

Energistyrelsen
Amallegade 44
1256 København K

Att ens@ens, ld@ens.dk

20. november 2014

Høring over udkast til forslag til ændring af undergrundsloven

Olie Gas Danmark ("OGD") henviser til Energistyrelsens høringsbrev af 31. oktober 2014 vedlagt forslag til ændring af undergrundsloven. OGD takker for muligheden for at afgive høringssvar og har følgende kommentarer til lovforslaget:

Generelle bemærkninger

Det er efter OGDs opfattelse helt afgørende, at der til stadighed er fokus på sikkerheden i forbindelse med indvinding af kulbrinter, således at dette sker på en forsvarlig måde. Det er vores opfattelse, at sikkerhedsstandarden i den danske del af Nordsøen allerede i dag er høj.

EU Offshoresikkerhedsdirektivet er gennemført som en følge af Deepwater Horizon ulykken i den Mexicanske Golf, og det sigter mod at forhindre tilsvarende ulykker inden for EU. I den sammenhæng må det fremhæves, at olie- og gasaktiviteterne i den Mexicanske Golf adskiller sig på flere punkter fra aktiviteterne i Nordsøen ved at foregå langt tættere på land, ved betydelige forskelle i reservoir- og olietyper, og ved at være underlagt vejrmæssige forhold, som også er forskellige fra forholdene i Nordsøen. Reguleringen af indvindingsaktiviteterne i den danske del af Nordsøen bør afspejle de faktuelle forhold og de konkrete risici, der er forbundet med aktiviteterne.

Lovforslaget er omfangsrigt og indeholder bestemmelser, som har væsentlig betydning for industrien og for Danmarks evne til at tiltrække og fastholde investorer af forskellig størrelse. Der er desuden forhold og begreber i lovforslaget, som OGD finder uklare, og en del bestemmelser har karakter af vide rammebestemmelser, hvilket gør det vanskeligt at få et overblik over konsekvenserne af de krav til f.eks. sikkerhedsstillelse og finansiel kapacitet og ansvar, som lovforslaget samlet set vil påføre selskaberne. OGD finder det beklageligt, at der ikke blev givet en længere frist for afgivelse af høringssvar, således at der havde været rimelig tid til at vurdere forslagens nærmere indhold og konsekvenser, herunder inddragelse af praksis fra andre jurisdiktioner omkring Nordsøen med flere indbyrdes lighedspunkter end forholdene i den Mexicanske Golf.

OGD går ud fra, at branchen bliver inddraget i videre omfang, end det har været tilfældet i forbindelse med ændringsforslaget til undergrundsloven, når bemyndigelsesbestemmelserne skal udmøntes i mere detaljerede regler, herunder at de praksis og sædvaner, som gør sig gældende i branchen kan danne grundlag herfor.

Olie Gas Danmark
Lønhøjstræde 39, 3. etage
1210 København K
Telefon: +45 3341 1080
CVR nr. 64 40 98 95

Olie Gas Danmark arbejder for, at virksomhederne og samfundet får mest mulig værdi fra produktionen af olie og gas.

Olie Gas Danmark har fokus på udvikling af sektoren, på sikkerhed og miljø samt på forskning og innovation.

Energistyrelsen inviterede OGD til et orienterende møde om lovforslaget forud for høringsfasen, hvilket OGD sætter stor pris på. Når man læser lovforslagets bemærkninger (pkt. 1.3), kan man imidlertid få det fejlagtige indtryk, at lovforslaget har været genstand for en egentlig forudgående drøftelse mellem styrelsen og OGD. Dette er ikke tilfældet. Det omhandlede møde var alene et orienteringsmøde, hvor styrelsen mundtligt redegjorde for sine tanker om lovforslagets hovedtræk, og OGD fik hverken før, under eller umiddelbart efter mødet udleveret noget uddybende materiale. Herudover har der på OGD's foranledning været afholdt møde med energistyrelsen efter udsendelse af høringsmaterialet hvor OGD redegjorde for de særlige forsikringsforhold der er gældende offshore.

Side 2/7

OGD anerkender betydningen af, at EU's offshoresikkerhedsdirektiv implementeres rettidigt. Lovforslaget indeholder imidlertid også bestemmelser, som ikke ses at følge af krav i direktivet. I den forbindelse skal OGD anbefale, at det af lovbemærkningerne tydeligt fremgår hvilke krav, bestemmelse for bestemmelse, der rækker videre end kravene i offshoresikkerhedsdirektivet, eller som ikke udspringer heraf. I lyset af det verserende, meget vigtige arbejde med en langsigtet strategi for at sikre en effektiv udnyttelse af ressourcerne i Nordsøen, skal OGD opfordre Energistyrelsen til at stille disse videregående elementer af forslaget i bero og afvente færdiggørelsen af dette strategiarbejdet, inden undergrundsloven foreslås ændret på områder, der ikke er nødvendiggjort af direktivet

Specifikke bemærkninger

Ad nr. 5

I § 1 a, nr. 2, henvises der til De Forenede Nationers Havretskonvention efter "kontinentalsokkel". Samme henvisning bør som konsekvens overvejes indføjret i den eksisterende § 1, stk. 3.

Det er ikke alle steder i lovforslaget klart, om der ved begrebet "rettighedshaver" defineret i § 1 a, nr. 3, henvises til licenshaverne som en enhed eller til hver enkelt medindehaver af en licens eller begge. Dette bør tydeliggøres bestemmelse for bestemmelse eller samlet i en definitionsbestemmelse.

Det bør generelt overvejes at medtage flere definitioner med henblik på at lette læsningen. Der bør således eksempelvis indføres en definition af "anlæg" og "installationer", da der i § 29 a henvises til både anlæg og installationer, uden at det står klart, hvad forskellen er herpå. Udtrykket "ejer" går igen flere steder i forslaget og kunne også med fordel defineres for at tydeliggøre meningen. Det forudsættes herved, at definitionerne i forslag til ændring af offshoresikkerhedsloven finder anvendelse.

Ad nr. 7

Rækkevidden af bestemmelsen om beredskabsplaner er særdeles uklar, og det er vanskeligt på det foreliggende grundlag at forudsige, hvilke foranstaltninger, selskaberne kan blive pålagt, og de økonomiske og administrative konsekvenser heraf, herunder om bestemmelsen kan bruges som hjemmel til at pålægge selskaberne at overdimensionere infrastrukturen.

Det bør fremhæves, at bestemmelsen må gælde hvert enkelt af de deltagende selskaber, der udgør "rettighedshaveren", idet data og systemer findes hos alle deltagere i en licens.

Ad nr. 8

Side 3/7

Det er ikke klart, hvorledes eller i hvilke situationer den foreslåede ændring kan blive benyttet i praksis, og forslaget udspringer ikke af direktivet. Det er betænkeligt, at Energistyrelsen kan pålægge ansøgere at overdimensionere rørledningsanlæg, idet der i mange tilfælde vil være væsentlige omkostninger og risici forbundet hermed. Sammenhængen med bekendtgørelsen om tredjepartsadgang og i givet fald olierørledningsloven bør forklares i forarbejderne.

Ad nr. 11

Formuleringen "arbejder i borer" er uklar og kan forstås som tests, logging o.lign. i borer, men ordlyden i øvrigt og forarbejderne tyder på et bredere anvendelsesområde for bestemmelsen, hvilket bør klariægges.

Det fremgår af bemærkningerne til den foreslåede bestemmelse, at godkendelse af sikkerhedsmæssige forhold i forbindelse med borearbejder fremover vil blive reguleret i offshoresikkerhedsloven. Der er således som en direkte følge af EU Offshoresikkerhedsdirektivet indført en godkendelses- og verifikationsordning i forhold til visse brøndaktiviteter, hvis aktiviteten kan have betydning for storulykkesrisikoen. Hensigten med forslaget til § 28, stk. 3, er efter bemærkningerne at sikre en hensigtsmæssig efterforskning og eventuel udnyttelse af de ressourcer, der planlægges anført og indvundet med brug af boringen. Der er imidlertid efter OGD's opfattelse ingen ressource-mæssige begrundelser for, at der skal indhentes godkendelser i alle de tilfælde, der lægges op til. Bestemmelsen vurderes at kunne reducere rettighedshavernes fleksibilitet med hensyn til boringernes tilrettelæggelse, hvilket potentielt kan føre til øgede omkostninger og dermed have en negativ virkning på aktivitetsniveauet på den danske sokkel.

Ad nr. 13

I forhold til § 29, stk. 2, er det uklart, om "rettighedshaveren" henviser til licenshaverne som en enhed og/eller til den konkrete deltager i en tilladelse, som direkte eller indirekte er involveret i en overdragelse af en tilladelse.

Den foreslåede formulering i § 29, stk. 3 og 4, der ikke ses at udspringe af direktivet, indeholder ingen dispensationsadgang. OGD finder det unødvendigt med et absolut forbud i loven mod opdeling af en forekomst, hvormed der i sagens natur må menes en på ansøgningstidspunktet kendt forekomst, i dele med forskellige rettighedshavere. Det følger allerede af undergrundslovens formålsparagraf i § 1, stk. 1 (og § 10, stk. 1), at undergrunden skal udnyttes hensigtsmæssigt, og Energistyrelsen vil derfor kunne meddele tilladelse til eller afvise overdragelser under henvisning til lovens formål. Kriterier for, hvornår tilladelse kan meddeles eller nægtes, kan præciseres nærmere i forarbejderne.

OGD forudsætter, at der med de foreslåede § 29, stk. 3 og 4, ikke er tilsigtet en ændring af de muligheder, som i dag findes med hensyn til at påtage sig, eller stå uden for, sole-risk aktiviteter. Dette kunne med fordel præciseres i forarbejderne for at fjerne en potentiel fortolkningstvív.

Ad nr. 14

Under henvisning til lovforslagets § 3, stk. 3, lægger OGD til grund, at lovforslagets § 1, nr. 14, om overdragelser ikke vil have tilbagevirkende kraft og således ikke finder anvendelse på allerede foretagne overdragelser.

Edm

Forslagets § 29 a rejser en række problemstillinger, herunder hvorledes model JOAens artikel 9.1 (g) fremover skal forstås, og bestemmelsen ses ikke at udspringe af direktivet.

Forslaget ses også at rejse nogle komplekse problemstillinger med hensyn til den nærmere opgørelse af, hvad det subsidiære ansvar egentlig dækker, særligt hvis der er forløbet lang tid siden overdragelsen.

OGD bemærker videre, at begrebet subsidiært økonomisk ansvar minder om regulering på både norsk sokkel og i UK, men begge disse jurisdiktioner er efter OGDs opfattelse kendetegnet ved, at det subsidiære økonomiske ansvar ikke står alene. I Norge gælder ansvaret kun efter fradrag af skatteværdien af omkostningerne, hvilket reducerer den økonomiske vægt af ansvaret betydeligt, og i UK ledsages ansvaret af en såkaldt "Decommissioning Relief Deed", som bl.a. har til formål at reducere den kapital, som ellers ville skulle være bundet op til det subsidiære ansvar i en potentielt lang periode, eller som kan skade kreditværdigheden, og dermed også investeringsmulighederne, hos den subsidiært ansvarlige enhed. Det er endvidere uklart, når man læser lovforslaget, hvorledes den subsidiært ansvarlige enhed er stillet skattemæssigt for sine udgifter til afvikling, herunder ikke mindst hvis enheden ikke længere er dansk skattesubjekt. Disse forhold bør derfor afklares, inden der indføres lovregler om sekundært ansvar.

Det er således efter OGD's opfattelse meget uhensigtsmæssigt, hvis man i Danmark har et ansvarsregime, som er potentielt betydeligt mere byrdefuldt end i andre, sammenlignelige jurisdiktioner i Nordsøen. Indførelsen af et lovbestemt subsidiært ansvar for afviklingsomkostninger må ikke hæmme mulighederne for at overdrage tilladelser og bør ses i sammenhæng med de tiltag, der kendes fra Norge og UK.

Det er uklart, hvad der i § 29 a, stk. 1, menes med "herunder afvikling af påbegyndte anlæg", når det samtidig i bemærkningerne på side 33 fremgår, at det overdragende selskab ikke vil blive ansvarligt for afviklingsforpligtelser, hvis en overdragelse "er sket inden anlæg, herunder ufærdige anlæg, m.v. er etableret". Dette synes umiddelbart at være modstridende.

Det er uklart, hvad der i § 29 a, stk. 1, menes med "tidspunktet for overdragelsen". Det bør præciseres, at der hermed menes den dato, som parterne har valgt skal være den relevante skæringsdato. Det er i højere grad parterne, som kan regulere i deres indbyrdes aftale, hvornår overdragelsestidspunktet skal finde sted, jf. også formuleringen "the effective date" i model JOAens artikel 9.1 (g).

Det er ligeledes uklart, om der i bemærkningerne på side 33 er tilsigtet en indholdsmæssig forskel på begreberne "senere videreudbygning" og "efterfølgende udvikling i tilladelsen".

I § 29 a stk. 3 skal der antageligvis henvises til stk. 1-2.

Det bør indføres som ny sidste sætning i § 29 a, stk. 4:

"Den overdragende parts økonomiske ansvar reduceres med omkostninger til afvikling, som er afholdt af senere erhververe".

Det er OGD's opfattelse, at det subsidiære ansvar først bør indtræde, når de øvrige licenshavere og staten har udtømt samtlige de retslige skridt, som er til rådighed for at få fastslået den misligholdende licenshavers betalingssevne. Dette princip kendes

ESM



fra de sædvanlige danske regler om simpel kaution. Det er efter OGD's opfattelse ikke klart ud fra lovforslaget, om henvisningen i bemærkningerne til, at mulighederne i samarbejdsaftalen skal udtømmes, jf. lovbemærkninger på side 33 og 34, svarer hertil.

Side 5/7

Der henvises i forarbejderne på side 34 til, at et selskab anses for at have misligholdt sin forpligtelse, hvis ansvaret ikke er dækket inden for tre måneder. Denne frist er meget kort og uhensigtsmæssig, og tidsfristen bør derfor ændres til seks måneder, alternativt være et fravigeligt udgangspunkt. Fristen kan endvidere først begynde at løbe, når selskabet har modtaget fyldestgørende dokumentation for forpligtelsens opgørelse og for den manglende betalingsevne hos den primært ansvarlige. Fristen kan således ikke i alle tilfælde regnes fra tidspunktet, hvor selskabet har modtaget et påkrav.

Det bør overvejes at udarbejde vejledende erklæringer om subsidiært ansvar i samarbejde med branchen. OGD stiller sig i den forbindelse gerne til rådighed for et sådant arbejde.

For så vidt angår § 29 b, stk. 1, foreslås "udpeger" udskiftet med "godkender". I stk. 2 bør henvisningen til direktivet udskiftes med de relevante danske implementeringslove, når disse er vedtaget. Direktivet har således ikke direkte retskraft, hvorfor det alene er den danske implementering af direktivet, der kan normere retstilstanden.

Til § 29 b, stk. 2, bemærker OGD videre, at "straks" under dansk ret normalt fortolkes bogstaveligt. Det vil ofte ikke være muligt "straks" at foreslå en anden operatør, bl.a. fordi rettighedshavere, som ikke i forvejen opererer i Danmark, ikke nødvendigvis har den fornødne organisation. Det vil også være en tidskrævende proces at udpege en operatør, som ikke er rettighedshaver i den pågældende licens og som muligvis også først skal overtage licensandele. Kravet om "straks" at foreslå en anden operatør ses ikke at udspringe af direktivet, og OGD anbefaler, at "straks" udgår og erstattes af "inden for en rimelig frist fastsat af klima-, energi- og bygningsministeren". OGD bemærker, at rettighedshaverne i mellemtiden er forpligtet til at udføre operatørens forpligtelser.

Det er endvidere OGDs opfattelse, at forslaget til § 29 c går videre end direktivet, og at bestemmelsen vil påføre rettighedshaverne øgede administrative byrder og omkostninger, herunder til dokumentation. Det er samtidigt meget vidtgående, når det i bemærkningerne til bestemmelsen (side 38) kræves, at rettighedshaverne skal være i besiddelse af kontanter, anfordringsindskud eller andre aktiver, som er let omsættelige til kontanter med meget kort varsel.

Forslaget giver endvidere anledning til at række fortolkningsspørgsmål. Det er således uklart, hvilke faser i arbejdsprogrammer, der kan komme på tale som overgange, hvor myndighederne vil kræve dokumentation, ligesom det ikke synes proportionalt at stille krav om dokumentation inden meddelelse af alle godkendelser nævnt i bestemmelsen. Dette vil i værste fald kunne være særdeles ressourcekrævende både for rettighedshaverne og for myndigheden og vil kunne føre til væsentlige forsinkelser af planlagte aktiviteter.

Ordlyden af § 29 c, stk. 1 samt stk. 5-6, kan læses således, at hver enkelt rettighedshaver skal opfylde samme krav til teknisk og finansiel kapacitet. OGD er ikke klar over, om dette er tilsigtet, og under alle omstændigheder bør retstilstanden afklares i lovens bemærkninger.

Esma

I § 29 c, stk. 4, er det uklart, hvad "... en reserve til ikke forudsete udgifter samt finansielle sikkerhedsstillelser til at dække potentielle erstatningsansvar, som kan opstå som følge af aktiviteterne" omfatter. OGD bemærker, at bestemmelsen indebærer risiko for, at rettighedshaverne pålægges betydelige og ikke-proportionale byrder, såfremt der ikke tages hensyn til den reelle/realistiske risiko ved de konkrete aktiviteter udførelse. Krav til den finansielle kapacitet bør således afspejle den reelle risiko, jf. også forslag til § 35 a. OGD foreslår følgende tilføjelse som nyt 3. pkt.:

Side 6/7

"Ved vurdering af den finansielle kapacitet skal der tages hensyn til risikoen ved den forestående fases efterforsknings- eller indvindingsaktiviteter."

Dette bør endvidere kvalificeres nøjere i en bekendtgørelse.

I relation til § 29 c, stk. 4 bør det endvidere pointeres, at finansiell sikkerhedsstillelse til at dække potentielle erstatningsansvar skal bero på en konkret vurdering af eksponeringen relateret til de omhandlede aktiviteter i Nordsøen.

I § 29 c, stk. 5, bør fristen som udgangspunkt udgøre mindst 6 måneder med mulighed for forlængelse, hvilket vil give en rimelig tid til at afhjælpe forholdet.

OGD lægger ud fra ordlyden til grund, at § 29 c, stk. 5 og 6, ikke tilsigter, at der sker tilbagekaldelse af licensen, men det er uklart, hvilken retsvirkning der menes med "kan ... aktiviteterne ikke videreføres", "få forlænget tilladelsen" og "indstille virksomheden".

Ad nr. 15

Bestemmelsen om afviklingsplaner ses ikke kun at udspringe af direktivet, og bestemmelsen vil påføre rettighedshaverne øgede administrative byrder og omkostninger.

I sagens natur vil en afviklingsplan, der ledsager ansøgninger, alene kunne have en overordnet og foreløbig karakter. Det er derfor forbundet med væsentlige finansielle og proportionalitetsmæssige betænkeligheder at benytte sådanne usikre planer som grundlag for krav om sikkerhedsstillelse. OGD vil være bekymret for, at kravene om sikkerhedsstillelse stilles for tidligt i forløbet og/eller ikke står i forhold til omkostningerne ved afviklingen på et senere tidspunkt. Dette kan binde kapital unødigt og dermed hæmme aktivitetsniveauet i den danske del af Nordsøen. Det er desuden uklart, hvilken sikkerhedsstillelse der vil blive accepteret.

Det er også uklart, hvorfor rettighedshavere med anlæg etableret inden den 19. juli 2015 mv. skal indsende en afviklingsplan inden 19. juli 2018, da kravet herom ikke umiddelbart ses at følge af krav i EU Offshoresikkerhedsdirektivet. OGD henviser til, at der i dag er angivet frister herfor på to år i § 37, stk. 6, i modeltilladelsen. Planer for anlæg etableret inden den 19. juli 2015 mv. kan, ligesom afviklingsplaner der ledsager ansøgninger, have en overordnet og foreløbig karakter, og OGD savner en begrundelse for at pålægge allerede aktive rettighedshavere dette krav.

Det bør præciseres i bemærkningerne på side 40 nederst, at en modelaftale mellem rettighedshaverne om sikkerhedsstillelse skal være frivillig at anvende. OGD forventer at blive inddraget ved den senere fastlæggelse af indholdet i en sådan modelaftale.

Esm

Ad nr. 17

Side 7/7

Det er uklart, om forslaget har betydning for modeltilladelsens § 30. Det er endvidere OGDs opfattelse, at forslaget ikke er i overensstemmelse med, hvad det er muligt at tegne forsikring for på de danske og internationale forsikringsmarkeder. Tilsvarende gælder det, at ønsket om proces for håndtering af erstatningskrav ikke afspejler, hvad der reelt er muligt på forsikringsmarkedet. Det må desuden være en forudsætning, at de risici, som kræves forsikringsdækket, er forsikringsbare og sædvanlige at forsikre inden for de relevante aktiviteter, og at kravene til forsikringsdækning i øvrigt afspejler de faktiske forhold på den danske sokkel. Det kunne i den forbindelse med fordel anføres i bemærkningerne, at Energistyrelsen forventer at fastsætte krav baseret på, hvad der er gældende i f.eks. UK og Norge for at sikre ensartet håndtering og dækning af skadesbegivenheder, der rækker ind i flere lande.

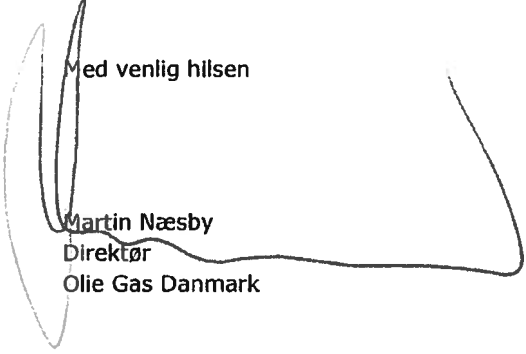
Et krav om meget høj forsikringsdækning kan ikke dækkes i forsikringsmarkedet, hvilket kan få afledte konsekvenser for det i branchen etablerede, anerkendte og velprøvede knock-for-knock princip om aftalt, gensidig ansvarsfriholdelse og tilsvarende ansvarspåtagelse.

OGD forventer at blive inddraget ved fastsættelse af regler om forsikring, jf. § 35 a, stk. 6.

OGD ser frem til nærmere at drøfte ovennævnte med Energistyrelsen og er naturligvis til rådighed for yderligere afklaring, om ønsket.

Esm

Med venlig hilsen



Martin Næsby
Direktør
Olie Gas Danmark

Revised Subsoil Act

PA Resources' comments on clauses affecting assignment, financial competence, insurance and decommissioning.

13th November 2014

General Comments

We comment to a small number of clauses which primarily impact on how financial competence is shown, how financial provision is made for unexpected events such as oil spills/blowouts and how security is structured to cover abandonment liabilities. In general, the draft provisions of the Act if implemented 'as is' seem likely to dissuade investors from Denmark, to reduce asset trading and to disincentivise offshore activity. Most of these negative impacts can be avoided, whilst still ensuring compliance with the EC Directive. This can be done by amending some provisions of the Act, and by a commitment in the Act to develop abandonment security arrangements that provides for multiple tax-efficient means of providing the security required by the State, co-venturers and secondarily liable parties. The UK is considerably more mature in its provision of these requirements via OPOL membership to support financial competence in the event of a drilling-related spill event, and via the standardised Decommissioning Security Arrangement and Decommissioning Relief Deed which could be ready models for Denmark to adapt and adopt to Danish requirements.

1. Section 29: Assignment of Licences

The revised Subsoil Act proposes in Section 29.3 and 29.4 that an assignment which results in the division of a licence area into sub-areas with different licensees must not result in the division of a discovery or of a geological structure used for storage or other purposes than production of natural resources.

The proposed provision is new to the Subsoil Act and does not reflect a condition being implemented from the EC Directive. It is proposed that the clause be clarified to prohibit assignment only where it would lead to further division of an existing discovery and not in the case of sole risk/non sole risk areas, which can be freely assigned.

- We are a little unclear whether this provision might slightly undermine the sole risk provisions of JOA's which explicitly envisage that a discovery could become divided through a sole risk operation when one or more licensees legitimately elect to participate or not in an appraisal well. In the circumstance where sole risk is invoked and a party seeks to assign its interest in a sole

risk/rest of the licence (given that the sole risk area is not formally recognised as a licence sub area), this assignment would appear to be barred by the new provision. Parties could in effect be forced to become involved in activity they do not support rather than use the sole risk clause as envisaged.

2. Section 29a: Secondary Liability

The revised Subsoil Act proposes a new Section 29a under which a company which assigns a licence interest in whole or in part shall remain secondarily liable for decommissioning costs. This is not a requirement of the EC Safety Directive. The secondary liability relates to the seller's share of the decommissioning costs for installations, including wells and pipelines etc., which physically exist at the time of the DEA's approval of the assignment (i.e. which have been established or where establishment has commenced). The new Section 29a does not grant the DEA the discretion to exempt a seller from the obligation to undertake secondary liability. Indeed the seller must undertake the secondary liability towards the remaining licensees and the Danish State as a condition for the DEA's approval of the assignment. The remaining licensees must exhaust all possibilities under the JOA to recover the decommissioning costs before they can invoke the secondary liability towards the seller. A party is deemed not to have fulfilled its obligation to pay the decommissioning costs if payment is not made within 3 months after receiving a notice for payment.

We feel that the implementation of this proposed provision needs very careful work in association with the tax authorities and with respect to the liability arrangements already existing in JOA's and to a decommissioning security instrument (refer to item 4 below). We believe that application of the provision fundamentally should be discretionary and limited only to those situations where it is clearly required because the financial soundness of the assignee is not demonstrated. In general, this secondary liability requirement and its ramifications have been shown in the UK to act as a barrier to the trading of licence interests if not carefully and appropriately applied. This additional liability can have a detrimental impact on a company's financial capacity. Such an outcome could further reduce Denmark's already very low level of asset trading, restrict new entrants and thus impact overall resource recovery from the Danish shelf. For these reasons, the use of such a clause should be in rare circumstances, not as a mandatory requirement, and only then after careful design of the overall liability/security/tax regime as it applies to decommissioning to ensure that the secondarily liable party is called upon only as an absolute last resort.

- Administratively we see difficulties associated with splitting abandonment liabilities as of a fixed date of interest assignment as it adds complexity to the abandonment process and fails to reflect that after the assignment date, further use and modifications to the pre-existing facilities can lead to increased abandonment cost on those facilities for which a party could be secondarily liable without having had the benefit of use of the facilities. Additionally the secondarily liable party cannot exert influence in the JV to avoid such circumstances arising and thus bears an open-

ended risk without the corresponding involvement and influence. Some clarity would be added if the provision were amended to only cover facilities actually physically installed at the point of assignment.

- It is unclear how this arrangement will interact with the joint and several liability principle in the JOA. As we would see it, the JV shares joint and several liability for decommissioning costs and in the event that security is insufficient and a party does not contribute to the excess cost, in the first instance the other existing licensees are liable, whilst retaining the ability to pursue the party that did not contribute fully. However, the secondary liability appears to be triggered after only a 3 month period of non-payment; this seems insufficient to exhaust all possibilities under the JOA or legally available to co-venturers to recover these funds and thus brings into question whether the secondarily liable party is truly the funder of last resort or this proposal effectively alleviates co-venturers of their funding obligations as per the joint and several liability regime. Thus this sort of secondary liability arrangement needs to be carefully structured with respect to the JOA liability regime to call on the secondarily liable party only as an absolute last resort.
- We are concerned that the tax treatment of any abandonment costs incurred by the secondarily liable party may be appreciably worse than the tax treatment of abandonment costs incurred by the primary parties. Abandonment capex is deductible for tax in the year in which it is incurred and if the company's income is insufficient, the State reimburses the unutilised deduction's tax value from tax paid in the immediate prior years. If abandonment is long after a company has assigned its interest and the company exited before production revenues or long after it ceased paying Danish tax it may not have the tax capacity (i.e. the benefit of any applicable prior tax paid) to allow the State to reimburse the tax value. Thus this sort of secondary liability needs to be addressed within the tax regime to avoid imposing an unfair penalty on an assignee that has legitimately assigned its interest.
- In general we are also concerned about this principle of creating a contingent liability which may need to be entered into a company's balance sheet but is essentially unquantified and, it would seem, unquantifiable. This can negatively impact a company's financing, cost of capital, etc. with potential negative impacts on activity in Denmark.

3. Section 29c: Technical and Financial Competence

The revised Subsoil Act contains a new Section 29c under which the licensee must demonstrate its technical and financial competences when applying for a licence and when applying for an approval for the transition to a new phase under the licence e.g. the drilling of an exploration well, the submission of a plan of development or of a plan for decommissioning of installations. The draft proposal imposes more specific and rigorous requirements for documentation of the financial

competence than the EC Offshore Safety Directive requires. With respect to financial competence, this will be assessed by the DEA by looking at the size of the licensee's obligations with respect to the planned activities under the licence. The DEA will generally require that the licensee's equity must be positive and that the equity is in reasonable proportion to the size of the balance sheet. In addition, the licensee must provide documentation of sufficient funds to cover its share of the expenses with an appropriate margin to cover unforeseen events related to the activities to be carried out during the specific stage of the licence. *The financial competence of the licensee must be available in cash, on demand refundable contribution or other assets that can easily be exchanged into cash with a short notice.*

We wish to ensure that licencees are not barred from activity because of the application of excessively onerous or needlessly early requirements to demonstrate certain levels and types of financial competence, especially where insurance products can more than fulfill the requirements. Unfortunately, parts of the draft Act seem likely to lead to such an outcome and will act to inhibit investment on the Danish shelf.

We believe that 'staging' the financial requirements to reflect license stage/actual exposure is a good measure. But fundamentally, it is not clear why the financial competence requirement should be in cash or liquid assets. Companies manage their finance according to the timing of cash requirements and typically avoid excessive cash on the balance sheet. Overall this Section of the draft Act seems to conflate general tests of financial capacity/competence with a requirement for liquid funds which would in fact only be needed when the expenditure actually occurs or in the event of some unexpected event such as a blowout or spill, which can mostly or entirely be covered by insurance and via OPOL membership, as is the case in the UK. We recommend that OPOL membership be made mandatory for licencees.

- The requirement for financial competence of the licensee to be readily available in cash or highly liquid assets is a provision that would limit many licensees from undertaking any activity unless they carry large cash balances, which few companies do. Smaller companies tend not to carry large cash balances which are inefficient and can lead to unwanted corporate activity, but instead put funds in place in the appropriate timeframe linked to expenditure. It is absolutely reasonable and correct to impose financial competence tests on licensees but to make those tests dependent on provision of cash or highly liquid assets is not reasonable for most circumstances or consistent with typical oil industry financing models and insurance programmes.
- It is important to identify the nature, scale and timing of financial exposure against which financial competence is required, in order to ensure that it is proportionate and whether cash or highly liquid assets are actually needed to cover the perceived exposure itself or simply to cover cost overruns or unexpected events.

- In the case of cost overruns on drilling there are existing JOA mechanisms which more than adequately address such issues. In a field development project, finance is not normally held in cash but is released as it is needed and cost overruns are normally seen in a timeframe that additional financing can be put in place, otherwise again the JOA has mechanisms to handle the situation.

- Much if not all of the financial competence required for unexpected drilling incidents (blowout, spill) can be covered through routine insurance and OPOL (Offshore Pollution Liability Agreement) membership. In the UK, for gas wells, gas condensate wells (other than HP/HT wells) and wells which require artificial lift to flow, financial competence is considered by DECC to be satisfied through insurance to pre-determined minimum levels and company membership of OPOL, the cover levels of which have been assessed to be sufficient to deal with the pollution impact of any incident. For remaining wells, operators assess their exposure to the costs of remediation and compensation by applying a DECC/OGUK agreed methodology to determine whether costs may exceed \$250mm. If unlikely to exceed \$250mm, financial competence is again deemed satisfied by insurance and membership of OPOL. The OPOL arrangement extends to Denmark but is not mandatory on licencees and apparently not referenced in terms of DEA financial competence/insurance requirements. We would recommend that Denmark implement OPOL membership on a mandatory basis for licencees and treat this as fully or largely (as appropriate) satisfying the provisions of the amended Act, especially Sections 29c and 35c.

4. Decommissioning of Offshore Installations

The revised Subsoil Act proposes a new Section 32a, which is partly at the initiative of the DEA but also to implement the financial competence requirement in respect of decommissioning. The licensee must submit a plan for decommissioning, e.g. when submitting an application for approval of the establishment of an installation. The decommissioning plan must contain a description of the installation and the expected costs for decommissioning. Further, the plan must specify how the licensee will establish security for the decommissioning costs. The DEA will have the authority to lay down rules regarding the content of the decommissioning plan, how decommissioning costs should be calculated and the form and size of the abandonment security. Currently, it is a requirement under the licences that the licensee submits a decommissioning plan to the DEA two years before decommissioning is expected to be carried out. The new Section 32a therefore contains both more rigorous requirements and the authority for the DEA to set out rules regarding decommissioning plan and abandonment security.

We are concerned to avoid in Denmark a highly damaging situation akin to that which developed in the UK. In the UK, excessive contingency in security requirements, the requirement to fund security on a gross (as opposed to post-tax) basis, coupled with overlapping and different security requirements from the regulator, existing co-venturers, and

in some cases secondarily liable parties led to hugely excessive security requirements, earlier than needed and especially for smaller companies, largely cash-based. All companies, but smaller companies in particular, were detrimentally impacted by this somewhat unplanned regime, which had a dramatic negative impact on asset trading and field developments in the UK until eventually addressed and resolved. It is critically important to coordinate amongst those parties needing the abandonment security, those responsible for agreeing the level of security and the tax authorities to ensure that the abandonment cost is secured through a single, cash and tax efficient security which meets all parties' needs. In the UK this led to the development between government and industry of a standardised, cash-efficient, post-tax security arrangement and tax relief deed that meet the requirements of the State, co-venturers and secondarily liable parties. We firmly recommend that the Act commits to develop such an arrangement in Denmark as early as possible to avoid impacting Danish offshore investment. Critically, abandonment security should be funded only on a post-tax basis.

- The basis of abandonment cost estimates and whether/to what level there is contingency uplift on the security level required are not clear but critical to the workability of the new provisions.
- Abandonment security needs to be considered in the context of the tax treatment of security and its impact on individual companies. It is unclear whether abandonment security is to be provided on a gross or post tax basis – this lack of clarity can lead to excessive over-provisioning and be detrimental to commercial activity. The full value of the security is typically treated as debt on the balance sheet which limits borrowing capacity and frequently smaller companies are required to provide cash security to banks to backup Letters of Credit ('LoC'). If security were clearly provided on a net of tax basis, this would alleviate some of the capital requirement across the sector in Denmark. Such a situation would need a suitable legal instrument to provide assurance of access to the tax relief in the future. In the UK, arrangements were made to ensure post-tax security provisions could be made, backed by a Decommissioning Relief Deed to provide confidence in the State's tax relief.
- The sorts of financial instrument acceptable as security are unclear. We would assume LoC's would be acceptable and tend to be preferred by larger companies. But we would like other instruments to be considered acceptable such as cash trust (sinking) funds with appropriate tax treatment (i.e. tax deductible contributions) to ensure a level playing field. We would not wish tax considerations to bar the use of more financially efficient security structures that preserve capital for use across the Danish sector.
- We would recommend the creation and use of a standardised Decommissioning Security Arrangement integrated with the industry-wide JOA's in use in Denmark and a post-tax security arrangement backed by some form of standardised documentation to give the assurance of tax relief being available. These arrangements need the involvement of the DEA and SKAT to ensure

that abandonment security arrangements are tax-efficient, the tax relief is seen as secure for primary and secondary liable parties and thereby avoid the commercial and corporate issues which occurred in the UK when security provisioning first became required.



21. november 2014

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København

Dansk Industri
Confederation of Danish Industry

Høring over udkast til forslag til ændring af undergrundsloven

DI henviser til Energistyrelsens høringsbrev af 31. oktober 2014 vedlagt forslag til ændring af undergrundsloven. DI takker for muligheden for at afgive høringssvar.

DI tilslutter sig høringssvaret afgivet af Olie Gas Danmark.

Forslaget til lovændring følger af behovet for at implementere EU's offshore-sikkerhedsdirektiv i dansk lov. DI finder det afgørende, at udvinding af energiressourcer sker på en forsvarlig måde med hensyn til sikkerhed og miljø, og at EU's offshore-sikkerhedsdirektiv implementeres i dansk lov.

Nærværende lovforslag indeholder imidlertid også bestemmelser, som ikke følger af krav i direktivet. I den forbindelse anbefaler DI, at det af lovbemærkningerne tydeligt fremgår, hvilke krav, bestemmelse for bestemmelse, der rækker videre end kravene i offshore-sikkerhedsdirektivet, eller som ikke udspringer heraf.

I lyset af det verserende arbejde med en langsigtet strategi for at sikre en effektiv udnyttelse af ressourcerne i Nordsøen, skal DI, på linje med Olie Gas Danmark, opfordre Energistyrelsen til at stille disse videregående elementer af forslaget i bero og afvente færdiggørelsen af dette strategiarbejdet, inden undergrundsloven foreslås ændret på områder, der ikke er nødvendiggjort af direktivet. Det vil være væsentligt for at sikre, at udvindingsaktiviteter i Danmark fortsat er konkurrencedygtige og dermed kan tiltrække investeringer, således at de danske ressourcer udvindes i optimalt omfang til gavn for hele samfundet.

Med venlig hilsen



Hans Peter Slente

Klima-, Energi- og Bygningsministeriet
Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Mail sendt til acl@ens.dk og ld@ens.dk

Fjernvarmens Hus
Merkurvej 7
DK-6000 Kolding
Tlf. +45 7630 8000
mail@danskfjernvarme.dk
www.danskfjernvarme.dk
cvr dk 55 83 10 17

Novemb er 2014
abi

Høring af udkast til forslag til lov om ændring af lov om anvendelse af Danmarks undergrund

Dansk Fjernvarme har modtaget ovennævnte høring og har følgende bemærkning i forhold til geotermi:

§ 1 nr. 15

§ 32 a stiller krav om, at lukning og fjernelse af anlæg tænkes ind i planlægningen og etableringen, og at der stilles sikkerhed/hensættes midler til denne lukning. For geotermi-tilladelser, som typisk indehaves af fjernvarmeselskaber, kan dette være i konflikt med Varmeforsyningslovens bestemmelser om hensættelser i forhold til Afskrivningsbekendtgørelsen (BEK nr. 175 af 18/03/1991, ændret ved BEK nr 596 af 08/06/2007), hvilket derfor bør undersøges nærmere.

Dansk Fjernvarme har ikke yderligere bemærkninger, og vi finder de dele af lovforslaget, som er relevante i forhold til geotermi, for rimelige og fornuftige.

Med venlig hilsen



Astrid Birnbaum - Faglig chef

Dansk Fjernvarme

abi@danskfjernvarme.dk

Mobil +45 2911 1720

Klima-, Energi- og Bygningsministeriet
Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

KRONPRINSESSEGADE 28
1306 KØBENHAVN K
TLF. 33 96 97 98
FAX 33 36 97 50

DATO: 5. november 2014
SAGSNR.: 2014 - 3422
ID NR.: 319382


ens@ens.dk + ld@ens.dk

Høring - over udkast til forslag til ændring af lov om anvendelse af Danmarks undergrund (gennemførelse af dele af offshoresikkerhedsdirektivet mv.)

Ved e-mail af 31-10-2014 har Energistyrelsen anmodet om Advokatrådets bemærkninger til ovennævnte udkast.

Advokatrådet finder ikke grundlag for at udtale sig i sagen.

Med venlig hilsen


Torben Jensen