom nedstengingskostnadar og fjerningskostnadar. Dommen dreia seg om kva tidspunkt Shell kunne krevje frådrag i inntekt for kostnadar til nedstenging av oljefelt etter avslutta produksjon. I avsnitt 2 vert det uttala at *nedstengingsarbeid* blant anna består av «rengjøring av produksjonsutstyr, rørledningar og annet utstyr som har vært benyttet, plugging av brønner, gjennomføring av nødvendige inspeksjoner og vedlikehold av anlegget og montering av nødvendig utstyr for merking for navigasjon, fjerning av bunnfall og rengjøring av lagringstanker mv. Totalt sett er det tale om betydelige kostnader.» Siste setning tilseier at kostnadane nedstengingsarbeidet inneber er nedstengingskostnadar, og omfattar altså kostnadar knytt til eksempelvis plugging av brønner. Fråsegna til førstvoterande synast å samsvare med det som kjem fram av førearbeida til petroleumsskattelova.

Dommen kan tolkast som eit bidrag til å oppretthalde skiljet mellom nedstengings- og fjerningskostnadar, sjølv om eit tilsvarende skilje ikkje finnast i noverande petroleumslav av 1996. Førearbeida til § 5-3 tek ikkje føre seg problematikken, sjølv om dåverande OLF i 2009 etterspurde avklaring om kva kostnadar reint konkret vedtak om disponering inneber, blant anna om kor vidt plugging og abandonering av brønner er inkludert av eit slikt vedtak.³⁹

At lovgivar heldt seg taus om spørsmålet gjer at ein ikkje har autoritative kjelder for å seie spesifikt kva kostnadar subsidiæransvarsregelen femnar om. Då lovtekst og førearbeid samstundes ikkje gjev grunnlag for å utleie haldepunkt for om tausheita er utslag av ei medviten lovgivarvurdering eller ikkje, kan det reisast spørsmål om det er grunnlag for ei harmoniserande tolking basert på dei ovanfor nemnte rettskjeldene i medhald av omsynet til koherens i rettssystemet. Motsetnadsvis kan det tenkjast at lovgivar ikkje har vurdert det som føremålstenleg å detaljstyre kva kostnadar som skal femnast om av ansvaret, slik at kva kostnadar som fell innanfor ansvaret snarare må trekkast opp av aktørane sjølv gjennom etablert praksis.

³⁸ Ibid, punkt 3

³⁹ Høyingsfråsegn frå OLF til OED, 16.01.09, punkt 7.2.3

Samstundes dreiar det seg om eit relativt snevert rettsområde med ei relativt snever gruppe aktørar som rettskjeldene vil aktualisere seg for. Dette indikerer at det ikkje gjev meining med ulike forståingar av kostnadsgruppene i dei ulike rettskjeldene. Hadde lovgivar ynskja ei endra forståing frå det som gjeldt for den tidlegare petroleumslova, fjerningstilskotslova, samt det som vart lagt til grunn av Høgsterett i 2004 og i førearbeida til petroleumsskattelova, ville det vore nærliggande å vente seg ei eksplisitt klårgjering i forbindelse med lovarbeidet til petrl. § 5-3 (3).

Legg ein forståinga som følgjer av Shell-dommen og førearbeida til petroleumsskattelova til grunn, vil dette kunne bli problematisk overført til petrl. § 5-3. Så lenge nedstengingskostnadar er meint å inkludere plugging av brønnar, samstundes som det ikkje er openbert kor vidt nedstengingskostnadar vert rekna for å falle utanfor eller innanfor disponeringskostnadar, vil dette påverke omfanget til subsidiæransvaret i stor grad. Dersom nedstengingskostnadar fell utanom ansvaret vil forståinga vere i kontrast til kostnadsbiletet som vert rapportert for forventa disponeringskostnadar, der brønnsikring utgjer nesten halvparten av disponeringskostnadane på britisk sokkel.⁴⁰ Å vente seg om lag tilsvarende kostnadsfordeling på norsk sokkel er nærliggjande.⁴¹ Ettersom brønnsikring omfattar plugging, vil ekskludering av denne utgiftsposten difor kunne redusere det økonomiske disponeringsansvaret monaleg.

3.8.1.2 Implikasjonen av kostnadsskiljet på subsidiæransvaret

For subsidiæransvaret og tilhøyrande garantistillingar vil det gi store utslag kva kostnadar som vert femna om som disponeringskostnad, og kva kostnadar som fell utanfor. Som synt over vil ulike synspunkt kunne gjerast gjeldande for einskilde kostnadspostar av økonomisk tyding. Størrelsen på subsidiæransvaret kan difor ikkje kvile på kva kategori ulike kostnadar vert postert som.

I avgjersla av omfanget til subsidiæransvaret må ein då gå nærare i saumane på ordlyden og vurdere kva som omfattast av «kostnadene ved gjennomføring av vedtak om disponering» jf. 5-3 (3) jf. (1). Sjølv om det er rettshavarane i utvinningsløyvet som legg fram forslag til disponering av innretningar i avslutningsplanen, jf. § 5-1 (1), er ikkje OED bunden av

⁴⁰ Dr. techn. Olav Olsen (2018), tabell 5-5 og figur 5-1

⁴¹ Ibid s.25

forslaget. Dersom departementet skulle inkludere kostnader utover det som følger av avslutningsplanen for aktørane, kan det då bli spørsmål om rettshavarane kan nekte å vere subsidiært ansvarleg for desse. Det følgjer av §§ 5-3 (2)-(4) at rettshavarane er pliktsubjekt for disponeringsvedtaket, og det skal truleg mykje til før rettshavarane med rette kan setje seg i mot vedtaket frå departementet.

Derimot vert departementet sin kompetanse i utforminga av disponeringsvedtak stramma til av både myndemisbrukslæra og internasjonale kjelder som OSPAR og IMO, jf. kapittel 2. Myndene kan for eksempel ikkje pålegge rettshavarar ansvar for disponering av innretningar som vil auke kostnadane monaleg, viss IMO art. 2 tilseier at innretninga kan «remain on the sea-bed».

Tilsvarande må myndene i utferdinga av vedtak sikre likehandsaming. Kostnadane som knyter seg til gjennomføringa av disponeringsvedtaket kan ikkje variere mellom å eksempelvis stundom late plugging av brønner vere inkludert i somme vedtak og i somme vedtak ikkje. Kor vidt eksempelvis plugging av brønner som vert omtala som ein nedstengingskostnad òg skal omfattast av subsidiæransvaret, må då kvile på ei tolking av § 5-3 (3).

Innføringa av ansvaret medførte ein latent plikt for konsesjonærar til å stå økonomisk ansvarleg for disponeringskostnader – eit ansvar som kan aktualisere seg ved nedstenging av eit felt. Permanent plugging av brønner vil då vere noko av det første som vert sett i verk før nedstenging og fjerning av produksjonsinnretningane kan skje.⁴² For å gjennomføre eit disponeringsvedtak i det heile, er plugging av brønner såleis ein vesentleg del av prosessen. Ei naturleg forståing vil dermed vere at kostnader knytt til plugging av brønner er naudsynt for å gjennomføre «vedtak om disponering». Tolkninga medfører at plugging av brønner er femna om av subsidiæransvaret, uavhengig av om kostnaden vert postert som ein nedstengingskostnad eller fjerningskostnad.

Ei slik forståing står seg òg sett i samanheng med 5-3 (3) siste setning. Her heiter det at kostnadane som følgjer av gjennomføringa av disponeringsvedtaket vil vere avgrensa til «kostnader knyttet til innretningar, herunder brønner[...]». Ordlyden gjev for det første eit haldepunkt for at plugging av brønner er meint å bli femna om av subsidiæransvaret. For det andre tilseier ordlyden at kostnadane må stå i ein direkte forbindelse med innretningane. Kostnader som oppstår ved gjennomføringa av disponeringsvedtaket utan relasjon til

⁴² Dr. techn. Olav Olsen (2018), s.28

innretningane, vil slik ikkje inngå i subsidiæransvaret. Der det vert gitt totalkostnadsestimat for disponering og nedstenging,⁴³ kan ansvarlege rettshavarar i medhald av ordlyden syne til at kostnadar som oppstår ved gjennomføringa av vedtaket fell utanom det subsidiære ansvaret, dersom kostnadane ikkje har ei tilknytning til innretningane. Føresegna bidreg dermed til ytterlegare oppstramming av departementet sin kompetanse i utferdinga av disponeringsvedtaket. Ei slik forståing følgjer og av ei forvaltningsrettsleg tolking av føresegna. I utferdinga av disponeringsvedtak kan ikkje departementet pålegge rettshavarane å dekke kostnadar til andre tiltak enn det som er naudsynt og står i høve til nedstenginga av eit felt.

Samla vil det likevel for både staten og involverte rettshavarar vere eit poeng å ikkje utan vidare syne til overordna kostnadsgrupperingar for kva som skal omfattast av det økonomiske disponeringsansvaret. Ei klår forståing av kva kostnadar som konkret skal omfattast kan redusere risikoen for og omfanget av eventuelle tvistar, både mellom rettshavarar og departement, men òg rettshavarar i mellom.

3.8.2 Frådrag for skatteverdien av kostnadane

Dersom ein eller fleire rettshavarar ikkje dekker sin kostnadsdel og subsidiæransvaret aktualiserer seg, er ansvaret avgrensa til «etter frådrag for skatteverdien av kostnadene», jf. § 5-3 (3) 3.pkt. Utgangspunktet er at det er rettshavarane som betalar den fulle kostnaden relatert til disponering i første instans. Sidan disponering utgjer ein selskapskostnad kan selskapa frådragsføre desse frå botlinja si. Petroleumsskattlegginga byggjer på den ordinære selskapsskatten på 22 prosent⁴⁴, med ein særskatt på 56 prosent som kjem i tillegg, jf. petrsktl. § 5 (1), jf. Stortingets skattevedtak § 4-2. Gjennom skattefrådrag dekkjer difor staten indirekte 78 prosent av kostnadane knytt til avslutning og disponering av innretningar. I tillegg kjem staten sine direkte eigarskap i Petoro og Equinor, som medfører at staten må dekke ein enno høgare del av utgiftene. Sjølv om staten ikkje får nokon direkte rolle i finansieringa av disponeringsvedaket⁴⁵, vil det likevel vere sentralt for myndene å halde disponeringskostnadane på eit lågast mogleg nivå.

⁴³ Dr. techn. Olav Olsen (2018), tabell 5-6

⁴⁴ Jf. Statens skattevedtak § 3-3, sjå Prop. 1 LS (2019-2020)

⁴⁵ Ot.prp nr.48 (2008-2009) s.12

At ansvaret vart avgrensa til etter skattefrådrag, følgde av eit forslag frå OLF i høyringsrunden.⁴⁶ OLF peika på at subsidiæransvaret ville kunne føre med seg utstrekt bruk av garantiar, og at meirkostnadane knytt til desse ville bli monaleg redusert ved at det berre er «etter skatt»-kostnadane som er gjenstand for ansvaret. Endringa i petrl. § 5-3 vart difor følgd opp med ei ny føresegn i petrsktl. § 3 j). Her kjem det fram at det ikkje vert gitt frådrag for «kostnader til å dekke et økonomisk ansvar etter petrl. § 5-3 (3). Mottatt oppgjør etter petrl. § 5-3 tredje ledd tas ikke til inntekt.»

Medrettshavarane som har måtta dekkja misleghaldande rettshavar sin kostnadsdel og fått frådrag i særskatt for dette, kan såleis krevje etter-skatt-verdien av kostnadane attende frå avhendar. Avhendar som sit med dette ansvaret og som har måtta betale til dei andre rettshavarane får ikkje frådrag for denne betalinga, jf. 1. pkt. Denne løysinga vil vere praktisk der kravet vert fremja mot ein tidlegare avhendar som ikkje lenger er skattepliktig i Noreg.⁴⁷ Oppgjeret frå tidlegare eigar vil tilsvarande ikkje gå inn i grunnlaget for særskatt og ålmenn inntekt for deltakarane som mottek oppgjeret, jf. 2. pkt.

For at tidlegare avhendar ikkje skal lide tap som følgje av at ansvaret har aktualisert seg, må vedkommande då krevje 100 prosent av fjerningskostnadane ved krav om regress frå kjøpar. Altså avhendar må krevje kostnadane for å dekke subsidiæransvaret på eit før-skatt grunnlag, fordi avhendar må skatte av regressbeløpet som takast i mot. Utover dette skal kostnadar til å gjennomføre eit disponeringsvedtak bli handsama etter dei ålmenne skattereglane.⁴⁸

Ei anna problemstilling knytt til skatteregimet er kva følgjer skattereglane får for garantistilling mellom avhendar og kjøpar. Årsaksgjevinga frå OED for «etter skatt»-avgrensinga var som nemnt at ei slik tilpassing ville redusere kostnadar knytt til garantiar.⁴⁹ Garantibetalingar til tidlegare rettshavar reknast som finansiell inntekt under petroleumsregimet og skattleggjast med 78 prosent. Tilsvarande som ved regress må avhendar for å haldast skadeslaus då krevje garanti for 100 prosent av disponeringskostnadane. Spørsmålet er difor om innføringa av «etter skatt»-regelen likevel har bidrege til at ein har klart å halde garantikostnadane nede slik som ynskja.

⁴⁶ Sjøå tolkingsfråsegn frå FIN til OLF 30.04.2012

⁴⁷ Ot.prp. nr. 95 (2008-2009) avsnitt 3.3

⁴⁸ Ibid

⁴⁹ Ot.prp. nr. 48 (2008-2009) s.5

Utfordringar ved garantistillingar *rettshavarar i mellom* vert teken opp i kapittel 5. Først vert forholdet mellom stat og rettshavarar belyst, dernest forholdet mellom stat og eit eventuelt morselskap til rettshavar.

Del 2

4 Sikkerheitsstilling overfor staten og forholdet til morselskapsgarantiar

Staten har tunge interesser i petroleumsverksemda, og med ein sokkel med fleire felt i seinfase vert kostnadsansvaret ved gjennomføring av disponeringsvedtak aktualisert. Dersom inneverande rettshavarar misheld betalingsplikta si for disponeringskostnadane, og det heller ikkje er noko å hente hjå tidlegare rettshavarar etter subsidiæransvaret, ville staten blitt sitjande med kostnadane. Spørsmålet reiser seg då om kva handtak staten stiller med kring sikkerheitsstilling for å unngå ein slik situasjon, og slik sikre dekning av disponeringskostnadar. Dette for å unngå at staten ender opp med å ta ein enno større del av rekninga til disponeringskostnadar enn kva som følgjer av eigne eigarskap og frådragsføring.

4.1 Sikkerheitsstilling overfor staten etter petroleumslova § 10-7

Som vilkår for konsesjonstildeling «kan» OED i medhald av petrl. § 10-7 (1) «bestemme at rettighetshaver skal stille slik sikkerhet som departementet godkjenner for oppfyllelse av de forpliktelser rettighetshaver har påtatt seg, samt for mulig ansvar i forbindelse med petroleumsvirksomheten.» Av (2) kjem det fram at tilsvarande «gjelder for annen ansvarlig etter kapittel 5.» Bankgarantiar og morselskapsgarantiar er sikkerheitsinstrument som vert nemnt eksplisitt i førearbeida, som òg påpeikar at fleire sikkerheitsinstrument kan brukast i kombinasjon.⁵⁰

Slike garantiar inneber at ein tredjepart stiller som ansvarleg for kjøpar sin kontraktplikt overfor avhendar. I praksis har det synt seg at selskap med utvinningsløyve på sokkelen som er del av eit konsern, alltid sender ein morselskapsgaranti til OED for dotterselskapet sine plikter knytt til petroleumsverksemda. Sjølv om departementets tilgang til å krevje sikkerheit etter § 10-7 nettopp er ein tilgang og ingen plikt, har hovudregelen likevel vore at sikkerheitsstilling er eit krav ved konsesjonstildeling.⁵¹

⁵⁰ Ot.prp. nr.43 (1995-1996) s.62

⁵¹ Sjø HR-2020-611-A avsnitt 39

Ordlyden «slik sikkerhet som departementet godkjenner» gjev departementet eit vidt kompetansegrunnlag. Ved framlegg om erstatning for petroleumslova av 1985 vart det føreslege at tilsvarande også måtte gjelde «for annen ansvarlig etter kapittel 5», og andre ledd vart teken inn i lova frå 1996. Førearbeida underbyggjer at det dreiar seg om ein vid kompetanseheimel, og slår fast at det er føremålstenleg at departementet kan krevje sikkerheit frå andre ansvarlege enn rettshavarar, i situasjonar som er regulert i kapittel 5.⁵² At morselskap kan påleggast eit subsidiært disponeringsansvar følgjer òg direkte av førearbeida til § 5-3 (3).⁵³

Bruken av morselskapsgarantiar baserer seg på ein føresetnad om at selskap lettare kan prekvalifiserast som rettshavar på sokkelen dersom selskapet har eit finansielt sterkt morselskap i ryggen.⁵⁴ Morselskapet har eigeninteresse i at dottera oppnår fortjeneste, og vil difor lettare akseptere å stille som garantist, samanlikna med ein bank til dømes. Etersom mor dessutan vil ha betre kontroll og innsikt i selskapet enn ein uavhengig bank, vil morselskapet gjerne krevje eit lågare risikotillegg enn ein bank – så sant mor i det heile teke krev noko risikotillegg.⁵⁵ Såleis vil morselskapsgaranti gjerne vere det rimelegaste alternativet for sikkerheitsstilling for dotterselskapet. Morselskapsgarantiar inneber i praksis at morselskapet tilnærma vert stilt økonomisk til ansvar som om det sjølv var rettshavaren, då garantien fungerer som ein måte å ansvarleggjere konsernet og bryte gjennom ansvarsavgrensinga i selskapskonstruksjonen. Frå staten si side er det ynskjeleg at risikoen for at rettshavar ikkje oppfyller sine plikter kviler på rettshavaren sitt morselskap. Dette gjev eit ekstra vern for at staten ikkje vert sitjande med kostnadane som i utgangspunktet ligg på rettshavaren sjølv.

Omfanget av garantien og kven som kan trekke på denne har likevel vore gjenstand for diskusjon, som følgje av at garantiteksten gjev rom for ulike tolkingsalternativ. Det nærare innhaldet i morselskapsgarantistandarden har tidlegare heller ikkje vorte vurdert av domstolane, slik at ein ikkje har fått avklaring kring desse spørsmåla. Den nyss kunngjorde dommen i Skeie-saka⁵⁶ er den første saka Høgsterett har vurdert morselskapsgarantien sitt dekningsområde.

⁵² Ot.prp.nr.43 (1995-1996) s.62

⁵³ Ot.prp.nr.48 (2008-2009) s.13

⁵⁴ Smh. Aksjelova § 1-3 (2)

⁵⁵ Dette vil vere eit rekneskaps spørsmål for selskapa

⁵⁶ HR-2020-611-A

Dommen dreia seg om rekkjevidda av ein standard morselskapsgaranti, som følgje av at eit oljeselskap, E&P Holding AS, fekk tildelt deltakarpart i eit utvinningsløyve på sokkelen i 2008, mot at morselskapet, Skeie Technology AS, gav garanti til fordel for staten, jf. petrl. § 10-7. Spørsmålet var om garantien dekkja eit krav staten hadde mot dotterselskapet på tilbakebetaling av urettmessig utbetalt leiterrefusjon.

Fyrstvoterande uttala at garantien må tolkast i samanheng med petrl. § 10-7, som seier at staten kan krevje garanti «for oppfyllelse av de forpliktelser rettighetshaver har påtatt seg». Dette vart teke til inntekt for at staten berre kan krevje garanti for dei plikter rettshavaren har teke på seg i kraft av å vere nettopp rettshavar.⁵⁷ Dei pliktene E&P Holding hadde teke på seg utanfor utvinningsløyva sine ville difor falle utanfor garantien. På den bakgrunn kom Høgsterett til at kravet frå staten om tilbakebetaling av leiterrefusjon ikkje var dekkja av petrl. § 10-7, eller av morselskapsgarantien Skeie Technology hadde stilt. Høgsterett avklara dermed korleis morselskapsgarantiar skal forståast i lys av heimelen i § 10-7, men gjekk ikkje inn på om staten sitt skattekrav òg ville falle utanfor garantien. Såleis er fleire spørsmål kring morselskapsgarantien si rekkjevidd enno ikkje avklara.

Dommen gjev difor grunnlag for at staten må gå morselskapsgarantiar nærare etter i saumane i tida framover. Skal morselskapsgarantiar vere ein reell trygginguventil for at staten så langt som råd skal haldast skadeslaus for kostnadane som følgjer der dotterselskap ikkje maktar å innfri pliktene sine, bør garantitekstane utformast tydlegare. Med eit så breitt kompetansegrunnlag som OED er gitt til å krevje sikkerheitsstilling, er det inga grunn til at det skal vere tvilsamt kva kostnadar som er omfatta av garantien og ikkje. Etter førearbeida er det på det reine at morselskap kan påleggast subsidiært ansvar til å dekke kostnadar som følgjer av petrl. § 5-3 (3). Då vert det igjen eit spørsmål om kva kostnadar føresegna reint konkret dekker og kor langt garantien strekk seg. Begge deler er det grunnlag for å tydeleggjere meir konkret enn kva som har blitt gjort så langt.

Eit anna spørsmål i forbindelse med rekkevidda til morselskapsgaranti overfor staten er kva som skjer der eit utanlandsk morselskap har garantert for dottera på norsk sokkel, for så å ynskje å trekke seg heilt ut av norsk petroleumsvirksomheit. Med andre ord, vert tidlegare mor framleis heftande som subsidiært ansvarleg for eit eventuelt misleghald til eit selskap som ikkje lenger er dotter eller som ein har selskapsrettsleg relasjon til, basert på ein garanti gitt medan selskapet framleis var mor?

⁵⁷ Sjå avsnitt 50

4.2 Forholdet til petroleumslova § 5-3 for eit seljande morselskap

Regelen i § 5-3 (3) gjeld for direkte sal av deltakarpartar. Består avhendinga i at eit heilt rettshavarselskap skal seljast og det dreiar seg om ein exit frå norsk sokkel, følgjer det av førearbeida at det kan tenkast at «*et solid utenlandsk morselskap ønsker å overdra sitt norske datterselskap, som er rettighetshaver i felt, til et mindre solid morselskap. I et slikt tilfelle vil departementet kunne stille som vilkår iht. § 10-18 for samtykket etter § 10-12 at det overdragende morselskapet skal være ansvarlig både overfor de øvrige rettighetshaverne i gruppen og overfor staten for kostnaden ved gjennomføring av disponeringsvedtaket.*»⁵⁸

At departementet ved samtykke i medhald av § 10-12 kan stille vilkår om at seljande morselskap skal ha eit subsidiært ansvar for disponeringskostnadane knytt til avhendinga av deltakardelar i felt i drift, òg der det er dotterselskapet som heilskap som avhendast, er såleis eit sikkert utgangspunkt. OED la til grunn at det ikkje bør vere skilnad på om det er ein deltakardel eller eit heilt rettshavarselskap som vert seld.⁵⁹ Kva vil då gjelde der morselskap ynskjer å selje seg heilt ut frå norsk sokkel, noko som eksempelvis var tilfellet for danske Dong Energy AS i 2017?⁶⁰

Der det er tale om eit seljande morselskap vil det vanlegvis vere gitt ein morselskapsgaranti til OED i medhald av § 10-7, sjå kapittel 4.1. Ettersom det avhendande selskap ikkje lenger vil vere morselskap etter at departementet har samtykka til avhending av rettshavarselskapet jf. § 10-12, er det usikkert kva verdi denne morselskapsgarantien vil ha. Dersom ordlyden i garantien tilseier at konserntilknytning er eit vilkår for at morselskapsgarantien står ved lag, ville ein slik avhending medført at garantien ikkje har noko verdi lenger. Ordlyden i garantien er såleis sentral. Praksis frå OED har likevel vore å returnere morselskapsgarantien til avhendande selskap når avhendinga er realisert, og rettshavarselskapet har fått eit nytt morselskap. Før denne morselskapsgarantien vert returnert, vil departementet få i hende ny morselskapsgaranti for rettshavarselskapet frå det nye morselskapet.⁶¹

Departementet kan likevel sikre seg at det seljande morselskapet faktisk vil kunne betale kostnadane som følgjer av det subsidiære disponeringsansvaret, dersom ansvaret aktualiserer

⁵⁸ Ot.prp.nr.48 (2008-2009) s.13

⁵⁹ Brev frå OED til NOROG 08.11.2016, «Disponering – subsidiært ansvar»

⁶⁰ Dagens Næringsliv (2017)

⁶¹ Agerup (2020)

seg. Av petrl. § 10-7 (2) følgjer det at departementet kan krevje «slik sikkerhet som departementet godkjenner» til oppfyljing av det subsidiære disponeringsansvaret. Det betyr at departementet kan krevje sikkerheit som sikrar at ansvaret vert oppfylt, eksempelvis gjennom bankgaranti, forsikring, pengar på ein sperra konto, eller ein sjølvskuldnarkausjon.

Sistnemnde vil innebere ei erklæring frå avhendande morselskap om å innfri ansvaret for dei aktuelle disponeringskostnadane når forfall kjem. Ei slik løysing vil truleg vere å føretrekke, då dei andre sikkerheitsstillingane vil medføre innbetaling av pengar, og såleis låse likvider hjå morselskapet.

Der sikkerheit er stilt frå avhendande morselskap, kan det reisast spørsmål om når det subsidiære ansvaret for det seljande morselskapet oppstår i dei høva der det opphavlege dotterselskapet ikkje kan dekke sin part av disponeringskostnadane. Eit utgangspunkt kan vere at det er gitt ein ny morselskapsgaranti for rettshavarselskapet. Som nemnt følgjer det av samarbeidsavtalens art. 7.1 at det er rettshavarane i interessentskapet som primært heftar for kostnadane knytt til sine respektive eigardelar. Er det ein eller fleire rettshavarar som ikkje kan dekke sine plikter, må dei andre rettshavarane følgje opp det subsidiært solidariske ansvaret og dekke sin høvesvise del av den misleghaldande part sitt ansvar. Dersom det er gitt ein ny morselskapsgaranti for det misleghaldande rettshavarselskapet, kan ein tenkje seg at medrettshavarane vil ynskje å trekke på denne. Spørsmålet kan reisast, då det ikkje ligg føre ei prinsipiell avklaring på om det er slik at medrettshavarane kan trekke på garantien eller ikkje. Morselskapsgarantien er jamvel gitt til OED, og ikkje overfor rettshavarane. Slik sett er det nærliggande å tru at dei andre rettshavarane ikkje utan vidare kan trekke på ein slik ny morselskapsgaranti.

For å sikre at dette ikkje vert eit problem, vil det vere naturleg at seljande morselskap utformar sjølvskuldnargarantien til OED, jf. § 10-7, slik at det klårt kjem fram kor vidt både staten og dei andre rettshavarane i dei aktuelle felt kan trekke på garantien, samt når dette kan skje. Eit anna spørsmål vert korleis det subsidiære disponeringsansvaret vert rekna ut for avhendande morselskap.

Av § 5-3 (3) er det klårt at det subsidiære disponeringsansvaret er eit etter-skatt-ansvar. Ved avhending av deltakarpartar i produserande felt utgjer ansvaret såleis 22 prosent av totalen, jf. kapittel 3.8.2. Førearbeida til føresegna seier ikkje noko om kor vidt dette òg gjeld for avhending av rettshavarselskap som heilskap. OED har likevel uttrykt at det ikkje bør vere

skilnad på om det er ein deltakarpart eller eit heilt selskap som vert avhenda.⁶² Det verkar naturleg at det subsidiære disponeringsansvaret ikkje gjerast meir byrdefullt ved exit frå norsk sokkel enn ved avhending av deltakardel i tråd med § 5-3 (3). Den sikkerheit som kan krevjast frå OED i medhald av § 10-7 jf. 5-3 (3) bør difor ta utgangspunkt i 22 prosent av dei totale, høvesvise disponeringskostnadane for innretningane som eksisterer på feltet på avhendingstidspunktet for selskapet.

⁶² Brev frå OED til NOROG 08.11.2016 "Disponering – subsidiært ansvar"

5 Garantistilling mellom rettshavarane – ein konsekvens av petroleumslova § 5-3

Ved utarbeidinga av petrl. § 5-3 (3) erkjente OED at subsidiæransvaret truleg ville føre til auka garantibruk. Bruk av garantiar vart vurdert som ein negativ konsekvens av regelendringa, men departementet peika på at føresegna var naudsynt for å «sikre at disponeringsforpliktelsene blir gjennomført.»⁶³

Sjølve subsidiæransvaret kan ikkje tidlegare rettshavar avtale seg bort frå. Gjennom å krevje at kjøparen stiller særskilte garantiar, aukar avhendar likevel sjansen for å bli heldt skadeslaus for framtidige disponeringskostnadar. Kor vidt det vert inngått ein sikkerheitsavtale i utgangspunktet står partane fritt til å velje. Dersom avtale vert inngått står dei òg fritt til å velje dei avtalemekanismar som dei finn føremålstenleg. Petroleumslovgivinga stiller med andre ord ikkje krav om at garantiar vert stilt, snarare dreiar det seg om reint kommersielle avtalar mellom avhendar og kjøpar.

Morselskapsgaranti og bankgarantiar er dei mest vanlege formene for sikkerheit som vert stilt. Desse kan brukast kvar for seg eller komplementært. Vidare vert det gjort grovt greie for fordelar og ulemper med morselskapsgarantiar, før det vidare fokuserast nærare på bruken av bankgarantiar. Kven som er garantist og korleis garantiavtalen er inngått spelar nemleg ei rolle, ikkje berre for avtalepartane i mellom, men òg for staten.

5.1 Kort om morselskapsgaranti mellom rettshavarar

Føresetnaden for å nytte seg av ein morselskapsgaranti er naturlegvis at kjøpar har eit morselskap med ein viss finansiell styrke. Elles vil ikkje garantien gje ein reell sikkerheit. Er dette på plass, så vil føremonene for dotter ved å bruke morselskapsgaranti overfor avhendar i stor grad vere samanfallande som overfor staten, skildra i avsnitt 4.1.

I tillegg til lettare tilgang på billige trekkfasilitetar hjå mor, slepp dotterselskap å fornye garantien årleg og reduserer såleis administrasjonskostnadar.⁶⁴ Dessutan treng ein typisk ikkje å fastsetje eit maksimumsbeløp, slik ein måtte ha gjort dersom ein bank var garantist i staden. Med tanke på uvissa knytt til estimeringa av framtidige disponeringskostnadar, vil det òg for

⁶³ Ot.prp nr.48 (2008-2009) s.8

⁶⁴ Motsetnadsviis bankutferda garantiar, sjå avsnitt 5.2

avhendar kunne vere ein tryggleik dersom kjøpars mor kan garantere for heile disponeringsplikta i tilfelle denne kostnaden syner seg høgare enn venta.

For morselskapet sitt vedkommande vil ein eventuell verdiauke for dotter kome godt med. Føresetnadsvis vil kjøpet av løyvet vurderast som lønsamt for at avhendingsavtalen skal bli inngått. Å stille garanti kan difor bli sett på som ei investering for mor, då vedkommande selskap som aksjonær i dotter òg vil hauste av dottera si vinning. Motstykket er at garantistilling medfører at den vilkårsbundne betalingsplikta må førast i mor sin rekneskap,⁶⁵ og at mor står med risikoen for å innfri heile betalingsplikta til dottera, som kan omfatte monalege beløp. Morselskapsgarantiane er likevel typisk aksessoriske sjølvskuldnargarantiar som inneber at mor kan gjere gjeldande innseiingar knytt til det underliggjande forhold.⁶⁶ Mor kan difor unnlate å betale omtvista kostnadar ved usemje om disponeringsplikta, og avhendar vil sitje med søksmålsbyrden for desse. Avhendar bør difor vere merksam på problemstillinga, særleg viss mor er registrert i utlandet. I så tilfelle bør avhendar forsikre seg om at reglar om verneting vert innlemma i avtalen. Elles risikerer avhendar å måtte reise søksmål til ein utanlandsk domstol, noko som mest truleg vil verte enno meir fordyrande og prosesskrevjande.⁶⁷

Tilsvarande som nemnt overfor staten, kan det ved bruk av morselskapsgaranti mellom rettshavarar oppstå usemje kring rekkevidda til morselskapsgarantien. Garantien rettar seg mot eit framtidig krav, og dersom det vert sett ein bestemt garantisum disponibel basert på den forventta størrelsen til kravet, kan ein risikere at denne summen er for låg. Ettersom utgangspunktet er at det dreiar seg om ein reint kommersiell avtale bør partane difor grundig avtale kva som skal verte omfatta av garantien og ikkje. Eksempelvis om garantisummen skal kunne justerast dersom fjerningskostnadane vert høgare enn estimert, samt kvar ein eventuell tvist skal løysast ved usemje.

I likskap med bankutfërda garantiar vil utbetaling av morselskapsgaranti reknast som skattepliktig inntekt for avhendar. For aktørane vil det likevel ikkje vere likegyldig kva garanti ein kan nytte seg av. Selskap med morselskap som kan stille garanti vil gi prismessige fordelar samanlikna med om garantien vert ferda ut av ein bank, som skildra under. For kjøpar vil det difor vere ynskjeleg å bruke morselskapsgaranti. Dersom mor ikkje kan skilte med

⁶⁵ Sjø NRS 13 punkt 4.1 jf. 3.2

⁶⁶ Sml. Rt. 2012 s. 1267 avsn. 37

⁶⁷ Sjø Luganokonvensjonen art. 23 som seier at partane kan avtale kva jurisdiksjon som skal gjelde seg i mellom. Noreg er tilslutta konvensjonen.

tilfredsstillande sikkerheit for avhendar, kan kjøpar likevel måtte sjå seg nøydd til å nytte garanti frå ein bank – kanskje som tillegg til ein morselskapsgaranti. Nyttar ein seg av morselskapsgaranti i utgangspunktet og kredittratinga til mor så fell under akseptert nivå i ein førehandsbestemt periode, må morselskapsgarantien vanlegvis uansett erstattast med eit «letter of credit».⁶⁸ Dette aukar tryggleiken for avhendar, ettersom bankar jamt over har høg kredittrating samanlikna med andre selskap.

5.2 Nærare om bankutfërda garantiar

Med dagens ordning vert garantiar typisk gitt i form av eit «letter of credit».⁶⁹ Ein slik garanti kjem vanlegvis i tillegg til avhendingsavtalen, og i praksis baserer aktørane seg ofte på retningslinjer og modellavtalar NOROG har utforma.⁷⁰

Eit «letter of credit» vert ferda ut av ein bank, og gjev vanlegvis uttrykk for ein ugjenkalleleg ikkje-aksessorisk plikt, der avhendar kan krevje sikkerheitsbeløpet utbetalt ved påkrav. Det er altså tilstrekkeleg med betalingsmisleghald frå kjøpar si side for at banken må betale ut garantibeløpet, med mindre partane har avtala noko anna. Ein slik garanti vil kome med ein utløpsdato, og etter avtale med banken må kjøpar syte for at garantien vert fornya i tråd med avtalen med avhendar, med dei kostnader det medfører.⁷¹ Prisen på garantien for kjøpar vil avhenge av vedkommande selskap sin kredittverdighet. For å gardere seg mot høgare reelle disponeringskostnader enn partane førespegla på avtaletidspunktet, utgjer garantien forventningsverdien til kostnadane multiplisert med ein faktor som ofte ligg på mellom 1,2 – 1,5.⁷²

Kostnaden som oppstår ved kjøp og vedlikehald av eit slikt «letter of credit» gjev frådragsrett etter petroleumsskattelova. Garantien er direkte knytt til subsidiæransvaret og klassifiserast difor som driftskostnad som gjev frådragsrett i særskattepliktig inntekt. Denne frådragsretten bidreg til å bøte på uheldige konsekvensar av den skattemessige behandlinga av garantikostnader for selskapa, men medfører ein høgare rekning for staten (sjå avsnitt 5.2.1 under). For staten vil kostnaden knytt til frådraget for sjølve betalinga vegast opp mot

⁶⁸ Sml. NOROG sine anbefalte retningslinjer som brukar ein samanhengande periode på 45 dagar for letters of credit, jf. avtale B, punkt 4

⁶⁹ Letters of credit har den føremon at dei er internasjonalt regulert av ICC.

⁷⁰ NOROG (2010)

⁷¹ OGUK, Decommissioning Security Agreement Guidance Notes s. 23

⁷² Sjå NOROG (2010), Avtale B, punkt 4.4.

skattlegginga av den same betalinga som avhendar mottek. Vedlikehaldskostnadane ved garantien vil ikkje bli vegen opp for på tilsvarende måte, og her er det tale om monalege summar som noko forenkla kan skildrast som eit direkte tap for staten, til direkte vinning for bankgarantistane.

Resultatet ein ser frå garantibruken samanhaldt med skattereglane er nemleg at for disponeringskostnadar som utgjer 22, krev avhendar 100 av kjøparen. Dette må til for å dekke dei 78 som avhendar må betale i skatt til staten.⁷³ Ynskje frå bransjeaktørane var at ein heller hadde lagt opp til ein bruttosum for å halde avhendar skadeslaus, ettersom garantibeløpet før skatt no utgjer meir enn fire gongar så mykje enn «etter-skatt»-beløpet.

Medan det følgjer av petrsktl. § 10 og tilhøyrande forskrifter at «etter-skatt»-regelen i petrl. 5-3 (3) og skattenøytralitet har vore sentralt ved avhendingar – både av omsyn til selskapa og for staten, så har altså ikkje dette blitt følgt opp ved garantistillingar. Det norske petroleumsskattesystemet tek sikte på å vere mest mogleg nøytralt. Difor skattleggjast inntekter med 78 prosent, samstundes som alle kostnadar gjev tilnærma⁷⁴ same frådragsverdi – deriblant disponeringskostnadar. For avhendingar har skattesystemet fungert, og prisane vert heldt låge som følgje av «etter-skatt»-ordninga, jf. petrl. § 5-3 (3), jf. § 10-12, smh. petrsktl. § 10. Dette fører til lågare finansieringsbehov og mindre bundne likvider. Ettersom subsidiæransvaret er knytt direkte opp mot avhendingsmarknaden, kunne ei tilsvarende løysing bidrege til redusering av ekstrakostnadane som dagens garantiar inneber.

5.2.1 Skattemessige verknadar av dagens praksis med bankutfërda garantiar

Dei som sit att med fordelar av garantiordninga no er garantistbankane. Kombinasjonen av høge disponeringskostnadar og lang tidshorisont gjev gode renteinntekter for långivar. Med dagens før-skatt-ordning vil ein garanti på ein milliard NOK med 2 prosent årleg rente gi ein nominell kost på 400 MNOK.⁷⁵ Staten må dekke 312 MNOK av desse. Annleis ville det med ein etter-skatt-garanti vore tilstrekkeleg med 220 MNOK i garanti, og med 2 prosent årleg rente gir denne løysinga ein nominell kost på 88 MNOK. Staten ville ha måtta dekke 69

⁷³ Sjå vedlegg til høyringsfråsegn, OLF (2009)

⁷⁴ Ettersom investeringar ikkje vert utgiftsført direkte, men må avskrivast over seks år, vert det gitt sokalla friinntektsfrådrag. Meininga er å gjere petroleumsskattesystemet så symmetrisk som mogleg, sjølv om det kan vere mindre skeivheiter – difor «tilnærma» nøytralt.

⁷⁵ Eksempel henta frå Jan Samuelsen (2017), «Subsidiær ansvar og skatt»

MNOK av desse. Spørsmålet som reiser seg er kvifor ein då opererer med ei før-skatt-ordning i det heile – eit spørsmål som òg vart reist av OLF i forbindelse med regelendringa i petrl. § 5-3 (3) og petrsktl. § 3 j.

Finansdepartementet (FIN) svara til dette at eksisterande skattereglar tilseier at eit garantiansvar gjennomgåande vil vere på ein før-skatt-basis for at den subsidiært ansvarlege skal bli heldt skadeslaus.⁷⁶ Medan petrsktl. § 3 j fungerer på direkte oppgjer mellom rettshavarane, ser ein altså at gjeldande regelverk verken løyser eller legg til rette for å redusere garantiar til eit etter-skatt-beløp. FIN peika på at ein utvida bruk av etter-skatt-løysinga i petrsktl. § 3 j kan ha ein uønskt kompliserande effekt på petroleumsskattesystemet.⁷⁷

Omsynet til skattenøytralitet står dessutan sterkt i petroleumsskattelovgivinga. Dersom mottakar av ein garantibetaling ikkje må skatte av denne, kan det bidra til ei unøytral løysing. For den same betalinga mottakar ikkje vert skattlagt for, vil nemleg ein norsk garantistillar få frådrag for gjennom skattesystemet. Dermed krevst det spesialregulering av skattelovgivinga slik den er utforma i dag for at ei slik løysing skal fungere, ei regulering som dels vil stritte i mot omsyna som er førande for noverande regelverk.

Basert på erfaringar hausta etter implementeringa av petrl. § 5-3 (3) og petrsktl. § 3 j er det uansett klare haldepunkt for at ei etter-skatt-løysing både kan betre transaksjonsmarknaden for aktørane og avgrense provenytapet til staten.⁷⁸ Dette vil naudsynlegvis òg vere i FIN si interesse. Ein kan såleis spørje seg om det ikkje er grunnlag for å gjere ei ny vurdering av regelverket, då ein har sett dei økonomiske effektane dagens garantiordning har, med negativt forteikn. Samstundes er det eit poeng at endring av regelverket kan medføre kompliserande løysingar, samanlikna med dei som er i bruk i dag. I vurderinga av om det likevel er haldepunkt for å gå i gang med gjennomsyn av dagens reglar, er det interessant å sjå på kva kostnadsbilete som faktisk gjer seg gjeldande. Med andre ord, kor omfattande bruk er det av garantistillingar i forbindelse med subsidiæransvaret etter petrl. § 5-3 (3), og kor store kostnadar er det tale om.

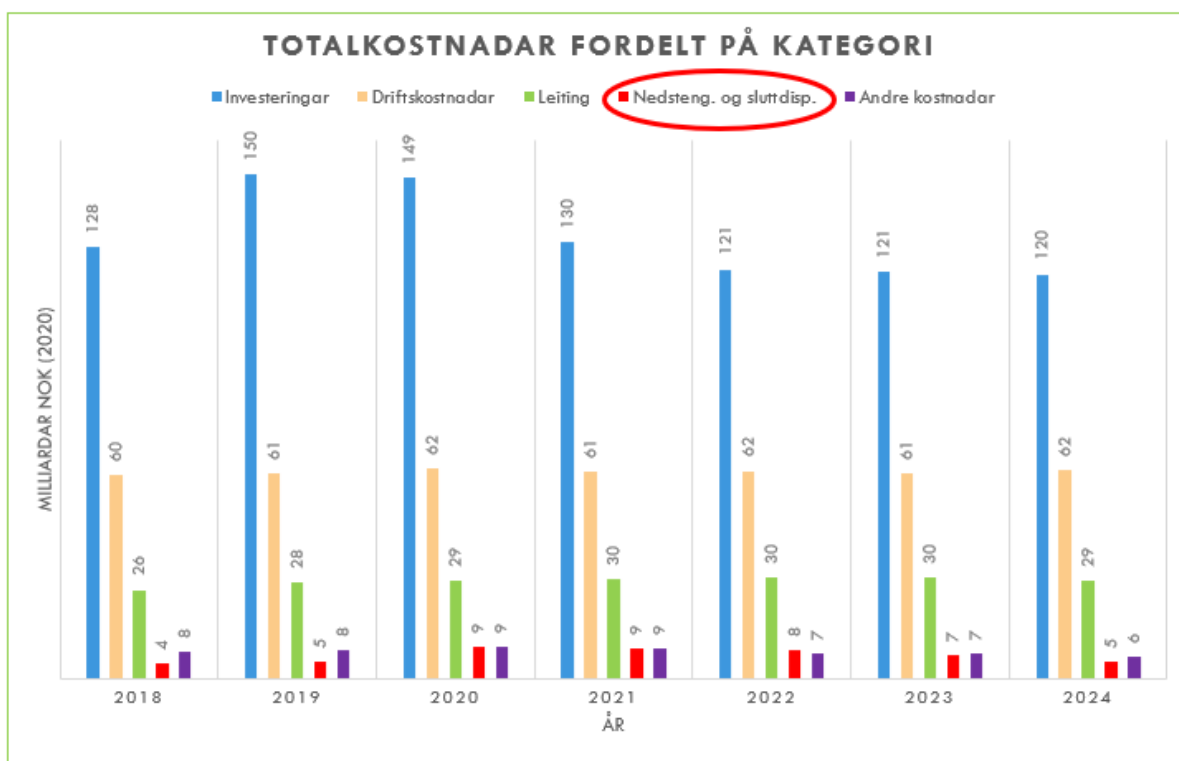
⁷⁶ Sjå tolkingsfråsegn frå FIN til OLF 30.04.2012

⁷⁷ Ibid, punkt 3.1

⁷⁸ Ot.prp nr.48 (2008-2009) s.8

5.2.2 Kostnadsbilete for disponering

Med mogninga av norsk sokkel ville konkrete tal på kostnadar som knyter seg til opprydding av felt og installasjonar vore interessant, for å få eit inntrykk over kva summer som kan bli femna om av subsidiæransvaret. Omfanget av kostnadar kan variere mykje etter kvart som nye funn kjem til, eller funn syner seg å ha mindre potensiale for utnytting enn venta. Låg olje- og gasspris kan dessutan framskande nedstenging av felt og gjere utbygging av tidlegare estimert lønsame felt ulønsame. Såleis er det vanskeleg å estimere kva kostnadsbilete som faktisk kjem til å utspele seg. Både på britisk og norsk sokkel gjev ein difor ikkje kostnadsoverslag langt fram i tid. Britane syner til kostnadar på 15.2 milliardar pund i nedbyggingsmidlar over dei neste ti åra.⁷⁹ På norsk sokkel vert det på si side berre gitt estimat fem år i tid, sjå figur 2.⁸⁰



Figur 2: Oversikt over totalkostnadar på norsk sokkel dekomponert i ulike kategoriar.

⁷⁹ OGUk (2019) s.4

⁸⁰ Norsk petroleum (2020), Investeringar og driftskostnadar

Figur 2 gjev ein oversikt over faktiske kostnader i milliardar kroner for 2018 og 2019, samt forventa kostnader knytt til nedstenging og sluttdisponering for 2020 til 2024. Utifrå historiske tal ligg 2015 førebels høgast med 13 milliardar kroner til nedstenging og disponering.⁸¹ Med mogninga av norsk sokkel er det forventa at nedstengings- og disponeringskostnadane framover vil ligge på eit høgare nivå enn kva tala i figuren syner. Allereie i 2025 er det venta disponering av 94 brønnar, samanlikna med 25 brønnar i snitt i åra fram til dess.⁸² Kor høge disponeringskostnadane vert då vil avhenge av moglegheiter for å oppnå eventuelle storskalafordelar ved massedisponering, samanheldt med etterspurnaden etter disponeringstenester som på si side kan auke prisen dersom tilbodet av tenester ikkje strekk til for å dekke etterspurnaden. At kostnadane vil meir enn tredoble seg samanlikna med årets nivå og langt overstige «kostnadsrekorden» frå 2015 synast uansett utvilsamt.

Samstundes vart det frå 1.07.2009 til 28.02.2020 gjennomført 1361 avhendingar i lisensløyve.⁸³ Subsidiæransvaret etter § 5-3 er ikkje gitt tilbakeverkande kraft for avhending av deltakardelar som vart gjennomført – heilt eller delvis – før lova tok til å gjelda.⁸⁴ Avhendingar før juni 2009 er dermed ikkje relevante for kostnadsbiletet i denne samanheng. Likevel er det eit høgt tal på avhendingar, noko som skuldast at talet omfattar alle sokalla «transfer[s]» frå rett over 0 prosent til 100 prosent, og inkluderer felt som kan vere i slutten av levetida si, men òg utvinningsløyve der det enno ikkje ligg føre innretningar på feltet. Av den grunn vil ein del av avhendingane ikkje råke ved subsidiæransvaret, og dermed ikkje utløyse behov for sikkerheitsstilling. Tilsvarende kan òg gjelde for avhendingar mellom to finansielt solide aktørar som ikkje naudsynlegvis ser det føremålstenleg å inngå ein slik sikkerheitsavtale, eller for ein mindre finansielt solid aktør til ein meir finansielt solid aktør.⁸⁵

Ser ein talet på avhendingar og disponeringskostnader i samanheng med mogninga av norsk sokkel, så har dette fleire sider til disponeringsansvaret. Mogninga har for det første medført eit endra aktørbilete med fleire mindre finansielt sterke selskap. I tillegg inneber mogninga i seg sjølv at nedstengings- og disponeringskostnadane aktualiserast i større grad. Vidare er det på det reine at subsidiæransvaret består i alle ledd, der same eigardel har blitt avhenda fleire gonger. Det betyr at for same eigardel kan det ha blitt krevja garantiar fleire gonger for

⁸¹ Norsk petroleum (2020), Investeringar og driftskostnader

⁸² OGUK (2019), s. 37.

⁸³ Tal basert på avhendingar registrert i Petroleumsregisteret, filtrert på «TRANSFER», dato og “TO” <https://factpages.npd.no/no/licence/tableview/transfers>

⁸⁴ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

⁸⁵ Sml. høyringsfråsegn frå OLF til OED (2009), punkt 7.2.6

akkurat dei same disponeringskostnadane. Motsetnadsvis til sjølve subsidiæransvaret som truleg vil aktualiserast for eit fåtal av transaksjonane, vil garantikostnadar slå inn for dei fleste transaksjonar der innretningar er på plass på feltet, og då med lang tidshorisont. Samla kan dette gje eit utgangspunkt for kva størrelsesorden garantistillingar kan ende på, i forsikringa av at tidlegare rettshavar vert heldt skadeslaus når disponering skal skje. Å talfeste ein total kostnad er likevel meiningslaust i lys av alle uvissemomenta som er skildra over. At det er tale om summar godt oppe i milliardklassen er uansett klårt.

I tillegg til at garantiar medfører ekstrakostnadar isolert sett, vil ein tilgrensande konsekvens vere meir bunden kapital. I ein stram finansmarknad kan det vere vanskeleg for einskilde selskap å i det heile teke få etablert fullverdige garantiar. Dermed kan ein ende med konkurransevriding som i dette høvet inneber at mindre finansielt sterke selskap som gjerne er spesialisert på haleproduksjon vert skvisa ut av marknadane fordi deira kredittrating naudsynlegvis inneber høgare premiar og trongare kår generelt i finansmarknaden. Dette er uheldig i eit ressursforvaltningsperspektiv då konsekvensen kan bli at dei selskapa som eignar seg til å ekstrahere petroleumsressursane mest effektivt, kanskje ikkje kjem til i marknaden grunna høge ekstrakostnadar ved garantistilling. Praksisen med garantistilling mellom aktørane på sokkelen kan såleis verke mot dei overordna omsyna for petroleumsverksemda, der mest mogleg petroleum skal utvinnast på den måten som best kjem heile samfunnet til gode, jf. petrl. §§ 1-2 og 4-1.

5.3 Kryssande omsyn i vegen for fleksible reglar?

Framstillinga i kapitla over syner at avtalepartane har ei rekkje moglegheiter kring inngåinga av sikkerheitsavtalar, slik at partane kan utforme avtalar tilpassa deira konkrete forhold. Garantistilling kjem såleis med stor fleksibilitet i seg sjølv, men dei skattemessige konsekvensane av at garantiane vert gitt, tilseier at skatteregimet bør vurderast på ny. Skattefrådraga som staten må bere grunna dagens «før-skatt»-ordning for garantiar var naturlegvis meint å bli balansert gjennom inntektene staten mottek frå garantibetalinga, og slik vere i tråd med omsynet til skattenøytralitet og rettsteknisk enkelt å halde seg til.

Når ein ser omrisset av kostnadsbiletet for disponering på norsk sokkel, er det all grunn til å tru at garantistilling fører til reduserte investeringsmoglegheiter og -viljugheit for rettshavarar på sokkelen. Ynskje om eit breitt aktørbilete for å oppnå maksimal verdiskaping i

petroleumsverksemda⁸⁶, hemmast av dagens garantibruk. Skattesystemet skal ikkje nyttast for å legge føringar på kva investeringsavgjersler selskap tek, men at ein no har eit system med mykje bunden kapital er uheldig. Dette er midlar selskap kunne brukt på auka investeringar og vidare utvikling av den norske sokkelen slik at ein oppnår enno betre ressursforvaltning. Slik kunne ein ha auka statens proveny frå petroleumsverksemd, i tråd med overordna målsetnadar for industrien. Spørsmålet er om nøytralitetsomsyn og omsynet til retts teknisk enkle reglar med rette skal vere meir tungtvegande enn optimalisert utnytting av petroleumsressursane. Staten risikerer å tape mykje proveny fordi investeringsnivået og aktiviteten i transaksjonsmarknaden etter alt å døme er lågare enn potensialet tilseier. Meir fleksibilitet i regelverket kunne sytt for at ein unngjekk dette. Når ein ser korleis implementeringa av subsidiæransvaret har utspelt seg det siste tiåret, er det grunnlag for å sjå om ein kunne ha innretta reglane på ein annan måte som støtta betre opp om dei overordna føremål til petroleumslova.

⁸⁶ Hammer m.fl (2009) s.444

Del 3

6 Alternative løysingar til inneverande ordning

På verdsbasis er ansvaret for fjerningskostnadar handsama på ulike måtar. I det vidare vil andre tilnærmingar og tilpassingar til disponeringsansvar enn petrl. § 5-3 (3) bli belyst, for å sjå om det kan finnast ordningar ein ville vore betre tent med enn dagens subsidæransvar.

6.1 Spesialregulering innretta etter garantistillingar

Eit alternativ til noverande løysing er innføring av spesialregulering i skattelovgivinga som seier at garantiar mottekne av rettshavarar på norsk sokkel skal vere skattefrie. Med andre ord ei «etter-skatt»-løysing der *garantibetalinga* framleis gjev frådragsrett i tråd med ålmenne skattereglar. Ei slik løysing vil føre til provenytap for staten ved at frådraget som vert gitt til garantistillaren ikkje vert vegen opp med skatteinntekter frå garantimottakaren. Likevel er det nærliggande at dette tapet er mindre enn summane staten må betale etter dagens løysing. I mange høve vil garantiane kome frå selskap som ikkje skattar i Noreg, noko som i seg sjølv bidreg til eit redusert nedslagsfelt av selskap som spesialregelen vil ramme.

Dersom garantibetalingar som rettshavarar på norsk sokkel mottek i kjølvatnet av subsidæransvaret i petrl. § 5-3 (3) ikkje er skattepliktige, får ein eit system som kan sikre mindre provenytap for staten. Dette gjeld sjølv om betalaren får frådrag i det ålmenne skattesystemet. Om betalinga kjem frå eit selskap utanfor det norske skattesystemet, vil staten ikkje måtte bere frådragskostnaden og såleis få ein føremon.

Alternativt kunne ein tenkje seg ei løysing der garantistillar vert nekta frådrag for garantikostnaden, for slik å vere i tråd med omsynet til skattenøytralitet. Det ville ført til ein såpass høg meirkostnad for kjøpar som kan gje reduserte investeringsmoglegheiter for selskapa og redusert flyt i transaksjonsmarknaden. Poenget må difor vere å fokusere på at garantikostnadane vert redusert mest mogleg, både for rettshavarar og for staten. Basert på kostnadsbiletet for disponering i 5.2.2, er det ikkje utenkjeleg at staten kan oppnå fleire hundre millionar i auka skatteproveny årleg, dersom garantibeløpet til dømes vert redusert med om lag 2/3 gjennom ein «etter-skatt»-garanti. Sjølv om dette kan gje ein unøytral

skattehandsaming og meir komplisert regulering, kan det opnast for aksept for dette. Kanskje særleg fordi det vil aktualiserast i relativt få tilfelle uansett, basert på dagens aktørsamansetnad på sokkelen.

6.2 Fond

Deponering av midlar til eit fond som skal dekke framtidige misleghaldne disponeringskostnadar har eksempelvis blitt brukt i Storbritannia.⁸⁷ Med eit slikt fond er partane meint å betale inn eit årleg beløp utifrå sin part av den estimerte disponeringskostnaden med eit risikofaktortillegg, frå tidspunktet for sikkerheitsstillinga. Tilsvarande struktur kunne ein sett for seg i Noreg anten som alternativ til petrl. § 5-3 (3), eller som eit supplement. Ei slik løysing måtte blitt regulert i lov/forskrift, som uttrykte kor mykje som skal setjast av, når innbetalingar skal skje, korleis fondet skal forvaltast og av kven, kva som skjer ved eventuell over- eller underdekning, og kvar eventuell avkastning skal allokeraast. Fond vil såleis innebere administrasjonskostnadar og langvarig bunden kapital, og det er vanskeleg å sjå at fond er ei klår løysing for å redusere provenyrtap.

6.3 Legalpant og statleg garantiordning

Andre moglegheiter kunne vore innføring av legalpant eller ein statleg garantiordning⁸⁸. Førstnemnde krev avdekking av korleis ein skaffar rettsvern og ikkje minst kva som er eit naturleg panteobjekt. Dette er ikkje naudsynlegvis openbert dersom petroleumsressursane allereie er produsert. Då vil det berre vere skrapverdien attende, og rettshavarane sine samla eigedelar vil ofte ha liten verdi i ein misleghaldssituasjon. Såleis vil dagens løysing kanskje vere vel så føremålstenleg. Ein statleg garantiordning derimot ville redusert provenyrtapet til null, samanlikna med dagens løysing og tilhøyrande garantiutfordringar. Problemet med ei slik løysing er at det kan gje uttrykk for ein statleg put-opsjon der aktørane enklare kan ende med å misleghalde. Dermed kan sluttkostnadane for staten verte enno høgare enn kva dagens løysing medfører.

⁸⁷ OGUK (2009), s.18

⁸⁸ Sjå òg NOU 1993: 25 punkt 4.4.4 der utvalet i utgreiinga tek til orde for at staten overtek eigedomsretten til innretningar som vert etterletne, og såleis også det framtidige ansvaret.

6.4 Innordningsløyningar til dagens ordning

Betre enn alternativa i 6.2 og 6.3 kunne vore ei løysing med endeleg oppgjer ved kjøp av lisensparten. I eit slikt tilfelle vil ordinær kjøpesum etter dagens ordning bli fletta saman med eit kompensasjonsvederlag for risikoen avhendar tek på seg for subsidiæransvaret. Føremålet med å flette desse kostnadane saman er at kjøpesummen fell inn under særreguleringa i petrsktl. § 3 j. Dermed kan ein få unntak frå inntektsskattlegging på 78 %, og ein nyttiggjer seg «etter-skatt»-reguleringa ved å innordne seg etter dagens regulering i staden for å endre det. Slik kan garantistilling bli overflødig og ein unngår i større grad vanskane for mindre selskap med å bli aktørar på den norske sokkelen. Ei slik løysing kan vere gunstig dersom ein aktør sel seg ned og ikkje ut av lisenseigarskapet, fordi vedkommande framleis då har innflyting på korleis disponering skjer og kostnadane knytt til dette. I eit slikt tilfelle vil ein truleg lettare kunne bli samde om kompensasjonsvederlaget, ettersom avhendar kan vere med å påverke at disponeringskostnadane vedkommande eventuelt vert subsidiært ansvarleg for ikkje stig til himmels.

6.5 Dispensasjonstilgang

Inneverande løysing gjev at det avhendande selskapet «skal» vere subsidiært ansvarleg etter petrl. § 5-3 (3) 1. pkt. Av denne ordlyden er det klårt at det ikkje er opning for å gjere unntak frå ansvaret. Førearbeida syner at det var ynskje om dispensasjonstilgang frå OLF si side, for dei høva der det låg føre «sikkerhet som er akseptabel for de gjenværende rettighetshaverne og når overdragelsen finner sted mellom finansielt solide aktører, eller frå en mindre finansielt solid aktør til en frå finansielt solid aktør».⁸⁹ Dette forslaget vart avvist av OED som på si side meinte at likehandsamingsomsyn tala for at føresegna måtte gjelde generelt.

På britisk sokkel har myndigheitene opna for ei anna løysing, der somme rettshavarar ikkje vert subjekt for eit subsidiært disponeringsansvar. Dette følgjer av Petroleum Act 1998 Section 31 (D1)(2), jf. Section 29(1) smh. Section 30, som seier at dersom «Secretary of State» er nøgd med dei «arrangements» som rettshavarsubjektet kan syne til, slik at vedkommande kan «ensure that a satisfactory abandonment programme will be carried out», så vert ikkje rettshavaren femna om av subsidiæransvaret.⁹⁰ Skulle det gitte ansvarssubjektet

⁸⁹ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.8

⁹⁰ The Petroleum Act No. 96/1998

feile med å oppretthalde denne tilfredsheita til «Secretary of State», kjem ansvaret likevel i spel.

Utgangspunktet er med andre ord at ein på britisk sokkel i større mon har opna for unntak frå subsidiæransvaret, noko som vil redusere bruken av garantistillingar som ein har vore kritisk til. Jamvel er det ei utfordring at avhendar likevel må ta høgde for at vedkommande kan bli heldt ansvarleg for disponeringa, dersom «Secretary of State» seinare uttrykker misnøye med vedkommande selskap sine «arrangements» - inkludert finansiell stilling. Dette kan føre til auka uvisse for selskapa på britisk sokkel, men underbyggjer likevel at andre tilnærmingar enn det som er gjeldande etter norsk rett let seg gjennomføre.

Ein fordel med den norske løysinga er at ein motverkar at finansielt sterke selskap får ein konkurransefordel i marknaden i forhold til mindre selskap. Samstundes er det ikkje sikkert at dette utgjer eit stort problem i realiteten. Dersom dei aktuelle avhendingane der subsidiæransvaret reknast som naudsynt primært gjeld haleproduksjon, vil store selskap normalt ha mindre interesse av å delta i utgangspunktet. Likevel vil ein moglegvis oppnå eit breiare aktørbilete med likehandsaming, samt unngå at det vert tvistar kring opplevd forskjellsbehandling. For medrettshavarar vil det også etter alt å døme bli vurdert som føremålstenleg å ikkje ha dispensasjonstilgang frå subsidiæransvaret, for slik å oppretthalde ordninga som kan beskytte dei mot utøving av solidaransvaret.

Å opne for dispensasjonstilgang kunne på den andre sida ha redusert den utstrekte bruken av dyre garantiavtalar. Dersom ein ikkje vert subsidiært ansvarleg for disponeringskostnadane, vil det heller ikkje vere grunnlag for å krevje garantistilling for avhendar. Dersom kjøpar er ein finansielt sterkare aktør enn avhendar er det heller ikkje grunn til å tru at medrettshavarar i utvinningsløyvet ville motsett seg dette, då det uansett reduserer risikoen deira for at solidaransvaret aktualiserast. I ein slik situasjon er det ikkje naudsynlegvis slik at avhendar vil krevje garanti frå den finansielt sterkare kjøparen uansett, sjå avsnitt 5.2.2. Dersom det er tilfelle og det er i slike situasjonar dispensasjon typisk vil bli gitt, så vil vinninga med dispensasjonstilgang reduserast.

I tillegg til dette og omsynet til likehandsaming kan dessutan retts tekniske og ressursmessige omsyn tilseie at det ikkje bør vere heimel for departementet til å gi dispensasjon. Hadde unntak frå subsidiæransvaret vore mogleg ville det krevja meir ressursar til sakshandsaming for å sikre gode avgjersler og at den finansielle styrken er på plass. Blant anna ved å syte for at det ikkje oppstår rettsuvisse, usakleg forskjellsbehandling og ulike konkurransetilhøve for

aktørane, som i sin tur kunne medført redusert interesse for å delta som aktør på den norske sokkelen. Desse aspekta kan tale for at den norske modellen er betre enn den britiske, på trass av garantiomfanget som følgjer av ansvaret.

7 Avslutning

Medan avhandlinga vart skriven har petroleumsindustrien verda over blitt møtt med eit eksogent negativt etterspurnadssjokk grunna koronaviruset, samanfallande med tilbodssidesjokk som følgje av brotet i forhandlingane mellom OPEC+ og Russland. Prisen på petroleum er avgjerande for kor lenge felt kan oppretthalde utvinning. Utsiktene no gjev grunn til å tru at lønsemda til aktørane på norsk sokkel medfører mindre investering og utbygging, samt raskare nedstenging av felt som slit med marginane. Med auka nedstengingsaktivitet vil subsidiæransvaret i petrl. § 5-3 (3) i større grad aktualiserast.

Det er då viktig å ha med seg kva som er ei god løysing – både for aktørane, men òg kva som gjev høgast avkastning for ressursforvaltninga – til gagn for samfunnet som heilskap.

Utforminga og implementeringa av subsidiæransvaret i 2009 var meint å sikre dekning av disponeringskostnadar og hindre uvisse kring kven som skulle betale den dagen disponering gjer seg gjeldande. Dette målet kan seiast å vere delvis nådd, då ein har fått klårleik i ei rekkje av spørsmåla som vart reist før ansvaret tredde i kraft.

Avhandlinga har likevel synt at regelverket kunne vore tydlegare på kva kostnadar ansvaret reint konkret er meint å inkludere. Samstundes verkar det som at aktørane har innretta seg på tilnærma lik praksis, sjølv om lovgivar tilsynelatande har lagt opp til ei noko rommeleg løysing om kva kostnadar som vert rekna som disponering. Dette er lite rådeleg dersom departementet vik frå praksisen som tilsynelatande har etablert seg mellom aktørar og departementet, eksempelvis ved å stille krav om strengare miljømessig handsaming ved disponering framover. Eit slikt avvik er likevel tvilsamt, all den tid rettsvisse og føreseielegheit for sokkelaktørane er vél så viktig for myndene for å oppretthalde interessa for petroleumsutvinning i Noreg.

Meir prekært er konsekvensane subsidiæransvaret fører med seg når det kjem til omfattande garantistillingar og tilhøyrande skatteregulering. Dagens løysing kan minne om eit «fangane sitt dilemma» der alle partar i realiteten tapar, med unntak av bankgarantistane. Avhendar kan rekne med å få mindre betalt for lisensparten ettersom kjøpar må ta høgde for å binde opp likviditet til ein garanti. Kjøpar mister dermed fleksibilitet og investeringsmoglegheiter, nettopp fordi kapitalen allereie er bunden. Staten tapar proveny direkte gjennom frådragsregimet ved å blant anna gje frådrag for aktørane sine kostnadar knytt til vedlikehald av dyre garantilån frå bankane. Indirekte tapar staten proveny ved at dagens ordning kan gje

ei suboptimal løysing der ein ikkje oppnår så effektiv og økonomisk lønsam utnytting av petroleumsressursane som kunne vore mogleg med eksempelvis ei «etter-skatt»-løysing, som skildra i avsnitt 6.1.

Er det då riktig at omsynet til skattenøytralitet og retts teknisk ukompliserte reglar skal gå føre det som kan gagne både stat og selskap? Dagens reglar kan seiast å vere nøytrale og ukompliserte, men det betyr ikkje at dei gjev den beste løysinga. Subsidiæransvaret er venta å aktualisere seg i større grad i tiåra som kjem. Dermed kan ein spørje seg om det ikkje er verdt å ta ein nærare kikk på subsidiæransvaret og petroleumsskattereglane. Er det mogleg å få til meir fleksible reglar som tek i vare dei overordna omsyna bak petroleumslovgivinga på ein betre måte enn dagens regime, så er det enno ikkje for seint. Basert på erfaringane hausta over det siste tiåret synast alle involverte partar å kunne vinne på dette, riktig nok med unntak av garantistbankane – men så er det heller ikkje staten si oppgåve å støtte opp om bankar gjennom frådragsretten i petroleumsskatteregimet.

Litteraturliste

Bøker og rapportar:

- Dr.techn. Olav Olsen (2018) Dr.techn. Olav Olsen, 2018. *Markedsrapport knyttet til avslutning og disponering. Avslutning og disponering av utrangerte innretninger.*
Kan hentast frå <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/rapporter/markedsrapport.pdf>
(sist sjekka 06.05.2020)
- Hammer (2009) Ulf Hammer, Trond Stang, Sverre B. Bjelland, Yngve Bustnesli og Amund Bjøranger Tørum. *Petroleumsloven*. Oslo: Universitetsforlaget, 2009.
- OGUK (2009) OGUK, *Decommissioning Security Agreement Guidance Notes*, 2009
- OGUK (2019) *Decommissioning Insight 2019*, Oil & Gas UK publications.
Kan hentast frå <https://oilandgasuk.co.uk/product/decommissioning-insight-report/> (sist sjekka 06.05.2020)

Norske lover og forskrifter:

Gjeldande lover:

- Aksjelova Lov 13. juni 1997 nr. 44 om aksjeselskap
- Petroleumslova Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsverksemd
- Petroleumsskattelova Lov 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumsførekomstar mv.

Oppheva lover:

Fjerningstilskotslova Lov 25. april 1986 nr. 11 om tilskot til fjerning av innretningar på kontinentalsokkelen

Petroleumslova Lov 22. mars 1985 om petroleumsverksemd

Forskrifter:

FOR-1997-06-27-653 Forskrift 27. juni 1997 nr. 653 om petroleumsverksemd (petroleumsforskrifta)

FOR-1997-06-19-618 Forskrift 19. juni 1997 nr. 618 om petroleumsregisteret

Førearbeid:

NOU 1993: 25 Om avslutning av petroleumsproduksjon – fremtidig disponering av innretninger

NOU 1994: 19 Om finansavtaler og finansoppdrag

Ot.prp. nr.43 (1995-1996) Om lov om petroleumsverksemd

Ot.prp. nr.41 (1998–1999) Om lov om finansavtaler og finansoppdrag

NOU 2000: 18 Om skattlegging av petroleumsverksemd

St.meld nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsverksemda

Ot.prp. nr.48 (2008-2009) Om lov om endringar i lov 29. november nr. 72 om petroleumsverksemd

Ot.prp. nr. 95
(2008-2009) Om lov om endringer i skatte- og avgiftslovgivinga mv.

Meld. St. 12
(2017-2018) Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten

Prop. 1 LS
(2019-2020) Om skattar, avgifter og toll 2020

Dommar:

HR-2008-1136-A Laksesmoltdommen

HR-2020-611-A Skeie-saka

Rt. 2012 s. 1267

Rt. 2004 s. 1921 Shell-dommen

Fråsegner og anna:

Agerup
(2020) Agerup, Mette K. Gravdahl. Korrespondanse pr. epost april/mai 2020. Ikkje ålment tilgjengeleg. Samtykke til kjeldebruk er innhenta.

FIN
(2012) Tolgingsfråsegn frå FIN til OLF, 30.04.2012. § 3 j: *Subsidiært økonomisk ansvar for disponeringskostnader ved overdragelse av utvinningstillatelser på norsk sokkel – skattemessige spørsmål*

Kan hentast frå <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/subsidiart-ekonomisk-ansvar-for-disponer/id681085/> (sist sjekka 07.05.2020)

NOROG
(Norsk olje og gass)
(2010) 05 – Norsk olje og gass, 2010. *Anbefalt modellavtale for finansiell sikkerhet for fjeringsforpliktelse.*

- Kan hentast frå:
<https://www.norskoljeoggass.no/globalassets/dokumenter/naringspolitikk/skatt-og-fiskalt/modellavtaler/norog-5---finansiell-sikkerhetsavtale-for-fjerningsforpliktelser-norsk-150517-20170515150731.pdf> (sist sjekka 07.05.2020)
- OED Høringsnotat – endringer i petroleumsforskriften – subsidiært ansvar for disponeringsforpliktelser, 05.12.2011.
Kan hentast frå:
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/hoeringsnotat51211.pdf (sist sjekka 07.05.2020)
- OED Brev frå OED til NOROG, 08.11.2016. *Disponering – subsidiært ansvar*.
Kan hentast frå:
http://veileder.epim.no/Dokumenter/Brev_fra_OED_08_11_2016_angaende_endring_av_Ptrloven_5-3_Disponering_Subsiært_ansvar.pdf
(sist sjekka 07.05.2020)
- OLF Høyringsfråsegn frå OLF til OED om *Utkast til endringer i petroleumsløven – høring*, 16.01.09.
(noverande NOROG)
Kan hentast frå:
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/horinger/endringer-petroleumsløven/olf.pdf (sist sjekka 07.05.2020)
- OLF Vedlegg til høyringsfråsegn 16.01.09.
Kan hentast frå:
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/horinger/endringer-petroleumsløven/olf_vedlegg.pdf (sist sjekka 07.05.2020)
- Regnskapsstiftelsen Norsk RegnskapsStandard 13 «Usikre forpliktelser og betingede eiendeler», revidert sist i november 2013.

Kan hentast frå:

<https://www.regnskapsstiftelsen.no/wp-content/uploads/2008/06/NRS-13-Usikre-forpliktelse-og-betingede-eiendeler-2013.pdf> (sist sjekka 07.05.2020)

Samarbeidsavtalen

Avtale for petroleumsverksemd med vedlegg A, Samarbeidsavtalen, og vedlegg B, rekneskapsavtalen.

Kan hentast frå:

<https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/konsesjonsverk/k-verk-vedlegg-1-2.pdf> (sist sjekka 07.05.2020)

Samuelsen

Jan Samuelsen, PowerPoint-presentasjon «Subsidiær ansvar og skatt»
24.08.2017

Kan hentast frå:

<https://www.norskoljeoggass.no/globalassets/dokumenter/naringspolitikk/skatt-og-fiskalt/skatteseminar/2017/jan-samuelsen-chevron.pdf> (sist sjekka 06.05.2020)

Internasjonale kjelder:

Havrettskonvensjonen
(UNCLOS)

The United Nations Convention on the Law of the Sea

Kan hentast frå:

https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf
(Sist sjekka 06.05.20)

IMO sine retningslinjer

Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone (resolution A.672 (16)), 19. Oktober 1989

- Luganokonvensjonen Convention of 16 September 1988 on jurisdiction and the enforcement of judgements in civil and commercial matters
 Kan hentast frå:
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A22007A1221%2803%29>
 (sist sjekka 10.05.2020)
- OSPAR-konvensjonen Oslo-Paris Convention for the Protection of the Marine Environment in the North-East Atlantic
 Kan hentast frå:
<https://www.ospar.org/convention/text>
 (sist sjekka 07.05.2020)
- The Petroleum Act The Petroleum Act 1998. Act number 96, 11th June 1998 c. 17
 Kan hentast frå:
<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>
 (sist sjekka 07.05.2020)

Nettartiklar:

- Dagens Næringsliv Dagens Næringsliv, «Dong selger oljevirkosomheten til Ineos»,
 (2017) publisert 24.05.17.
 Kan hentast frå:
<https://www.dn.no/bors/dong-energy/ineos/dong-selger-oljevirkosomheten-til-ineos/2-1-90126> (sist sjekka 07.05.2020)
- Norsk petroleum *Petroleumsskatt*, sist oppdatert 07.10.2019
 (2019)
 Kan hentast frå:
<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/> (sist sjekka 07.05.2010)
- Norsk petroleum *Investeringar og driftskostnadar*, sist oppdatert 24.03.2020

(2020)

Kan hentast frå:

<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/investeringer-og-driftskostnader/> (sist sjekka 10.05.2020)

Norsk petroleum
(2019)

Avslutning og disponering, sist oppdatert 10.02.2020

Kan hentast frå:

<https://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/avslutning-og-disponering/> (sist sjekka 10.05.2020)

Norsk petroleum
(2020)

Grunnleggande forvaltningsprinsipp, sist oppdatert 05.02.2019

Kan hentast frå:

<https://www.norskpetroleum.no/rammeverk/rammeverkgrunnleggende-forvaltningsprinsipper/> (sist sjekka 07.05.2020)

Oljedirektoratet
(2020)

Ingrid Sølvsberg, Sokkelåret 2019, *Et godt år på det jevne*, presentert 09.01.2020

Kan hentast frå:

<https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/sokkelaret/sokkelaret-2019/norsk-presentasjon-master-sokkelaaret2019.pdf>

(sist sjekka 10.05.2020)

Oljedirektoratet
(2020)

Om levetid på innretningar: faktasider - innretning, sidevisning, sist oppdatert 14.04.2020

Kan hentast frå:

<https://factpages.npd.no/nb-no/facility/pageview/fixe/all>

(sist sjekka 14.04.2020)

Regjeringen.no

Norsk oljehistorie på 5 minutt, sist oppdatert 20.03.2019

Kan hentast frå:

<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter/id440538/> (sist sjekka 14.04.2020)

Liste over figurar:

- Figur 1: Skjematisk oversikt over partsforholda ved fleire avhendingar.19
- Figur 2: Oversikt over totalkostnadar på norsk sokkel dekomponert i ulike kategoriar.40