

I 1966 blev der for første gang fundet olie og naturgas i Danmark. Energistyrelsen har siden 1986 årligt udgivet rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion".

Rapporten om 2010 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område og giver en gennemgang af produktionen. Rapporten beskriver også anden udnyttelse af den danske undergrund end olie- og gasindvinding, herunder geotermi og muligheden for fremtidig lagring af CO₂ (CCS).

Rapporten indeholder desuden en beskrivelse af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold ved olie- og gasproduktionen samt miljø og klima.

Herudover indeholder rapporten en opgørelse over de danske reserver af olie og gas samt et kapitel om kulbrinte-produktionens betydning for den danske økonomi.

Rapporten kan rekvireres via Energistyrelsens hjemmeside: www.ens.dk



Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Tlf 33 92 67 00
Fax 33 11 47 43
ens@ens.dk

www.ens.dk

CVR-nr: 59 77 87 14

ISBN: 978-87-7844-904-7

Danmarks olie- og gasproduktion

- og udnyttelse af undergrunden

10



Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Klima- og Energiministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig nationalt og internationalt med opgaver i relation til energiforsyning og -forbrug herunder med vedvarende energi og forsyningsikkerhed samt med indsatsen for at nedbringe CO₂-udledning. Energistyrelsen har dermed ansvaret for hele kæden af opgaver knyttet til produktion og forsyning, transport og forbrug af energi, herunder energieffektivisering og -besparelser, forsknings- og udviklingsprojekter inden for vedvarende energi samt nationale CO₂-mål og indsats til begrænsning af udledning af drivhusgasser.

Derudover gennemfører Energistyrelsen analyser og vurderinger af udviklingen på klima- og energiområdet nationalt som internationalt og varetager danske politiske interesser på klima- og energiområdet i det internationale samarbejde.

Energistyrelsen rådgiver ministeren om klima- og energispørgsmål og varetager administrationen af den danske lovgivning på områderne.

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Telefon 33 92 67 00
Telefax 33 11 47 43
Hjemmeside www.ens.dk

Udgivet: Juni 2011
Oplag: 1.400 eksemplarer

Forsidefoto: Jacket (bærende struktur) til HBD procesanlægget til Halfdan B anlægget (Energistyrelsen, Christian Saxer)

Øvrige fotos: Energistyrelsen og Søren Berg Lorenzen, Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab

Redaktør: Jens Skov-Spilling, Energistyrelsen

Illustrationer og kort: Philippa Pedersen og Sarah Christiansen, Energistyrelsen

Tryk: Rosendahls – Schultz Grafisk A/S
Trykt på: Omslag: 200g, indhold: 130g
Layout: Metaform og Energistyrelsen
ISBN: 978-87-7844-904-7
ISSN: 0907-2675



Redaktionen blev afsluttet den 15. april 2011.

Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. ISBN [www. 978-87-7844-905-4](http://www.ens.dk) ISSN [www 1398-4349](http://www.ens.dk)

FORORD



Kranarbejde fra boreplatform.

Det er glædeligt, at der efter snart 50 års efterforskning i den danske del af Nordsøen fortsat gøres nye fund. To efterforskningsboringer førte i 2010 til to nye oliefund – Solsort og Sara. Antallet af efterforskningsboringer i 2011 tegner til at blive det højeste i 10 år. Endvidere har klima- og energiministeren bedt Energistyrelsen om at forberede et nyt udbud af licenser. Dette arbejde er indledt, og der arbejdes hen imod et udbud af arealer i 2013.

Det positive billede fastholdes af, at Danmark forventes at være nettoeksportør af olie og naturgas til henholdsvis 2019 og 2021. Perioden forlænges, hvis nye fund og ny teknologi medregnes i prognosen.

Energistyrelsen har fortsat fokus på, at indvindingen af olie og gas sker på en sikker, energieffektiv og mindre miljøbelastende måde. Behovet herfor understreges af den meget betydningsfulde begivenhed i 2010, der foregik langt fra Nordsøen nemlig i Den Mexicanske Golf. Her skete en eksplosion på den flydende boreplatform "Deepwater Horizon", hvorved 11 omkom. Ulykken medførte et olieudslip, der varede i næsten tre måneder. En del af årsagerne til tragedien og den alvorlige miljøkatastrofe er identificeret i selskabernes manglende overholdelse af procedurer.

Klima- og energiministeren har aftalt en handlingsplan med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Planen har blandt andet medført et fald i energiforbruget på anlæggene samt et fald i afbrændingen af gas uden nyttiggørelse på de fleste felter. Som en del af regeringens Energistrategi 2050 forventer Energistyrelsen i 2011 at forhandle med olieselskaberne om en ny handlingsplan på området.

Formatet for 'Danmarks olie og gasproduktion' er ændret i år. Vi har ønsket at skabe en mere fokuseret publikation med et større samspil mellem årsrapporten og Energistyrelsens hjemmeside. En række af de mere statiske dele af rapporten – mest markant bilaget om de producerende felter – er flyttet til Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Det er mit håb, at det nye format fortsat vil give læseren en god indføring i og opdatering om udnyttelsen af den danske undergrund.

København, juni 2011

Ib Larsen

INDHOLD

Forord	3
1. Koncessioner og efterforskning	6
2. Anden udnyttelse af undergrunden	14
3. Produktion og udbygning	18
4. Sikkerhed og sundhed	24
5. Miljø og klima	35
6. Ressourcer	42
7. Økonomi	49
Bilag A Producerede og injicerede mængder	57
Bilag B Ressourceopgørelse	60
Bilag C Økonomiske nøgletal	61
Bilag D Gældende økonomiske vilkår	62
Bilag E Geologisk tidssøjle	63
Bilag F1 Kort over dansk koncessionsområde	64
Bilag F2 Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	65
Omregningsfaktorer	66

1 KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

Efter snart 50 års efterforskning i den danske del af Nordsøen bliver der stadig gjort nye fund. To efterforskningsboringer blev boret i 2010, og begge førte til nye oliefund – Solsort og Sara.

Udstedelsen af tre nye koncessioner bekræfter olieselskabernes fortsatte interesse for det danske område. Planer om nyt udbud skal sikre kontinuiteten i olie- og gas-efterforskningen.

SPÆNDENDE EFTERFORSKNING I VENDE

Antallet af efterforskningsboringer i 2011 tegner til at blive det højeste i 10 år. Ifølge olieselskabernes budgetter vil der blive investeret over 1 mia. kr. i efterforskning efter olie og gas på dansk område til lands og til havs.

På land er der planer om udførelse af to boringer. I tilladelse 2/07 har det amerikanske olieselskab GMT Exploration Company planlagt at bore øst for Givskud i Jylland i foråret 2011, og hen på sommeren følger det polske statsolieselskab Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) efter med en boring i tilladelse 1/05 ved Felsted i Sønderjylland. Det er fem år siden, der sidst blev boret efter olie og gas på land i Danmark.

I Nordsøen forventes der boret fire til seks boringer. PA Resources ApS har indsendt planer for to boringer i tilladelse 12/06 i den sydlige del af Centralgraven. Flere andre selskaber er ved at færdiggøre deres planer for boringer, som skal bores i løbet af året.

Nogle af de planlagte boringer skal teste nye efterforskningsmodeller. En efterforskningsmodel beskriver de geologiske forudsætninger, som skal være opfyldt, for at der kan gøres fund af olie eller gas. De vigtigste forudsætninger er tilstedeværelsen af en kildebjergart, som har dannet kulbrinterne, og tilstedeværelsen af reservoirslag, hvor kulbrinterne kan blive opsamlet.

PLANER OM UDBUD

Klima- og energiministeren bad i begyndelsen af 2011 Energistyrelsen om at indlede forberedelserne af et nyt udbud af arealer.

Den seneste udbudsrunde i området vest for 6° 15' østlige længde førte i 2006 til udstedelsen af 14 nye koncessioner. Aftalerne med olieselskaberne om de efterforskningsarbejder, der er en betingelse for koncessionerne, løber som udgangspunkt i 6 år. Flere af de aftalte efterforskningsboringer er allerede foretaget. Ifølge aftalerne skulle der bores mindst 7 efterforskningsboringer på 6. runde koncessionerne. Olieselskabernes kortlægning af koncessionsområderne har ført til, at der er identificeret yderligere boremaal. Når efterforskningsprogrammerne afsluttes inden for de næste år, forventer Energistyrelsen, at der vil være boret i alt 10 efterforskningsboringer på 6. runde områderne.

Den veludbyggede infrastruktur gør det muligt at udnytte olie- og gasforekomster, som det ellers ville være for dyrt at udbygge. Det er derfor vigtigt at udnytte infrastrukturen bedst muligt, mens den er der, og at få lokaliseret de forekomster, som stadig gemmer sig i undergrunden. Energistyrelsen har derfor indledt arbejdet med at etablere rammer, som skal gøre det muligt for olieselskaberne at fortsætte efterforskningen, efter at de gældende efterforskningsaftaler er opfyldt. Inden områderne igen kan udbygges, skal klima- og energiministeren i overensstemmelse med bestem-

melserne i undergrundsloven forelægge planerne og vilkårene for Det Enerkipolitiske Udvalg i Folketinget. Energistyrelsen har til hensigt at tilrettelægge arbejdet med sigte på udbud af områderne i 2013. Arbejdet vil bl.a. omfatte en vurdering af de økonomiske vilkår, som skal gælde for et kommende udbud.

NYE TILLADELSER

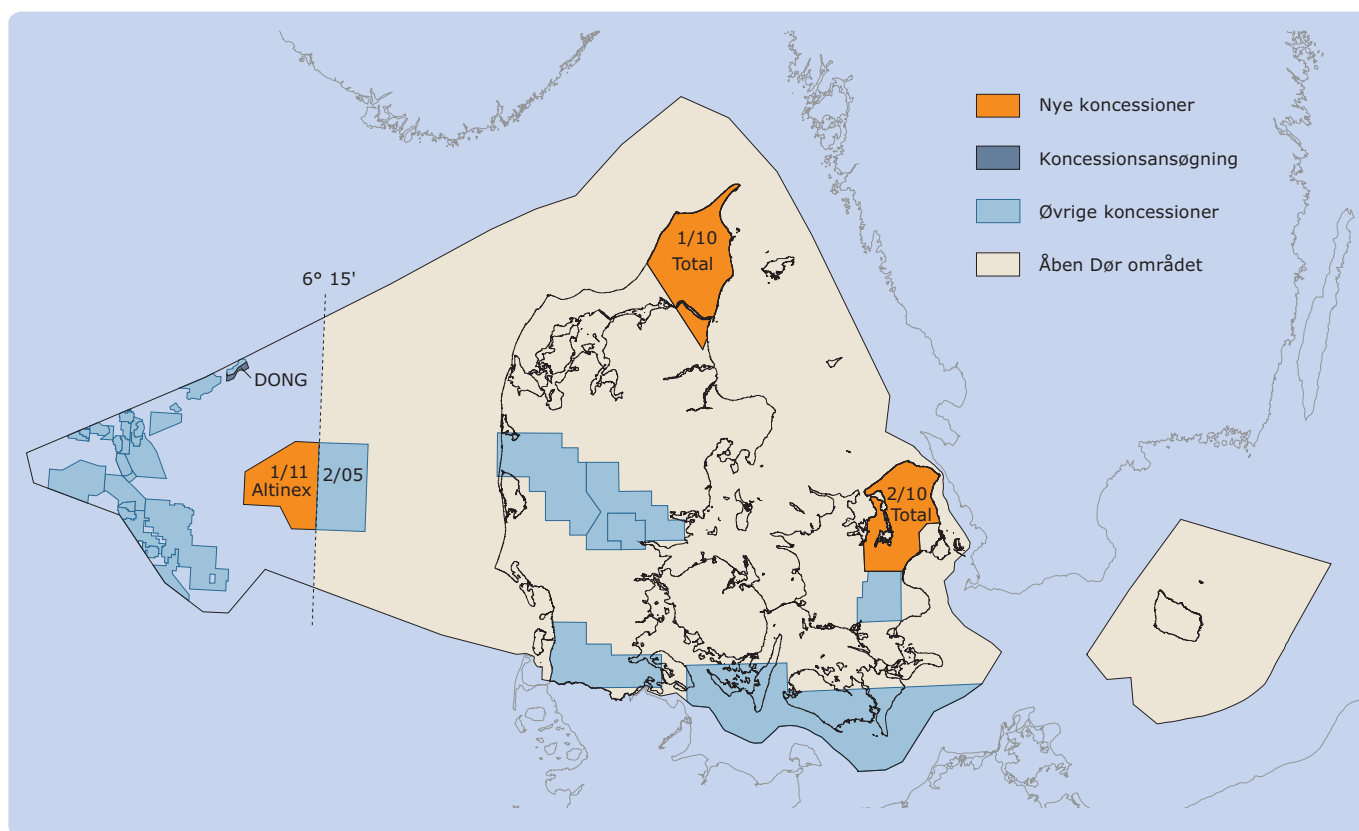
Klima- og energiministeren udstedte i 2010 to nye tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Åben Dør området, se boks 1.1 og figur 1.1.

De to tilladelser – 1/10 og 2/10 – blev udstedt den 5. juni 2010 til Devon Energy Netherlands BV med en andel på 80 pct. og Nordsøfonden med en andel på 20 pct.

Tilladelse 1/10 dækker et område i Nordjylland, mens tilladelse 2/10 omfatter et område i Nordsjælland.

Devon Energy Netherlands BV blev efterfølgende overtaget af det franske olieselskab Total, og dermed har Total overtaget Devon's andele og operatørskaber i de to tilladelser gennem det nederlandske registrerede selskab, som nu betegnes Total E&P Denmark B.V.

fig. 1.1 Nye tilladelser og ansøgning under behandling



boks 1.1

Åben Dør procedure

En Åben Dør procedure blev i 1997 indført for alle ikke-koncessionsbelagte områder øst for 6°15' østlig længde, dvs. hele det danske landområde samt området offshore med undtagelse af den vestligste del af Nordsøen. Området er vist i figur 1.1 og i bilag F1. Den vestligste del af Nordsøen udbydes i forbindelse med udbudsrunder.

Olieselskaberne kan løbende inden for den årlige åbningsperiode fra den 2. januar til den 30. september søge om koncessioner. Modtager Energistyrelsen mere end én ansøgning til samme område, gælder ifølge udbudsvilkårene først-til-mølle-princippet. Det betyder, at Energistyrelsen behandler den først modtagne ansøgning først.

I Åben Dør området er der ikke hidtil gjort kommercielle fund af olie eller gas. Kravene til arbejdsprogrammet i en Åben Dør ansøgning er derfor mere lempelige end i området i den vestlige del af Nordsøen.

Koncessionskort samt invitationskrivelse til Åben Dør proceduren kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Det er klima- og energiministeren, der efter forelæggelse for Det Enerkipolitiske Udvalg udsteder tilladelserne.

Den 27. januar 2011 gav klima- og energiministeren en ny tilladelse til Altinex Oil Denmark A/S med en andel på 47 pct., Elko Energy A/S med en andel på 33 pct. og Nordsøfonden med en andel på 20 pct. Tilladelsen blev givet på baggrund af, at rettighedshaveren i tilladelse 2/05, hvor de samme olieselskaber deltager, havde indgivet en koncessionsansøgning til en såkaldt naboblok. Den nye tilladelse dækker et område i Nordsøen lige vest for tilladelse 2/05, se fig. 1.1.

DONG E&P A/S i tilladelse 4/95 ansøgte den 7. december 2010 om en naboblok til området lige syd for Nini feltet i Nordsøen. Ansøgningen behandles af Energistyrelsen.

ÆNDRINGER AF TILLADELSER

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser og forlængelser af tilladelser samt vilkårene herfor.

Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk opdateres løbende og indeholder beskrivelser af alle ændringer i form af forlængelser, overdragelser af andele og arealtilbageleveringer.

Koncessionskortene i bilag F1 og F2 viser de gældende koncessioner pr. april 2011.

Overdragelser

PA Resources AB har med virkning fra 22. december 2009 overdraget selskabets andele i tilladelse 9/95 og 9/06 til PA Resources Denmark ApS. PA Resources ApS er et helejet datterselskab af PA Resources AB.

Devon Energy Netherlands B.V. blev med virkning fra 5. juni 2010 overtaget af Total Holding Nederland B.V. Dermed blev selskabets andele og operatørskaber i tilladelse 1/10 og 2/10 overtaget af det franske olieselskab Total's nederlandske datterselskab, som nu betegnes Total E&P Denmark B.V.

DONG E&P A/S har med virkning fra 1. juni 2010 overdraget andele på 15 pct. af tilladelse 4/98 og af tilladelse 3/09 til VNG Danmark ApS, som er et datterselskab af det tyske selskab Verbundnetz Gas AG. VNG har ikke tidligere deltaget i danske koncessioner.

I tilladelse 2/05 har Elko Energy A/S pr. 1. april 2010 overdraget en andel på 47 pct. til Altinex Oil Denmark A/S. Elko har dermed reduceret sin andel af tilladelsen fra 80 pct. til 33 pct. Energistyrelsen har den 10. marts 2011 godkendt, at Altinex Oil Denmark A/S har overtaget operatørskabet i tilladelsen fra Elko Energy.

I tilladelse 4/98 har DONG Central Graben E&P Ltd. med virkning fra 1. januar 2009 overdraget operatørskabet til DONG E&P A/S.

EWE Aktiengesellschaft's andele i tilladelse 4/06 og 5/06 er med virkning fra 1. juli 2010 overdraget til selskabets helejede datterselskab EWE ENERGIE AG.

GMT Exploration Company reducerede sin andel i tilladelse 2/07 fra 55 pct. til 40 pct. Andelen på 15 pct. blev overført til medindehaveren Jordan Dansk Corporation, som dermed øgede sin andel fra 25 pct. til 40 pct. Overdragelsen har virkning fra 1. januar 2010. GMT har efterfølgende oprettet en dansk filial, GMT Exploration Company Denmark ApS, og har fået Energistyrelsens godkendelse af, at selskabets andel på 40 pct. samt operatørskabet i tilladelsen er overdraget til den danske filial med virkning fra 21. september 2010.

Spyker Energy SAS' andel på 16 pct. i tilladelse 12/06 er overdraget til Danoil Exploration A/S (8 pct.) og til Spyker Energy ApS (8 pct.). Overdragelsen til Danoil har virkning fra 1. januar 2011, mens overdragelsen til Spyker's danske datterselskab har virkning fra 11. marts 2011.

Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har i 2010 og i begyndelsen af 2011 meddelt forlængelse af de i tabel 1.1 angivne tilladelser med henblik på efterforskning. Det er normalt en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

tabel 1.1 Tilladelser forlænget med henblik på videre efterforskning

Tilladelse	Operatør	Udløb
4/98	DONG E&P A/S	01-01-2013 (Solsort-delen til 29-06-2011)
1/05	PGNiG	06-04-2012
2/05	Altinex Oil Denmark A/S	27-01-2013
8/06	Mærsk Olie og Gas A/S	22-05-2013

fig. 1.2 Tilbageleveringer i Åben Dør området

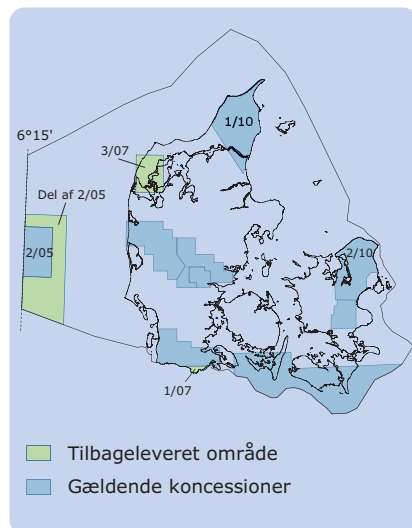
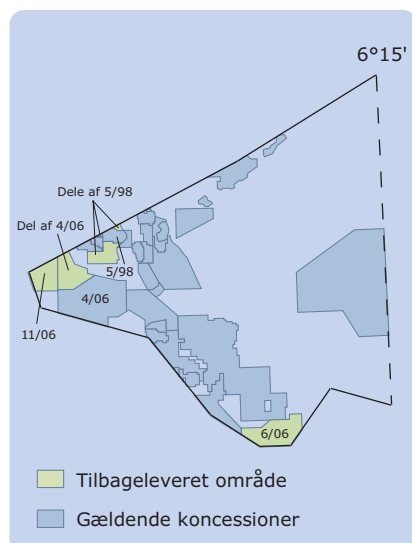


fig. 1.3 Tilbageleveringer i området vest for 6°15' østlig længde



Ophørte tilladelser og arealtilbageleveringer

Tilladelse 1/07 ophørte den 1. juni 2010. Tilladelsen omfattede et område ved den tysk/danske grænse i Sønderjylland. Rettighedshaveren var Geo-Center-Nord G.m.b.H. (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

Tilladelse 3/07 i Åben Dør området blev tilbageleveret den 12. februar 2011. Rettighedshaveren var DONG E&P A/S (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Tilladelsen omfattede et område i Nordvestjylland. Geokemiske undersøgelser i 2007 og 2008 viste spor af kulbrinter, og i 2009 foretog rettighedshaveren en 2D seismisk undersøgelse.

Rettighedshaveren i tilladelse 2/05 i Åben Dør området tilbageleverede med virkning fra 27. januar 2011 ca. 2/3 af det oprindelige tilladelsesområde.

Ændringerne i Åben Dør området fremgår af fig. 1.2.

Rettighedshaverne i tilladelse 5/98 og 1/06 indgav i maj 2010 en kommercialitetserklæring for Hejre olieforekomsten. Energistyrelsen gav på den baggrund rettighedshaverne en forlængelse med henblik på indvinding til de områder, som Hejre forekomsten ligger i. Forlængelsen blev givet den 15. oktober 2010 og gælder til en del af tilladelse 1/06 og til en del af tilladelse 5/98. Tilladelsen til den resterende del af 5/98 området udløb fra samme dato.

Tilladelse 6/06 blev tilbageleveret den 22. maj 2010. Rettighedshaveren var Wintershall Noordzee B.V. (35 pct.), Bayerngas Petroleum Danmark AS (30 pct.), EWE Aktiengesellschaft (15 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Tilladelsen omfattede et område i den sydlige del af Centralgraven. Wintershall gruppen tilbageleverede pr. samme dato 25 pct. af tilladelse 4/06 i den vestlige del af Centralgraven.

Tilladelse 11/06 blev tilbageleveret den 15. november 2010. Tilladelsen omfattede et område i den vestligste del af Nordsøen. Rettighedshaveren var PA Resources UK Ltd. (64 pct.), Spyker Energy SAS (16 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

Ændringerne i området vest for 6° 15' østlig længde er vist i figur 1.3.

boks 1.2

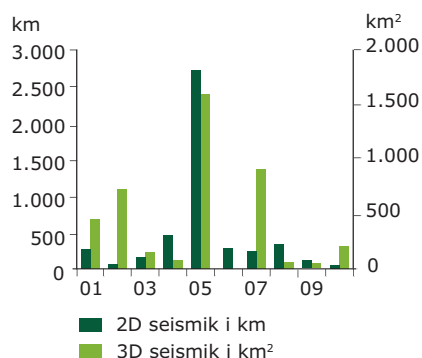
Adgang til efterforskningsdata

Data, som tilvejebringes i medfør af enerettstilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelsesområder, hvortil tilladelsen ophører, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år.

Andre olieselskaber får hermed mulighed for at skaffe sig data fra de efterforskningsboringer og seismiske undersøgelser, som er gennemført i de tilbageleverede områder. Hermed kan selskaberne forbedre deres kortlægning af undergrunden og deres vurderinger af de fortsatte muligheder for olieefterforskningen i områderne.

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) formidler alle frigivne oplysninger fra boringer, seismiske undersøgelser m.v. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

fig. 1.4 Indsamlede seismiske data i perioden 2001-2010



FORUNDERSØGELSER

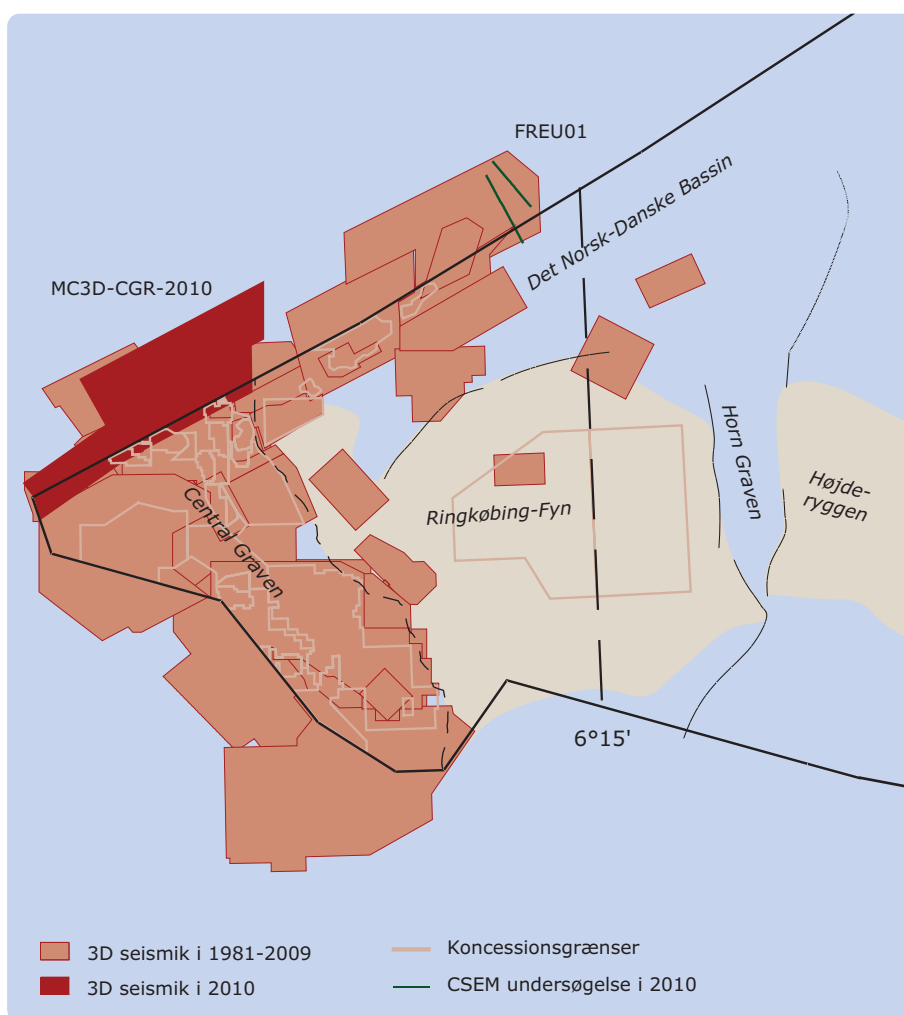
Aktivitetsniveauet for seismiske forundersøgelser i 2001-2010 er vist i figur 1.4. Figur 1.5 viser placeringen af forundersøgelserne i Nordsøen. Energistyrelsens hjemmeside indeholder en oversigt med supplerende oplysninger om de omtalte forundersøgelser.

I Centralgraven foretog PGS Geophysical AS en 3D seismisk undersøgelse MC3D-CGR-2010 i juli-august 2010. Undersøgelsen var især rettet mod norsk område, men dækkede tillige et område på 300 km² på den danske side af grænsen, se fig. 1.5.

Længere mod øst i det Norsk-Danske Basin gennemførte Rocksource ASA i marts 2010 en CSEM (elektromagnetisk) undersøgelse betegnet FREU01. Undersøgelse blev foretaget i selskabets norske koncessionsområde men berørte i mindre omfang dansk område, se fig. 1.5.

På land færdiggjorde Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) i begyndelsen af 2010 den 3D seismiske undersøgelse, som selskabet havde påbegyndt i efteråret 2009 i den østlige del af Sønderjylland. Der blev i 2010 dækket et område på

fig. 1.5 Geofysiske undersøgelser foretaget vest for 6°15' østlig længde



ca. 40 km² og tillige indsamlet enkelte 2D linjer til brug for kortlægningen af efterforskningsmulighederne i tilladelse 1/05, hvor PGNiG er operatør.

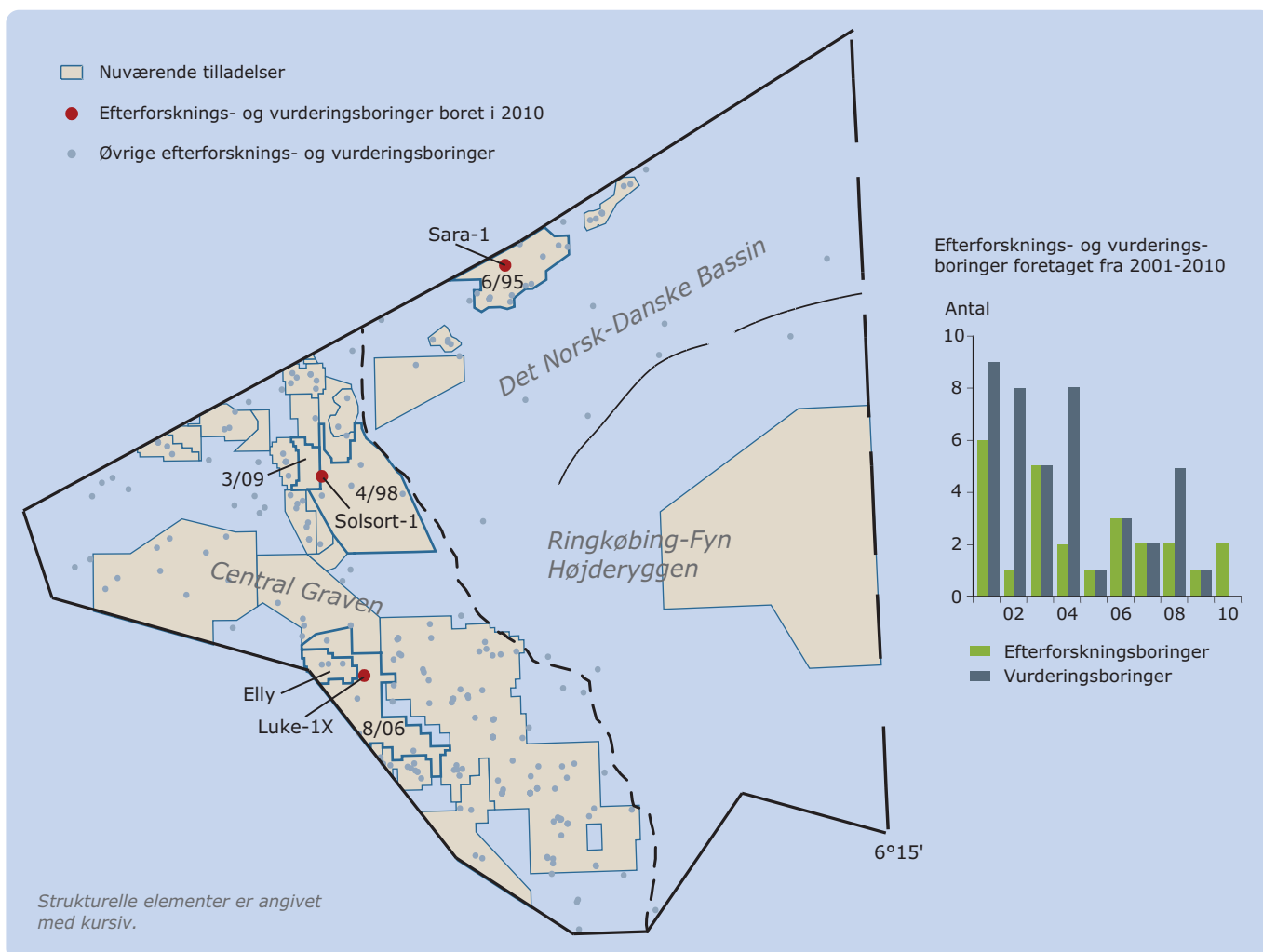
Danica Resources ApS og Danica Jutland ApS indsamlede i september 2010 jordbundsprøver i selskabernes tilladelsesområder i Midtjylland og på Lolland, Falster, Als og Langeland. Prøverne anvendes til en geokemisk analyse, der kan vise, om der er tegn på olie- eller gasforekomster i undergrunden.

Viborg Fjernvarme indsamlede i august-september 2010 ca. 20 km 2D seismiske linjer i og omkring Hjarbæk Fjord nord for Viborg. Undersøgelsen er foretaget med henblik på kortlægning af mulighederne for indvinding af geotermisk energi (se også kapitel 2).

BORINGER

Der blev i 2010 udført to efterforskningsboringer i Central Graven, og i begge boringer blev der gjort fund af olie, se fig. 1.6. I statistikken er kun medregnet boringer, som er påbegyndt i 2010.

fig. 1.6 Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2010 vest for 6°15' østlig længde



Luke-1X boringen, der gjorde fund af gas i tilladelse 8/06 lige øst for Elly feltet, blev afsluttet i februar 2010, men er statistisk regnet med i 2009 og er nærmere omtalt i årsrapporten for 2009.

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

Efterforskningsboringer

Solsort-1 (5604/26-05)

DONG E&P A/S stod som operatør i tilladelse 4/98 for gennemførelsen af Solsort-1 efterforskningsboringen i Centralgraven i september-december 2010. Solsort-1 boringen blev boret i samarbejde mellem rettighedshaverne i de to tilladelser 4/98 og 3/09, som begge bidrog med 50 pct. til boringen. Tilladelse 3/09 blev givet i 2009 som en såkaldt naboblok til tilladelse 4/98.

Solsort-1 blev boret som en lodret boring og sluttede i kalklag af formodet Danien alder i en dybde af 3041 meter under havets overflade. Boringen fandt olie i sandstenslag over kalken, og der blev foretaget kerneboring, udført målinger og udtaget olieprøver. For nærmere at vurdere udstrækningen og kvaliteten af oliefundet blev der boret tre sideboringer i forskellige retninger.

Foruden DONG E&P A/S deltog Bayerngas Danmark ApS, VNG Danmark ApS og Nordsøfonden i boringen. Olieselskaberne skal nu vurdere resultaterne fra Solsort-1 nærmere og lægge en plan for de yderligere arbejder, der skal til for at afgøre, om oliefundet kan udnyttes kommercielt (vurderingsprogram).

Sara-1 (5604/16-01)

I perioden december 2010 til januar 2011 borede DONG E&P A/S efterforskningsboringen Sara-1 ca. 8 km nord for Siri feltet i tilladelse 6/95.

Sara-1 boringen blev udført som en såkaldt "sole risk" boring af DONG E&P A/S alene, da de to øvrige selskaber i tilladelsen – Altinex Oil Denmark A/S og Siri (UK) Limited – ikke ønskede at deltage i boringen.

Sara-1 blev boret som en afbøjet boring og sluttede i kalklag i en dybde af 2075 meter under havets overflade. Boringen fandt olie i sandstenslag af Paleocæn alder over kalken. For nærmere at vurdere udstrækningen og kvaliteten af oliefundet blev der boret en sideboring til en position ca. 1½ km væk fra hovedboringen. I sideboringen blev der kerneboret, udtaget væskeprøver og foretaget omfattende målinger.

Resultaterne fra Sara-1 bliver nu analyseret nærmere af DONG, inden der lægges en plan for de nødvendige yderligere arbejder til vurdering af fundet (vurderingsprogram).

2 ANDEN UDNYTTELSE AF UNDERGRUNDEN

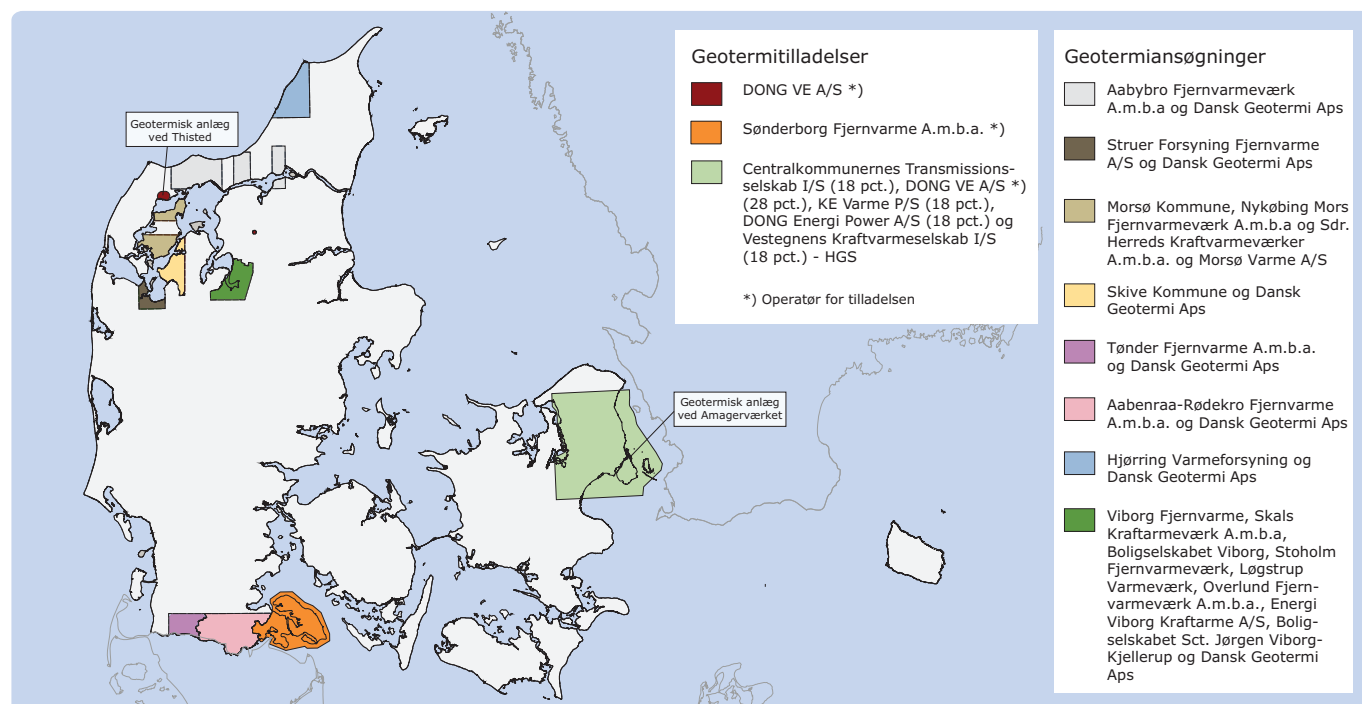
Udnyttelse af den danske undergrund til forskellige formål reguleres af lov om anvendelse af Danmarks undergrund. Loven omtales normalt som undergrundsloven. I dette kapitel omtales anden brug af undergrunden end olie- og gasindvinding. I Danmark foregår der også produktion af salt fra undergrunden, efterforskning og indvinding af geotermisk varme, lagring af naturgas, ligesom rammerne for lagring af CO₂ i undergrunden er ved at blive fastlagt. Undergrundsloven forventes ændret inden sommeren 2011 for blandt andet at implementere EU-direktivet om geologisk lagring af CO₂.

GEOTERMISK VARMEPRODUKTION

I efteråret 2009 udgav Energistyrelsen redegørelsen "Geotermi – varme fra jordens indre, status og muligheder i Danmark". Som en opfølgning herpå udgav Energi- styrelsen i maj 2010 redegørelsen "Geotermi – varme fra jordens indre, internationale erfaringer, økonomiske forhold og udfordringer for geotermisk varmeproduktion i Danmark". Begge redegørelser er tilgængelige via Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Hovedkonklusionerne på baggrund af redegørelsen fra 2009 – om et stort teknisk potentiale for udnyttelse af geotermisk energi i Danmark – blev omtalt i Energi- styrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion – og udnyttelse af under- grunden, 2009".

I redegørelsen fra maj 2010 konkluderes det, at de største udfordringer for etablering af geotermiske varmeanlæg i Danmark er forhold vedrørende økonomi og risici ved- rørende tilstedeværelse af sandstenslag i undergrunden med tilstrækkelige produ- ktionsmuligheder. Det vurderes også i redegørelsen, at varmeprisen som afspejling af produktionsomkostningerne fra geotermiske anlæg som udgangspunkt er konkurren- cedygtig med anden varmeproduktion.

fig. 2.1 Geotermi-tilladelser og -ansøgninger ved udgangen af 2010



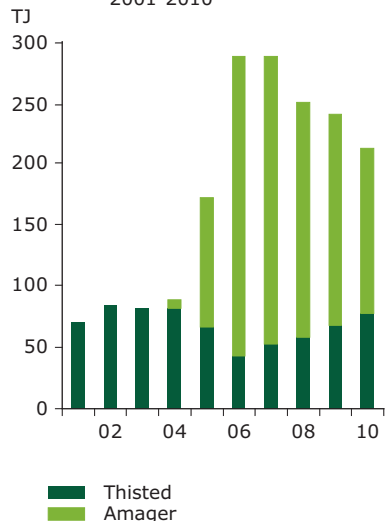
DONG tilbageleverede i sommeren 2010 uudnyttede arealer i forbindelse med deres tilladelse fra 1983 til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Bortset fra et afgrænset område indeholdende det geotermiske anlæg ved Thisted og et mindre område omkring DONG's geotermiboring ved Aars blev resten af tilladelsen afgivet. Arealerne omfattet af tilladelsen fra 1983 er vist på figur 2.1.

For at give alle interesserede mulighed for at søge om en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi blev der i efteråret 2010 gennemført en åben indkaldelse af nye ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Energistyrelsen fremlagde den 1. oktober 2010 proceduren for indsendelse af sådanne ansøgninger. I denne forbindelse blev der også fremlagt standardvilkår for tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med henblik på fjernvarmeforsyning. Der kunne søges om nye tilladelser første gang pr. 1. december 2010. Herefter vil der kunne søges om nye tilladelser to gange om året med ansøgningsfrist den 1. februar og 1. september. Ansøgningsproceduren er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Ved ansøgningsfristen den 1. december 2010 modtog Energistyrelsen i alt otte ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Områderne for disse otte ansøgninger er vist i figur 2.1, hvor også de eksisterende tilladelser til geotermisk energi er vist. Forud for ansøgningsfristen den 1. december 2010 forelå en række tidligere indsendte ansøgninger om nye tilladelser til geotermisk energi. Ansøgerne hertil blev bedt om at bekræfte deres ansøgninger og fik lejlighed til at foretage eventuelle justeringer i deres ansøgninger, og disse indgår i de ansøgninger, som forelå pr. 1. december 2010. Ved udgangen af 2010 var de otte nye ansøgninger under behandling af Energistyrelsen. Før nye tilladelser kan udstedes af klima- og energiministeren, skal sagen forelægges for Det Enerkipolitiske Udvalg i Folketinget.

Der er i dag to geotermiske anlæg i Danmark. Et anlæg ved Thisted har produceret varme siden 1984 og et anlæg på Amager siden 2005. Produktionen af geotermisk energi gennem de sidste ti år er vist i figur 2.2. Samlet set blev der i 2010 produceret 213 TJ geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Det svarer til varmeforbruget i ca. 3200 husstande. Det er ca. 12 procent mindre end i 2009, og skyldes mindre produktion fra anlægget på Amager på grund af tekniske forhold.

fig. 2.2 Produktion af geotermisk energi, 2001-2010



Nyt geotermisk anlæg ved Sønderborg

I 2007 blev der udstedt en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi, som dækker Sønderborg Kommune. Området for tilladelsen er vist i figur 2.1. Tilladelsen blev givet til DONG VE A/S og Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a. Efter udførelse af seismiske undersøgelser af undergrunden samt vurdering af de geologiske forhold i området blev der i 1. halvår af 2010 etableret to borer til brug ved et nyt anlæg til produktion af geotermisk energi. Det nye anlæg forventes idriftsat i starten af 2012.

Den første boring, Sønderborg-1, blev boret som en afbøjet boring til 2.401 meters lodret dybde men fandt ikke de sandstenslag, man havde forventet at finde ved denne dybde. I stedet blev det besluttet at udnytte højere beliggende sandstenslag i en dybde af ca. 1.150 meter. Derfor blev der boret en sideboring, Sønderborg-1A, til 1.202 meters lodret dybde. Herfra blev der ved en prøveproduktion produceret vand med en temperatur omkring 48 °C. Den næste boring, Sønderborg-2, blev boret til 1.247 meters dybde, og der blev også gennemført en prøveproduktion af varmt vand i denne boring. De to borer har en afstand på ca. 10 meter ved overfladen, og i sandstens-

lagene i undergrunden i ca. 1.200 meters dybde, hvor det varme vand skal produceres fra, er der ca. 700 meter mellem borerne. Sønderborg Fjernvarme har oplyst, at det kostede i alt 125 mio. kr. at udføre de to borer.

I efteråret 2010 er DONG VE A/S udtrådt af tilladelsen, som nu alene indehaves af Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a. I den forbindelse har Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a. indgået aftale med et rådgivende selskab om teknisk bistand vedrørende blandt andet det geotermiske anlæg.

LAGRING AF CO₂

Mulighederne for at nedbringe CO₂-udledningerne til atmosfæren overvejes i mange sammenhænge. En mulighed kunne være at opsamle og efterfølgende lagre CO₂ fra store punktkilder som eksempelvis kraftværker og store industrianlæg. Ofte omtales denne teknologi som CCS, en forkortelse af udtrykket Carbon Capture and Storage.

Lagring af CO₂ skal ske på steder med egnede geologiske forhold. Før sådanne steder kan udpeges, skal der gennemføres en række detaljerede undersøgelser og vurderinger for at vurdere undergrundens egnethed til lagring af CO₂. Teknologien omkring lagring af CO₂ i undergrunden minder på en række områder om lagring af naturgas i undergrunden.

Det er også en mulighed at injicere CO₂ i oliefelterne i Nordsøen. Herved kan der opnås den effekt, at der kan produceres mere olie fra felterne. CO₂ injektion vil således kunne frigøre mere olie fra lagene i oliefeltet - olie som ellers ikke ville kunne produceres med den teknologi, der anvendes i dag. Metoden anvendes endnu ikke på oliefelter i Nordsøen, men der arbejdes på at undersøge om et projekt kan sættes i værk i de kommende år.

I marts 2010 har Vattenfall fremsendt en ansøgning om tilladelse til at anvende undergrunden til lagring af CO₂ i Vedsted strukturen beliggende nordvest for Aalborg. Det er aftalt med Vattenfall, at stillingtagen til ansøgningen afventer, at CCS direktivets bestemmelser er gennemført i dansk lovgivning, jf. nedenfor.

ÆNDRING AF UNDERGRUNDSLOVEN

EU vedtog i april 2009 et direktiv om lagring af CO₂, det såkaldte CCS-direktiv. I efteråret 2010 gennemførte Energistyrelsen en høring af et udkast til lovforslag om ændring af undergrundsloven, hvor blandt andet CCS-direktivets bestemmelser foreslås indført i undergrundsloven. Klima- og energiministeren har efterfølgende i februar 2011 fremsat lovforslag i Folketinget om ændring af undergrundsloven. De mere tekniske dele af CCS-direktivet vil blive implementeret i en bekendtgørelse. Med lovforslaget tages der ikke stilling til, om CO₂-lagring skal anvendes i Danmark. Lovforslaget opstiller en retlig ramme for brug af CO₂-lagring, såfremt det besluttes at anvende denne teknologi i Danmark.

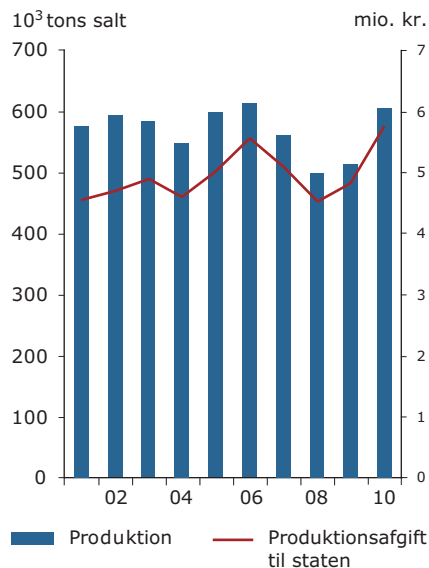
Det fremsatte lovforslag til ændring af undergrundsloven indeholder også forslag til andre ændringer.

Der foreslås indført en hjemmel til at kunne afstå at behandle uopfordrede nye ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af et eller flere råstoffer. Herved fås der mulighed for, at der kan ske en prioritering af anvendelsen af undergrunden til forskellige formål. Der foreslås også særlige bestemmelser i loven om efterforskning og indvinding af geotermisk energi, herunder om hvordan der kan indsendes ansøg-



Foringsrør installeres i boring ved Sønderborg.

fig. 2.3 Saltproduktion og statens indtægter fra produktionsafgiften, 2001-2010



ninger om nye tilladelser. Desuden foreslås der en revision af bestemmelsen, som giver klima- og energiministeren mulighed for at påbyde samordnet indvinding og udnyttelse af anlæg til brug for indvinding, behandling og transport af olie og gas. Formålet er at sikre bedst mulig udnyttelse af infrastrukturen med henblik på at forlænge levetiden for eksisterende olie- og gasfelter og produktion fra nye marginale felter.

GASLAGRING

Der findes i dag to gaslagre i Danmark. Det ene ligger ved Stenlille på Sjælland og er ejet af DONG Storage A/S. Det andet gaslager ligger ved Lille Torup i det nordlige Jylland og ejes af Energinet.dk Gaslager A/S.

I foråret 2011 har begge selskaber fået forlænget deres tilladelser til at lagre naturgas i undergrunden. Tilladelserne løber nu til 2037.

Der findes flere oplysninger om gaslagrene ved Stenlille og Lille Torup i Energistyrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion - og udnyttelse af undergrunden, 2009".

SALTINDVINDING

I Danmark indvindes salt et enkelt sted. Det er selskabet Akzo Nobel Salt A/S, der indvinder salt fra en salthorst i undergrunden ved Hvornum ca. 8 km sydvest for Hobro. Selskabet har en eneretsbevilling til produktion af salt fra den danske undergrund. Saltet anvendes til konsumsalt, industrisalt og vejsalt.

Den årlige produktion af salt er omkring 500.000 til 600.000 tons om året, og statens indtægter fra produktionsafgift er omkring 5 mio. kr. om året. Figur 2.3 viser de seneste ti års produktion af salt og de statslige indtægter fra produktionsafgift.

3

PRODUKTION OG UDBYGNING

I 2010 har der generelt været meget aktivitet på olie- og gasområdet i den danske del af Nordsøen. Året bar præg af produktionsopstart fra Nini Øst platformen samt yderligere produktion fra seks nye brønde i andre felter. Der har desuden været et større arbejde med produktionsoptimering af eksisterende brønde og anlæg, som har haft en positiv indvirkning på produktionen i 2010.

fig. 3.1 Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2010

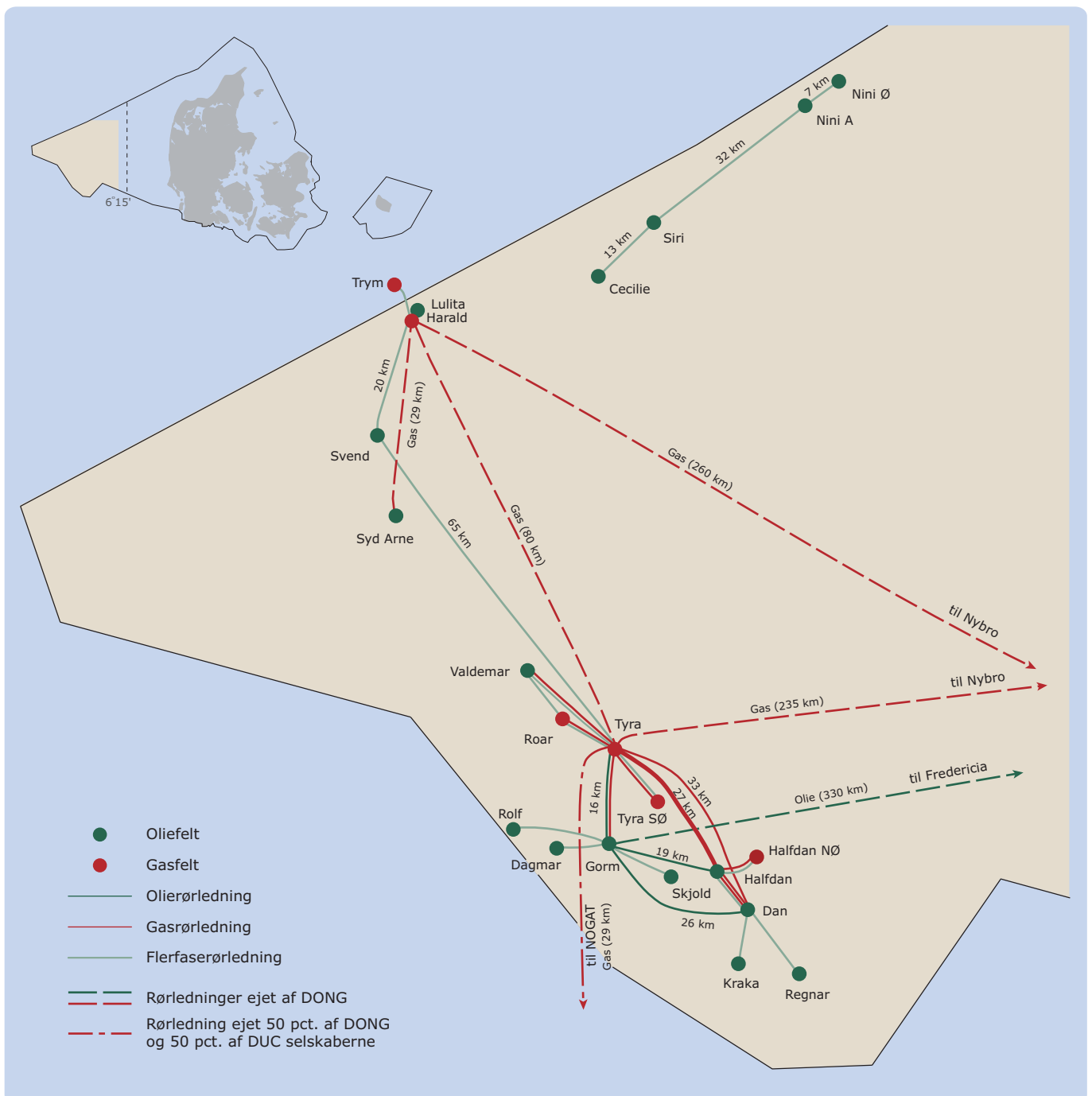
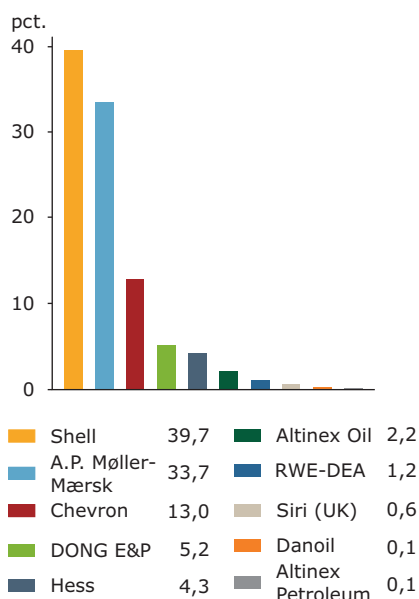




fig. 3.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



PRODUKTIONEN I 2010

Danmarks olie- og gas produktion foregår indtil videre kun offshore i Nordsøen. I 2010 foregik produktionen fra 19 felter, hvor Mærsk Olie og Gas A/S er operatør for 15 af dem, DONG E&P A/S for tre og Hess Denmark ApS for et enkelt felt. Placeringen af produktionsanlæggene samt større rørledninger til produktion kan ses i figur 3.1.

En beskrivelse af hvert felt med angivelse af brønde, produktion og reserver findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Der er 10 selskaber, som har andel i den danske produktion. DUC (Dansk Undergrunds Consortium) stod for 86 pct. af olieproduktionen i 2010. Samtlige selskabers andel af olieproduktionen for 2010 ses i figur 3.2.

I 2010 foregik indvindingen fra Nordsøen med 283 aktive produktionsbrønde, hvoraf 198 var oliebrønde og 85 var gasbrønde. 108 aktive vandinjektionsbrønde og 5 gasinjektionsbrønde bidrog til indvindingen.

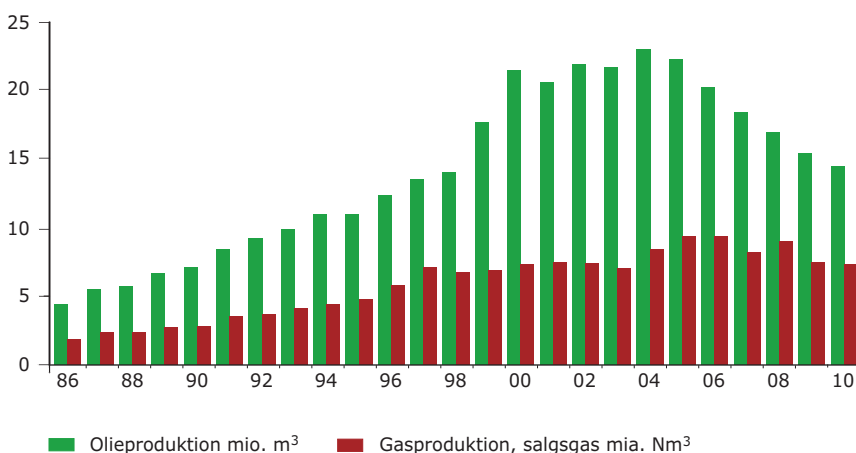
Olieproduktionen i 2010

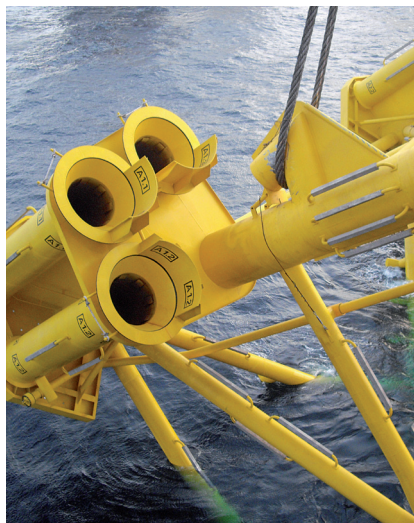
Olieproduktionen i 2010 blev 14,2 mio. m³, hvilket er et fald på 6 pct. i forhold til 2009. Dette er i tråd med udviklingen siden 2005, hvor produktionen årligt er faldet med mellem 3 og 9 pct. i forhold til det foregående år. Denne tendens skyldes til dels aldrende felter, hvor det ældste felt, Dan, startede sin produktion i 1972. Den fremtidige faldende produktion bliver forsøgt modvirket ved produktionsoptimering af eksisterende felter med eksisterende og ny teknologi samt udbygning af nye felter. Udviklingen i olie- og gasproduktionen i de sidste 25 år kan ses i figur 3.3. En oversigt over producerede og injicerede mængder fordelt på felter siden 1972 findes i bilag A.

Udover det forventede fald i den danske olieproduktion har der også været kortvarige feltnedlukninger i forbindelse med vedligeholdelsesarbejder, reparationer og ombygninger. Disse nedlukninger har dog ikke påvirket produktionen i nær så høj grad som forventet.

På enkelte felter er der opnået en forbedret produktion i gamle brønde efter oprensings- og renoveringskampagner samt procesoptimering.

fig. 3.3 Produktion af olie og gas i perioden 1986-2010





Installation af understel til Halfdan BD platform 2010.

På de felter, hvor nye brønde er kommet i produktion i 2010, er der enten sket en forbedret produktion, eller faldet i produktionen fra feltet er forsinket i en periode.

Gasproduktionen i 2010

Den totale gasproduktion for 2010 var 8,1 mia. Nm³. Heraf blev 7,1 mia. Nm³ gas sendt til land som salgsgas, hvilket er et fald på 2,5 pct. i forhold til 2009.

Den resterende del af gasproduktionen blev enten reinjiceret i udvalgte felter til forbedring af indvindingen eller brugt som brændstof på platformene. En mindre del af gassen blev afbrændt uudnyttet (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Forbrug af gas til brændstof og gasafbrænding uden nyttiggørelse (flaring) er beskrevet i afsnittet *Miljø og Klima*, og en oversigt over udviklingen siden 1972 findes i bilag A.

Vandproduktionen og vandinjektionen i 2010

Produktion af vand fra brøndene er et biprodukt i forbindelse med produktionen af olie og gas. Alligevel kræver det meget energi at håndtere det producerede vand, da andelen af vand i den samlede væskeproduktion for den danske del af Nordsøen i 2010 er nået op på 72 pct. For visse gamle felter er andelen af vand helt oppe omkring 90 pct. Vandet kan stamme fra en naturlig vandzone under oliezone i reservoiret, men kan også komme fra injektionsbrønde.

Vandproduktionen i 2010 er faldet 0,9 pct. i forhold til 2009. Dette skal ses i forhold til, at fem mindre felter ikke producerede i op til fire måneder i 2009 og derved heller ikke havde nogen vandproduktion.

Vandinjektionen i 2010 er faldet 2,3 pct. i forhold til 2009, hvilket passer med tendensen siden 2007. Operatørerne har en interesse i at begrænse vandinjektionen til kun det højst nødvendige for at undgå injiceret vand i produktionsbrøndene.

UDBYGNING I 2010

Der er blevet boret og afsluttet seks nye produktionsbrønde i de danske felter i 2010. Det generelle aktivitetsniveau for etablering af udbygningsbrønde i 2010 har dermed været lavere end i 2009, men niveauet forventes øget igen i 2011.

Disse borer og de øvrige udbygningsaktiviteter repræsenterer en samlet investering på 4,9 mia. kr., hvilket er et fald på ca. 27 pct. i forhold til 2009.

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en beskrivelse af de enkelte felter, herunder udbygnings- og investeringsaktiviteter samt kort, der viser placeringen af de vigtigste brønde.

Godkendte udbygningsplaner og igangværende aktiviteter

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet er den udbygningsplan, som blev godkendt i 2009, blevet realiseret i 2010. Udbygningen af feltet foregår i faser, som er inddelt i etaper, og de to brønde SA-20 og SA-21, som blev boret i 2010, var en del af 1. etape i 3. udbygningsfase. Som led i planen blev brønden SA-17 lukket.



Operatøren ansøgte den 25. juni 2010 om godkendelse af 2. etape i feltets 3. udbygningsfase. Der blev ansøgt om tilladelse til etablering og produktion fra to nye platforme med i alt 11 nye brønde. Den ene nye platform er en ubemandet brøndhovedplatform (WHP-N) ca. 2,5 km nord for den eksisterende Syd Arne platform. Den anden nye platform er en brøndhovedplatform (WHP-E), som placeres øst for den eksisterende Syd Arne platform og forbindes til denne med en bro. I tilknytning til udbygningen vil der endvidere udføres nødvendige ændringer i forbindelse med opkoblingen til det eksisterende anlæg og infrastruktur herunder rørforbindelser fra det eksisterede anlæg til de nye anlæg.

Udgifterne til den ansøgte udbygning er estimeret til mere end 5 mia. kr., og produktionen fra de nye brønde vil samlet udgøre ca. 5,6 mio. m³ olie og ca. 1,2 mia. Nm³ gas. Udbygningen blev påbegyndt i slutningen af 2010 med målsætning om produktionsstart ved udgangen af 2012. Planen blev godkendt den 1. oktober 2010, og offentliggørelsen var i dagspressen den 6. oktober 2010.

Dagmar feltet

Der var i 2010 ingen produktion fra Dagmar feltet, men operatøren arbejder fortsat med at revurdere feltets potentiale og økonomiske muligheder. En endelig plan afventes fortsat, men umiddelbart står feltet ikke overfor en endelig lukning og fjernelse af installationerne.

Tyra og Adda felterne

Tyra feltet blev i 2010 udbygget med en ny brønd TEB-23E fra Tyra Øst B-platformen. Brønden blev godkendt i oktober 2009 og var oprindeligt planlagt som en langtrækkende horisontal brønd med et brøndspor placeret i reservoir på både Tyra og Adda felterne. Geologiske forhold forhindrede udførelse af den del af brønden, som skulle være nået helt til Adda Feltet.

Resultaterne fra TEB-23E i Tyra skal blandt andet anvendes til at vurdere mulighederne for en selvstændig udbygning af Adda feltet, hvorfra der endnu ikke er etableret produktion.

Valdemar feltet

Valdemar feltet er udbygget med to nye brønde VAB-5 og VAB-2, som begge er en del af en udbygningsplan, der blev godkendt i 2004.

Yderligere en brønd VBA-6E er påbegyndt i 2010, men afsluttes i 2011. Denne brønd blev godkendt som en del af en udbygningsplan i 2009.

Halfdan feltet

På Halfdan feltet har man i 2010 arbejdet med at installere den nye Halfdan BD platform, der blev godkendt i 2008 som led i feltets fase 4 udbygningsplan. Platformen idriftsættes i 2011.

Brønden HBB-9 blev, som nævnt i årsrapporten sidste år, påbegyndt i 2009 og afsluttet i 2010 fra Halfdans feltets HBB platform.

Siri feltet

Som beskrevet i årsrapporten sidste år blev der i 2009 observeret problemer med en undervandskonstruktion på Siri anlægget, som understøtter brøndcaissonen. Der blev



Installation af understel til Halfdan BD platform 2010.

etableret en midlertidig understøtning af caissonen i januar 2010, og der er arbejdet fortsat med at finde en optimal permanent løsning. Planerne forventes klar i første halvdel af 2011.

Kraka feltet

På Kraka feltet har de eksisterende brønde gennemgået et omfattende vedligeholdelsesprogram, hvor brøndene bl.a. har fået nye produktionsrør.

I efteråret 2010 blev det godkendt at lukke brønden A-4H og udføre en ny brønd A-11 fra denne position. Borearbejdet for A-11 blev indledt i 2010 og afsluttes i 2011.

De efterforsknings- og vurderingsboringer, som er udført i 2010, omtales i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Udbygningsplaner under behandling

Halfdan feltet

Operatøren Mærsk Olie og Gas A/S ansøgte den 5. november 2010 om godkendelse af en plan for videreudbygning af Halfdan feltet.

Der er ansøgt om tilladelse til etablering og produktion fra op til fire nye olieproduktionsbrønde fra eksisterende brøndstyr. Indledningsvis planlægges en brønd udført fra Halfdan DA, og afhængig af resultaterne fra denne vurderes potentialet for udførelse af yderligere tre brønde fra Halfdan DA.

Udgifterne til den første brønd skønnes at andrage ca. 256 mio. kr. Produktionen fra brønden forventes at udgøre ca. 0,23 mio. m³ olie og ca. 0,19 mia. Nm³ gas i brøndens levetid. Udbygningen planlægges udført i begyndelsen af 2011. Ved årsskiftet 2010/2011 var ansøgningen under behandling, og en godkendelse blev givet i marts 2011.

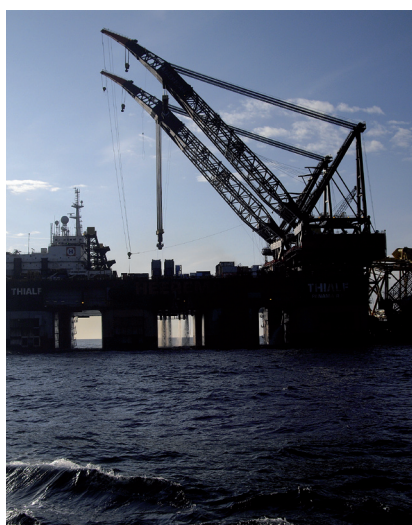
Hejre feltet

Operatøren DONG E&P A/S ansøgte den 4. november 2010 om godkendelse af udbygning af Hejre feltet, hvorfra der ikke tidligere har været etableret produktion. Feltet er placeret på dansk område i den nordlige ende af centralgraven.

Der er ansøgt om tilladelse til etablering og produktion fra et nyt offshoreanlæg samt fem nye brønde. Det planlagte offshoreanlæg omfatter en kombineret beboelse, brøndhovedplatform og procesplatform. Behandlingskapaciteten på anlægget planlægges til ca. 6.000 m³ olie pr. dag. Beboelsen forventes at kunne huse maksimalt 70 personer. I tilknytning til udbygningen vil der endvidere blive udført rørlægningsarbejder i forbindelse med opkobling til eksisterende infrastruktur i Nordsøen.

De geologiske forhold i Hejre feltet kræver udstyr til håndtering af højt tryk og høj temperatur (HPHT udstyr). Man forventer at producere både olie og våd gas, der kræver etablering af særlige tekniske installationer.

Omkostningerne til udbygningen forventes at andrage ca. 9 mia. kr., og den samlede produktion fra brøndene forventes at udgøre ca. 16 mio. m³ olie og ca. 10 mia. Nm³ gas i projektets levetid. Udbygningen planlægges påbegyndt i 2014 med forventet produktionsstart i 2015. Ved årsskiftet 2010/2011 var ansøgningen under behandling, og Energistyrelsen var i dialog med operatøren.



Kranen Thialf ved Halfdan B anlægget 2010.



Oplysninger om godkendte udbygningsplaner og planer under behandling kan endvidere findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Sikkerhed og sundhed på faste og mobile offshoreanlæg på dansk sokkelområde reguleres af offshore-sikkerhedsloven og regler udstedt i medfør af denne. Offshore-sikkerhedsloven med tilhørende regler kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Offshore-sikkerhedsloven trådte i kraft den 1. juli 2006, men en del af reglerne udstedt i medfør af den tidligere havanlægsloven blev holdt i kraft under den nye lov. De ikraftholdte regler er løbende erstattet af nye regler i form af bekendtgørelser og tilhørende vejledninger, således at offshore-sikkerhedsloven nu er fuldt implementeret i 2010.

Offshore-sikkerhedsloven er baseret på, at selskaberne selv fastsætter høje sikkerheds- og sundhedsstandarder og reducerer risici til et niveau, der er så lavt som praktisk muligt. Endvidere er offshore-sikkerhedsloven baseret på, at virksomhederne har et ledelsessystem for sikkerhed og sundhed, så de selv kan styre risici og sikre, at bestemmelser i love og regler overholdes.

Energistyrelsen fører sammen med Søfartsstyrelsen tilsyn med virksomhedernes styring af risici og overholdelse af love og regler. Energistyrelsen samarbejder endvidere med en række andre nationale myndigheder og nationale og internationale organisationer, heriblandt offshore-sikkerhedsrådet, Miljøstyrelsen og North Sea Offshore Authorities Forum om løbende at forbedre sikkerheds- og sundhedsforholdene på offshoreanlæggene.

Et højt niveau for sikkerhed og sundhed er af afgørende betydning for de op mod 3.000 mennesker, der har deres arbejdsplads på offshoreanlæg på dansk sokkelområde.

TILSYN MED SIKKERHED OG SUNDHED PÅ NORDSØANLÆGGENE

Det skal være sikkert at arbejde på offshoreanlæg på dansk sokkelområde. Derfor søger Energistyrelsen hvert år gennem tilsynsbesøg og dialog med selskaberne at højne det sikkerheds- og sundhedsmæssige niveau i den danske sektor, så det er blandt de højeste i Nordsøen.

Der er tre hovedtyper af tilsynsbesøg, nemlig strakstilsyn, projekttilsyn og driftstilsyn.

Strakstilsyn

Strakstilsyn gennemføres i forbindelse med arbejdsulykker og større nærved hændelser. Ved strakstilsyn medvirker Energistyrelsen til klarlægning af hændelsesforløbet, når politiet deltager, mens Energistyrelsen selv forestår klarlægningen, hvis politiet ikke deltager.

Projekttilsyn

Projekttilsynet er tilsyn med nybygninger og større ændringer af eksisterende offshore anlæg.

Driftstilsyn

Langt de fleste tilsynsbesøg er driftstilsyn. Driftstilsyn omfatter de anmeldte regelmæssige tilsynsbesøg, de uvarslede tilsynsbesøg og de såkaldte tematilsyn.

Regelmæssige tilsynsbesøg

Normalt gennemføres et årligt tilsyn med driftsforholdene på alle bemandede faste og flytbare anlæg. Besøget omfatter bl.a. tre faste tilsynspunkter: gennemgang af arbejdsulykker, kulbrinteudslip og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr.



Energy Endeavour.

boks 4.1

Tilsyn med psykisk arbejdsmiljø

Energistyrelsen har ført tilsyn med det psykiske arbejdsmiljø i 2009 og 2010.

Det psykiske arbejdsmiljø hører under øvrige risici i §§ 14, 16 og 19 i bekendtgørelse nr. 729 af 3. juli 2009 om styring af sikkerhed og sundhed på offshore-anlæg. Risikofaktorerne kan bl.a. være arbejdspress, arbejdstid, arbejdsrotation, indflydelse på eget arbejde, støj og manglende uforstyrret hvile. Herudover er forhold som uklar definition og prioritering af arbejdsopgaver, manglende ledelsesmæssig støtte og feedback risikofaktorer.

Energistyrelsen gennemgik de driftsansvarlige virksomheders ledelsessystem på land for at klarlægge, hvordan det psykiske arbejdsmiljø er indarbejdet i ledelsessystemet. Efterfølgende er det ved tilsyn offshore undersøgt, om ledelsessystemet følges i praksis, herunder bl.a. om der er behov for et tilpasset tilsyn med særlig fokus på det psykiske arbejdsmiljø.

Ved landtilsynene blev det overordnet konkluderet, at det psykiske arbejdsmiljø ikke var tilstrækkeligt defineret i selskabernes ledelsessystem, og at psykiske arbejdsmiljøfaktorer ikke bliver specifikt vurderet i risikovurderingerne, men at faktorerne vurderes indirekte ved vurdering af andre risikofaktorer. Hos enkelte selskaber blev det konstateret, at der manglede procedurer for håndtering af det psykiske arbejdsmiljø (pauser, alenearbejde og hvordan diskussion omkring emnet tages op).

Ved tilsynene offshore blev det overordnet konkluderet, at der er et godt fællesskab, en god omgangstone og gensidig tillid på anlæggene. Det er generelt accepteret, at der kan opstå situationer af privat eller arbejdsmæssig karakter, hvor man har behov for at komme hjem uden for den planlagte rotation. Endvidere er det generelt accepteret at sige fra og omprioritere opgaver ved travlhed.

Sygefravær på anlæggene kunne ikke henføres til det psykiske arbejdsmiljø.

Der er generelt skarpe tidsfrister i catering, så tilstrækkelig bemanning er her vigtigt.

Information og god kommunikation mellem ansatte og mellem ansatte og ledelse er væsentlige forudsætninger for et godt psykiske arbejdsmiljø, og især ved organisationsændringer.

For entreprenøransat personale er det en stressfaktor, at længden af ansættelsesforholdet er ukendt.

Energistyrelsen konstaterede, at det psykiske arbejdsmiljø på offshoreanlæggene er tilfredsstillende, og ingen offshoreanlæg har behov for opfølgende tilpasset tilsyn med særlig fokus på det psykiske arbejdsmiljø. Det er Energistyrelsens vurdering, at tilsynene har givet større opmærksomhed og forståelse for psykiske arbejdsmiljøproblemer hos selskaberne og hos de ansatte.



Helidæk, Mærsk Resolve.

Uvarslede tilsyn

Uvarslede tilsyn gennemføres, hvor formålet med tilsynet ville forspildes, hvis besøget blev varslet, eksempelvis overholdelse af hviletidsbestemmelserne, indkvartering og beredskab ved opmanding af anlæg, malerkampagner mv. Endvidere gennemføres uvarslede tilsyn, hvis der anmeldes forhold, der er i strid med lovgivningen, eller hvis hensynet til de ansattes sikkerhed og sundhed i øvrigt gør det nødvendigt.

Et uvarslet tilsynsbesøg adskiller sig fra det årlige tilsyn med driften ved, at programmet normalt kun fokuserer på to-tre aktuelle emner.

Tematilsyn

Tematilsyn er et tilsyn, hvor ét bestemt emne tages op. Siden 2007 har fokus været rettet mod:

- Arbejdsulykker (2007)
- Støj (2008)
- Psykisk arbejdsmiljø (2009 – 2010)
- Muskel- og skeletbesvær (2010 – 2011)

Det igangværende tilsyn med muskel- og skeletbesvær gennemføres i tre faser

- Fase 1: Gennemgang af relevante dele af selskabets ledelsessystem
- Fase 2: Onshore informationsmøde i Energistyrelsen med deltagelse af alle parter
- Fase 3: Gennemgang offshore (er integreret i de varslede driftstilsyn)

TILSYNSBESØG 2010

Energistyrelsen gennemførte 32 tilsynsbesøg offshore i 2010. Tilsynsbesøgene var fordelt med 19 besøg på bemandede faste offshoreanlæg, to besøg på ubemandede anlæg samt 11 besøg på flytbare anlæg, dvs. boreplatforme og beboelsesplatforme. Energistyrelsen foretog ét strakstilsyn på det flytbare anlæg ENSCO 71, som opfølgning på en arbejdsulykke.

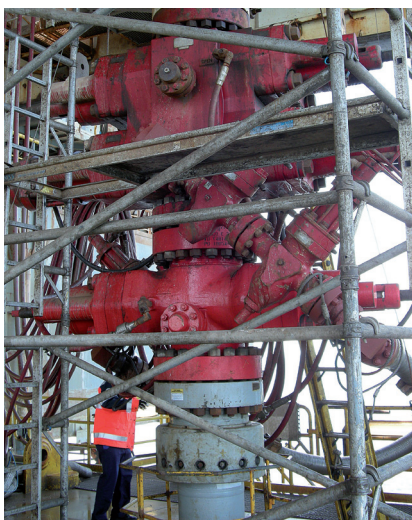
Tre af tilsynsbesøgene blev gennemført som uvarslede tilsyn. To af disse blev gennemført på de faste anlæg Dan E og Tyra Vest, medens det tredje tilsyn blev gennemført på Mærsk Reacher, som er et flytbart anlæg. Ved besøgene blev der ikke observeret forhold af væsentlig sikkerhedskritisk karakter.

Tre af tilsynsbesøgene på de flytbare anlæg blev udført som ekstraordinært tilsyn med anlæggenes styring af sikkerhed med brøndkontrol, dvs. BOP-udstyr og procedurer, der anvendes i forbindelse forebyggelse af ukontrolleret udblæsning (blow-out). Tilsynet var en opfølgning på Deepwater Horizon ulykken, se boks 4.2

Endvidere blev der gennemført otte tilsynsbesøg hos operatører og driftsansvarlige virksomheders landorganisation, samt to tilsynsbesøg hos disses leverandører. Herudover blev én boreplatform besøgt i Singapore, inden der blev meddelt tilladelse til drift på dansk område.

En oversigt over tilsynsbesøg i 2010 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

I 2010 blev der i lighed med tidligere år sat fokus på arbejdsulykker, nærved hændelser, gaslækager og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr samt på selskabernes ledelsessystemer. Derudover fører Energistyrelsen løbende tilsyn med beredskabet offshore.



BOP-ventiler.

boks 4.2

Deepwater Horizon ulykken i den Mexicanske Golf

Den 20. april 2010 skete der en eksplosion på den flydende boreplatform "Deepwater Horizon", som udførte borearbejde på Macondo feltet. Boringen blev udført på 1.544 meter vanddybde, og eksplosionen skyldtes gas, der strømmede ukontrolleret ud af boringen.

11 mennesker omkom, boreplatformen sank og gennem en periode på tre måneder strømmede mere end 4 mio. tønder (800.000 m³) olie op fra den ca. 5.600 meter dybe boring og ud i den Mexicanske Golf. Årsagerne til denne tragedie og efterfølgende svært overskuelige miljøkatastrofe er identificeret til svigt af flere uafhængige barrierer, som kunne have forhindret hændelsen eller afværget konsekvenserne af hændelsen. Eksplosionen skete under boring af "Macondo"-brønden.

I modsætning til situationen i den Mexicanske Golf er vanddybderne i den danske del af Nordsøen under 100 meter, og boringer udføres fra jack-up boreplatforme, som står på havbunden og har sikkerhedsventilarrangementet (Blow-out Preventer, trykluftbank, nødnedlukningssystem etc.) placeret tørt og tilgængeligt på boreplatformen, under boredækket.

Som umiddelbar reaktion på tragedien gennemførte Energistyrelsen tilsyn med sikkerhedsventilarrangementerne på de tre boreplatforme, som på det tidspunkt udførte borearbejde i dansk offshoreområde. Ved tilsynet blev der ikke observeret sikkerhedsmæssige mangler ved brøndkontroludstyr, dets vedligehold eller procedure for test af dette. Der blev heller ikke konstateret mangler ved procedurer til lukning af brønden i nødstilfælde og personalets kendskab til disse.

Energistyrelsen deltager i det løbende analyse- og evalueringsarbejde, som foregår i EU regi og i et internationalt samarbejde (se www.ens.dk) med henblik på at lære af tragedien og implementere læringen i reguleringen af borearbejdet – især for borearbejde under vanskeligere forhold, hvilket i dansk område vil sige dybe boringer under høje tryk- og temperaturforhold.

EU-Kommissionen har bebudet fælles EU-regulering på området i løbet af 2011.

boks 4.3

Anmeldelse af arbejdsulykker

Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes.

Arbejdsgiveren har pligt til at anmelde ulykker, men alle har ret til at indgive en anmeldelse.

Uarbejdsdygtighed defineres som, at "den tilskadekomne er ude af stand til i fuldt omfang at varetage sit sædvanlige arbejde."

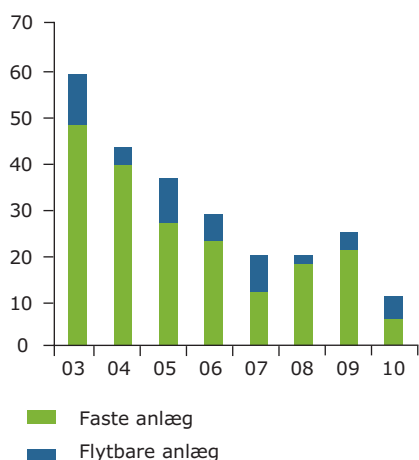
ARBEJDSKADER

Arbejdsskader er en fælles betegnelse for arbejdsulykker og arbejdsbetingede lidelser. Arbejdsulykker, der sker på offshoreanlæg, skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.3. Arbejdsbetingede lidelser skal indberettes til både Energistyrelsen, Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen af lægen, som er anmeldepligtig.

Arbejdsulykker

Energistyrelsen registrerer og behandler samtlige anmeldte arbejdsulykker på de danske offshoreanlæg, ligesom styrelsen vurderer selskabernes opfølgning. Alle arbejdsulykker tages op på møder med sikkerhedsorganisationen på anlægget ved Energistyrelsens første tilsynsbesøg efter ulykken. Ved alvorlige ulykker gennemfører Energistyrelsen straksbesøg på anlægget i samarbejde med politiet.

fig. 4.1 Antal ulykker på offshoreanlæg



Det overordnede formål med Energistyrelsens opfølgning på arbejdsulykker er, at virksomhederne i samarbejde med sikkerhedsorganisationen styrker den forebyggende indsats på offshoreanlæggene.

I 2010 har Energistyrelsen registreret 11 anmeldte arbejdsulykker. Heraf skete seks af ulykkerne på faste offshoreanlæg inkl. flytbare beboelsesplatforme, mens fem arbejdsulykker skete på øvrige flytbare offshoreanlæg, se figur 4.1. Ulykkerne er opdelt efter ulykkesårsag i tabel 4.1 og figur 4.2.

Den enkelte tilskadekomnes faktiske fravær fra arbejdspladsen for både faste og flytbare offshoreanlæg er angivet i tabel 4.2.

Energistyrelsen har i løbet af de senere år modtaget enkelte sent anmeldte arbejdsulykker, sædvanligvis fordi følgerne af en hændelse først viser sig senere. Det vil sige, at ulykkerne er anmeldt for sent til at figurere i styrelsens årsrapport for det pågældende år.

For sent anmeldte ulykker vil blive registreret bagud i det omfang anmeldelsen er modtaget af Energistyrelsen. Således vil arbejdsulykker, der er sket i 2010, men som anmeldes efterfølgende, blive taget med i fremtidige årsrapporter.

I 2010 har Energistyrelsen modtaget en anmeldelse af en ulykke, som er hændt i 2009. Statistikken for 2009 er derfor justeret, så anmeldelsen er taget med, og der kan således være afvigelser, hvis der sammenlignes med figurer fra tidligere årsrapporter.

fig. 4.2 Sammenligning af anmeldte ulykker i 2006-2010 for offshoreanlæg fordelt efter ulykkesårsag

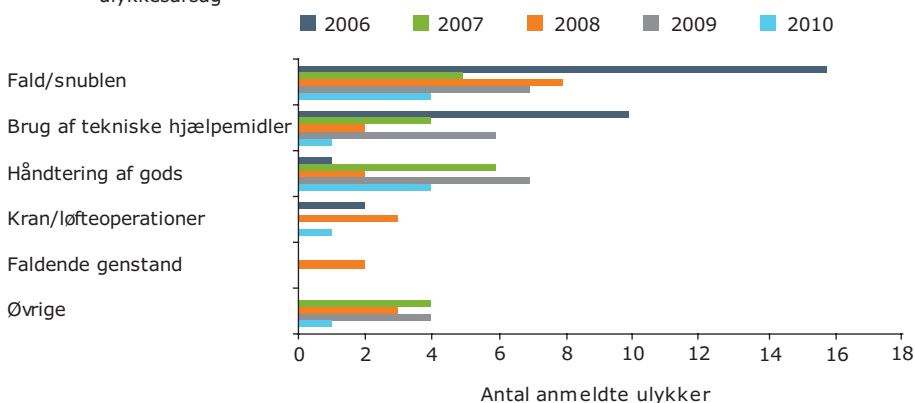
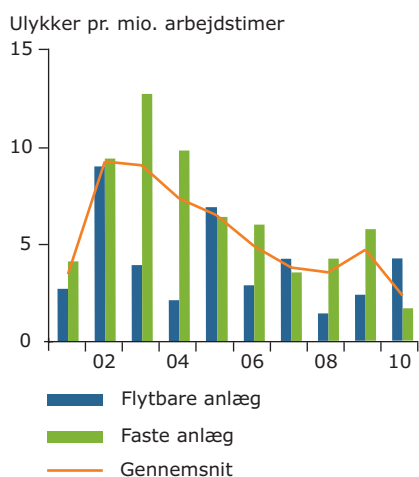


fig. 4.3 Ulykkesfrekvens for offshoreanlæg



Ulykkesfrekvenser

Energistyrelsen udregner hvert år en ulykkesfrekvens. Ulykkesfrekvensen er antal anmeldte ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Den samlede ulykkesfrekvens for både de faste og de flytbare offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 4.3, som også viser, at ulykkesfrekvensen i 2010 for flytbare og faste offshoreanlæg tilsammen var 2,3. Dette er et fald i forhold til 2009, hvor den samlede ulykkesfrekvens var 4,6.

For de flytbare offshoreanlæg alene blev der i 2010 registreret fem arbejdsulykker, og der blev leveret i alt 1,2 mio. arbejdstimer. Ulykkesfrekvensen for flytbare offshoreanlæg er derved steget fra 2,4 i 2009 til 4,2 i 2010.

tabel 4.1 Anmeldte arbejdsulykker fordelt efter ulykkesårsag

Hvordan skete ulykken?	Faste	Mobile
Fald/snublen	3	1
Brug af tekniske hjælpemidler	1	0
Håndtering af gods	1	3
Kran/løfteoperationer	0	1
Øvrige	1	0
Total	6	5

På faste offshoreanlæg og flytbare beboelsesplatforme, som opgøres samlet, var antallet af anmeldte arbejdsulykker seks i 2010. De driftsansvarlige virksomheder har oplyst, at der i 2010 blev leveret i alt 3,6 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Ulykkesfrekvensen for de faste offshoreanlæg er dermed 1,7 for 2010, hvilket er et fald i forhold til 2009, hvor ulykkesfrekvensen var 5,7.

boks 4.4

Skoldningsulykke i vaskeriet på et fast anlæg

På Halfdan A fik en catering medarbejder den 22. juli 2010 en skoldningsskade i forbindelse med vask af tøj. Skadelidte lukkede en vaskemaskine op i tiltro til, at den havde vasket færdig, og fik derved 90 grader varmt vand nedover underben og fødder og pådrog sig 2. grads forbrændinger. Skadelidte blev straks nedkølet med vand og derefter fløjet med helikopter til Esbjerg sygehus.

Energistyrelsen fulgte op på ulykken ved det efterfølgende tilsyn på anlægget, og fik her oplyst, at der var blevet konstateret en fejl på niveaumåleren ved denne type vaskemaskine. Fejlen var blevet rettet, således at døren i maskinen ikke kan åbnes, hvis vaskeprogrammet er uafsluttet. Desuden var alle vaskemaskiner blevet tilsluttet koldt vandstilførslen. Erfaringen er blevet kommunikeret videre til de øvrige anlæg på Nordsøen.

Energistyrelsen anser sagen som afsluttet.

boks 4.5

Løfteulykke på boreriggen ENSCO 71

Ulykken skete i forbindelse med et rutineløft af foringsrør (vægt ca. 800 kg) fra hoveddækket den 11. juni 2010. Foringsrøret kom under løftet ved nedsænkningen i bevægelse og ramte skadelidte, som var med til at styre røret med en line. Skadelidte, som var en erfaren medarbejder indhyret fra en entreprenørvirksomhed, blev ramt på benet og fik bl.a. forvredet knæskallen. Skadelidte stod på en repos, og havde frit udsyn til bagbordskranen, der udførte løftet.

Skadelidte blev straks fløjet med helikopter til Odense sygehus for nærmere undersøgelser, hvor det viste sig, at han havde fået alvorlige skader på knæ samt skrammer på kroppen og hovedet.

Energistyrelsen undersøgte sammen med Syd- og Sønderjyllands politi ulykkesstedet. Energistyrelsen vurderede, at selvom der var frit udsyn til kranen, har skadelidtes udsyn til byrden på ulykkestidspunktet været begrænset.

Den driftsansvarlige virksomhed (ENSCO Netherlands Ltd.) har efterfølgende gennemført forskellige tiltag, herunder modificeret alle arbejdsinstruktioner om sikre arbejdsområder, ligesom der er udarbejdet en ny arbejdsinstruktion, som fokuserer på planlægningen af et job. Herudover er der udarbejdet en ny procedure, som skal sikre en forbedret introduktion af indhyret personel.

Energistyrelsen vil følge op på selskabets implementerede og planlagte tiltag på næste ordinære tilsyn.

tabel 4.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2010

Varighed	Faste	Mobile
1-3 dage	0	0
4-14 dage	4	0
2-5 uger	2	1
Mere end 5 uger	0	2
Uoplyst	0	2
I alt	6	5

På grund af det relativt lille antal ulykker på offshoreanlæggene, skal der ganske få ulykker til at ændre billedet fra år til år. Det er derfor udviklingen gennem en årrække, og ikke udviklingen fra det ene år til det andet, der giver et indtryk af, hvordan billedet af ulykkesfrekvensen ser ud.

Ulykkesfrekvens på land

Energistyrelsen har sammenlignet ulykkesfrekvensen på de danske offshoreanlæg med ulykkesfrekvensen på land som vist i tabel 4.3.

boks 4.6

Arbejdstilsynets opgørelse af arbejdsulykker

For brancher på land opgør Arbejdstilsynet incidensen af anmeldte arbejdsulykker som antal ulykkesanmeldelser i forhold til arbejdsstyrken, dvs. antal beskæftigede. Arbejdstilsynet anvender Danmarks Statistiks Registerbaserede arbejdsstyrkestatistik (RAS), som er en opgørelse af antallet af personer, der har deres primære beskæftigelse i de pågældende brancher i november måned året før opgørelsesåret. I Arbejdstilsynets årsopgørelser angives incidensen pr. 10.000 beskæftigede. For samtlige brancher på land var der således i 2009 en incidens på 150 anmeldelser pr. 10.000 beskæftigede.

Denne incidens er ikke umiddelbart sammenlignelig med opgørelser af ulykker i forhold til antal præsterede arbejdstimer (f.eks. pr. 1 mio. arbejdstimer). En omregning fra antal beskæftigede til antal præsterede arbejdstimer kan kun være en tilnærmelse, idet det forudsættes at én beskæftiget svarer til et årsværk. I omregning af tallene for virksomheder på land antages det, at der er 222 arbejdsdage om året, og at der er 7,12 arbejdstimer pr. dag svarende til et årsværk på 1.580 timer.

Der blev i 2009 anmeldt 42.544 arbejdsulykker for virksomheder på land. Med en arbejdsstyrke i 2009 på 2.831.120 beskæftigede (~ ca. 4,5 mia. arbejdstimer) kan ulykkesfrekvensen i 2009 for samtlige branchekategorier på land beregnes til 9,5 anmeldelser pr. 1 mio. arbejdstimer. Beregningen er baseret på de antagelser, der er beskrevet i boks 4.6. Arbejdstilsynet har endnu ikke opgjort antal arbejdsulykker og antal beskæftigede for 2010.

Arbejdstilsynet har for 2009 ændret på antallet af branchekoder. Tidligere var det samlede antal af branchekoder på land 49. Dette tal er nu reduceret til 36 forskellige branchekoder, hvilket betyder, at tallene for de enkelte brancher i 2009 ikke er sammenlignelige med tallene fordelt på brancher fra tidligere år. Tabellen viser derfor kun den samlede ulykkesfrekvens på land for 2009.

Fremadrettet vil Energistyrelsen udarbejde en oversigt over ulykkesfrekvenser for udvalgte branchekategorier på land. Disse vil være baseret på de ændrede branchekoder.

Arbejdsbetingede lidelser

Arbejdsbetingede lidelser defineres som en sygdom eller en lidelse, der er opstået efter længere tids påvirkning under arbejdet eller som følge af andre forhold på offshoreanlægget.



Flaretårn, Halvdan A.

tabel 4.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

Branche	Frekvens - ulykker pr. mio. arbejdstimer						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Offshoreanlæg*	7,1	6,4	4,9	3,7	3,5	4,6	2,3
Samtlige brancher på land i alt	10,2	11,0	11,2	11,0	10,7	9,5	
Heraf:							
- Skibsværfter	38,5	50,6	57,6	47,4	48,7		
- Jord, beton og belægning	21,3	23,5	24,0	23,5	21,3		
- Murer-, snedker- og tømmereforretninger	15,0	18,0	17,5	16,7	16,4		
- Isolation og installation	16,1	18,7	18,9	19,8	19,9		
- Kemisk industri	12,4	13,1	12,2	15,4	10,6		
- Tunge råmaterialer og halvfabrikata**	12,7	12,1	11,1	14,5	13,8		

*) Samlet ulykkesfrekvens for faste og flytbare offshoreanlæg

**) "Tunge råmaterialer og halvfabrikata" dækker over mange brancher. F.eks. er udvinding af råolie og naturgas, teknisk servicevirksomhed i forbindelse med olie og gasudvinding m.fl. eksempler på undergrupper indenfor "Tunge råmaterialer og halvfabrikata".

Lægerne har fra den 1. juli 2008 haft pligt til at indberette alle konstaterede eller formodede arbejdsbetingede lidelser til Energistyrelsen. De arbejdsbetingede lidelser skal desuden fortsat indberettes til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen.

For at sikre at Energistyrelsen har medtaget alle indberetninger om formodede arbejdsbetingede lidelser, som er opstået efter påvirkning under arbejdet på et offshoreanlæg, har styrelsen afventet data fra Arbejdstilsynet for 2009 og 2010.

Arbejdstilsynet har afsluttet sit arbejde angående arbejdsbetingede lidelser for 2009, men har endnu ikke offentliggjort data for 2010.

Energistyrelsen har for 2009 modtaget 19 indberetninger fra arbejdstilsynet om formodede arbejdsbetingede lidelser, hvor en læge har vurderet, at den arbejdsbetingede lidelse fortrinsvist er blevet pådraget i forbindelse med arbejde på offshore anlæg. Indberetningerne for 2009 er fordelt på 5 høreskader, 7 indberetninger af muskel- og skeletbesvær, 5 hudlidelser/eksem, 1 vibrationsskade samt 1 indberetning for en psykisk lidelse.

NÆRVED HÆNDELSER

Væsentlige nærved hændelser skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.7. Energistyrelsen har i 2010 modtaget 11 anmeldelser om nærved hændelser, hvilket er væsentlig lavere end i 2009.

Kulbrinteudslip defineres også som nærved hændelser, se afsnittet *Gasudslip*.

boks 4.7

Anmeldelse af nærved hændelser

Ved en nærved hændelse forstås en hændelse, som umiddelbart kunne have ført til en ulykke med personskaade eller en skade på offshoreanlægget. De hændelser, der skal anmeldes til Energistyrelsen, er nærmere beskrevet i anmeldevejledningen, som findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

boks 4.8

Havarikommissionen

Havarikommissionen er en gruppe af uvildige personer udpeget af klima- og energiministeren. Havarikommissionen har til formål at undersøge større hændelser på offshoreanlæg. Hændelserne skal have forårsaget alvorlig personskade eller skader på anlægget og anlæggets udstyr, eller være udefrakommende påvirkninger, der har forårsaget dødsfald, alvorlige skader på personer eller anlæg. Ved alvorlige skader på personer forstås i denne sammenhæng skader, der giver varige mén samt skader, der medfører sygefravær på over 5 uger.

Havarikommissionens undersøgelser har til formål at klarlægge hændelsens opståen, udvikling, omfang og skadevirkninger, herunder såvel tekniske som organisatoriske forhold, som kan have haft betydning for hændelsen.

Tilkalder Havarikommissionens sagkyndige eller andre, der medvirker i en undersøgelse, som foretages af kommissionen, skal disse også være uvildige i deres undersøgelse.

GASUDSLIP

De driftsansvarlige virksomheder har pligt til straks at anmelde *større udslip* og *væsentlige udslip* af kulbrintegas.

Større udslip er udslip af en mængde på mere end 300 kg eller en massehastighed på mere end 1 kg/sek. i mere end 5 minutter.

Væsentlige udslip er udslip af en mængde på mellem 1-300 kg eller en massehastighed på 0,1-1 kg/sek. med en varighed på 2-5 minutter.

I 2010 er der anmeldt to væsentligt udslip. Det ene udslip skyldtes en skæv sammen-spænding af to flanger. Udslippet skønnes at have varet i 6 minutter med en massehastighed på ca. 0,07 kg/sek. Udslipsmængden er vurderet til ca. 25 kg. Det andet udslip skete ved en lækagetest, hvor det viste sig, at man havde glemt at genmontere en blindprop. Udslippet varede ca. 30 sekunder og havde en massehastighed på 0,08 kg/sek. Udslipsmængden var ca. 2,5 kg.

Siden Energistyrelsen rettede fokus mod utilsigtede udslip af kulbrintegas, er det samlede antal udslip faldet fra 36 i 2004 til to udslip i 2010, se figur 4.4. Faldet viser, at selskabernes indsats mod utilsigtede udslip af kulbrintegas har været effektiv.

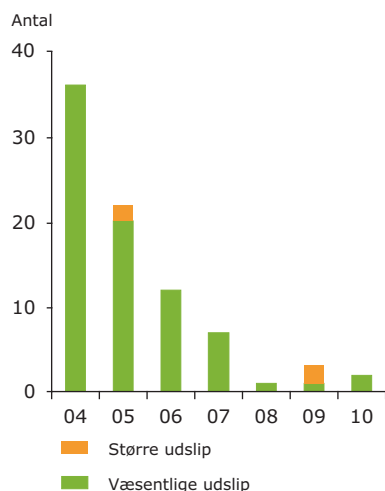
GODKENDELSER OG TILLADELSER MEDDELT I 2010

Tilsynet med sikkerhed og sundhed på faste og flytbare offshoreanlæg på dansk sokkelområde indebærer godkendelser og tilladelser til design, idriftsættelse og ændringer samt til demontering af offshoreanlæggene.

Godkendelser og tilladelser efter offshoresikkerhedsloven

Det overordnede design af et produktionsanlæg skal godkendes efter § 27 i offshoresikkerhedsloven inden produktionsanlægget detailprojekteres og bygges.

fig. 4.4 Utilsigtede udslip af kulbrintegas, 2004-2010





Halfdan B, beboelse.

Før produktionen kan påbegyndes, skal anlægget have en driftstilladelse efter § 28 i offshoresikkerhedsloven. Tilsvarende skal et flytbart offshoreanlæg, som f.eks. en boreplatform, have en driftstilladelse, før det tages i brug på dansk område.

Ved væsentlige ændringer af eksisterende anlæg, hvor ændringen påvirker risikoen for store ulykker, skal den driftsansvarlige virksomhed søge om en ændringstilladelse i henhold til § 29 i offshoresikkerhedsloven.

Inden et fast offshoreanlæg må demonteres, skal rettighedshaveren ansøge om godkendelse af dette i henhold til § 31 i offshoresikkerhedsloven.

Energistyrelsen har i 2010 meddelt følgende godkendelser og tilladelser til faste og flytbare anlæg samt en rørledning i den danske del af Nordsøen:

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet er der givet tilladelse til udbygning af feltet med to nye platforme med i alt 11 brønde samt en rørledning mellem platformene. Den ene platform er en ubemandet brøndhovedplatform ca. 2,5 km nord for den eksisterende Syd Arne platform. Den anden platform er en brøndhovedplatform placeret øst for Syd Arne platformen og broforbundet med denne.

I tilknytning til udbygningen er der meddelt flere tilladelser til at udføre ændringer, som forberedelse til opkobling af de nye platforme på det eksisterende Syd Arne procesanlæg.

Endvidere er der givet tilladelse til at øge bemanning på Syd Arne platformen og øge belægning på ti kamre i forbindelse med forberedelse af udbygningsprojektet. Tilladelsen er meddelt for en periode af 4 måneder og efterfølgende forlænget med 3 måneder.

Halfdan feltet

På Halfdan feltet er der givet tilladelse til en midlertidig omlægning af produktionen på Halfdan A. Endvidere er der givet tilladelse til at øge belægning på 12 kamre på Halfdan A i en periode på 4 måneder samt øge belægning på 22 kamre i en periode på 2½ måned.

Dan feltet

På Dan feltet er der givet tilladelse til etablering af et 20" stigrør på Dan FG samt tilladelse til at anvende ENSCO 70 som ekstra beboelse.


Gorm feltet (inklusive Skjold feltet)

På Gorm feltet er der givet tilladelse til at anvende Safe Esbjerg som ekstra beboelse ved Gorm F. Endvidere er der meddelt tilladelser til at øge belægning på kamrene på Gorm og Skjold i en periode på 7 dage.

Tyra feltet (inklusive Harald og Valdemar felterne)

På Tyra feltet er der givet tilladelse til, at Mærsk Resolve må udføre borearbejde ved Tyra Øst B. Endvidere er der givet tilladelse til at anvende Safe Esbjerg som ekstra beboelse ved Tyra Øst med broforbindelse til platform A og B.

På Valdemar BA er der givet tilladelse til ændring af de operationelle forhold, medens Mærsk Resolve ligger ved platformen som boreenhed.



Endvidere er der givet tilladelse til at øge belægning på kamrene på Tyra Vest i en periode på 7 dage.

På Harald er der givet tilladelse til øget belægning på 5 kamre i hele 2010 i forbindelse med tie-in af Trym. Tilladelsen er i december 2010 forlænget til 31. juli 2011.

Flytbare anlæg

Mærsk Reacher, ENSCO 70 og Safe Esbjerg har fået nye driftstilladelser i 2010. Endvidere er der meddelt ændringstilladelser til Mærsk Reacher, Mærsk Resolve, ENSCO 70, ENSCO 71 og Safe Esbjerg i forbindelse med operation ved faste offshoreanlæg.

Energy Endeavour, Mærsk Reacher, Atlantic Rotterdam og Noble George Sauvageau har alle forladt dansk sokkelområde i 2010.



Afgangsrør fra gasturbine på Syd Arne platformen.

Efterforskning og indvinding af kulbrinter påvirker omgivelserne gennem udledninger af blandt andet CO₂ (kuldioxid) og NO_x (kvælstofilte) til luften og kemikalier og olierester til havet samt gennem støj fra seismisk indsamling af oplysninger om undergrunden og udbygning af anlæg.

ENERGIEFFEKTIVITET OFFSHORE

I den energipolitiske aftale af 21. februar 2008 mellem regeringen og Socialdemokraterne, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti, Det Radikale Venstre og Ny Alliance blev der opstillet mål for udviklingen af det danske energiforbrug i årene 2008-2011. Et af de overordnede mål i energiaftalen er en reduktion i det danske bruttoenergiforbrug på 2 pct. i 2011 og 4 pct. i 2020 i forhold til 2006-niveauet. Som et af opfølgningsskridterne i aftalen udarbejdede Energistyrelsen med bidrag fra de danske operatører redegørelsen "Kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas", december 2008. Klima- og energiministeren aftalte på baggrund af denne redegørelse en handlingsplan i april 2009 med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Der er siden aftalt et tillæg til handlingsplanen i februar 2010.

boks 5.1

Handlingsplan for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen

Et af de centrale elementer i den nuværende handlingsplan er, at operatørerne har forpligtet sig til at indføre energiledelse efter de principper, der findes i standarden for energiledelse. Dette er med til at sikre, at fokus på energieffektivisering er blevet styrket og indgår både i den daglige drift og ved planlægning af nye projekter. Operatørerne har derved integreret energieffektivitet i deres politikker og har opstillet mål for energieffektiviseringsindsatsen i deres energiledelses-systemer. Gennemførte konkrete initiativer er eksempelvis:

- Omlægning til mere energieffektiv drift af generatorer, pumper og kompressorer
- Reduktion af energiforbruget til belysning
- Bedre overvågning af brønde for at reducere vandproduktion og forbrug af løftegas
- Bedre overvågning af udstyr

Operatørerne har i handlingsplanen forpligtet sig til at foretage en fortsat optimering af driften med henblik på at reducere afbrænding af gas uden nyttiggørelse af gassens energiindhold (flaring). Aktiviteter, der er gennemført for at reducere mængden af flaring, er bl.a.

- en ændret styring og omlægning af udvalgte processystemer på både Dan- og Gorm-anlæggene, hvorved der kan genvindes gas,
- en systematisk gennemgang og reparation af ventiler, der tidligere har lækket gas til flaresystemet,
- at antallet af stop på procesudstyret, og deraf følgende nedblæsninger til flaresystemerne, er reduceret gennem forbedret vedligehold og yderligere øget fokus på stabile driftsforhold.

Handlingsplanen indeholder endvidere en arbejdsplan for yderligere analyser. Disse analyser er gennemført og resultaterne af analyserne er præsenteret sammen med en status for gennemførelse af handlingsplanen i starten af maj 2010. Handlingsplanen og statusrapporten kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

boks 5.2

Tillæg til handlingsplanen med ændringer vedr. flaregasgenindvinding

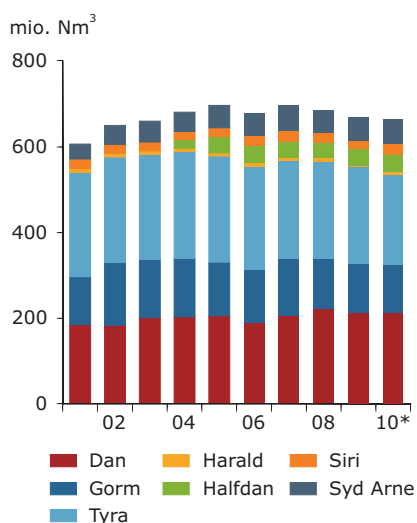
En del af den gas, der flares, kan genvindes ved installation og brug af gasgenindvindingsanlæg. Sådanne anlæg findes på platforme i Norge og på Siri-platformen i den danske del af Nordsøen. Under almindelige driftsforhold opsamles og komprimeres gas, der er ledt til flaresystemet, for at blive tilbageført til procesanlæggene på platformen.

Den flarede mængde gas består af gas, som det er nødvendigt at afbrænde af sikkerhedsmæssige årsager, og gas, som afbrændes af tekniske årsager. Ved udgangen af 2008 blev det opgjort, at ca. 60 pct. afbrændes af tekniske årsager, mens den sikkerhedsmæssige afbrænding udgør ca. 40 pct. Afbrænding af tekniske årsager kan reduceres ved etablering af flaregasgenvindingsanlæg, mens afbrænding af gas af sikkerhedsmæssige årsager kan reduceres ved øget fokus på optimering af driften.

I februar 2010 blev handlingsplanen ændret, således at der skal etableres et nyudviklet flaregasgenvindingsanlæg på Tyra Vest i stedet for som oprindeligt aftalt i handlingsplanen på Harald, der begge drives af Mærsk Olie og Gas A/S. Det er aftalt at, Mærsk Olie og Gas gennemfører en vurdering af pilotanlægget med flaregasopsamling på Tyra Vest inden den 1. juni 2011. Mærsk Olie og Gas og Energistyrelsen vil, når resultatet for Tyra Vest foreligger, vurdere på hvilke andre anlæg, der eventuelt kan idriftsættes flaregasgenvindingsanlæg på fra 2013.

Hess Denmark ApS har til opfølgning af handlingsplanen analyseret mulighederne for etablering af et flaregasgenvindingsanlæg på Syd Arne og har efterfølgende besluttet at etablere et anlæg, som forventes i drift medio 2012.

fig. 5.1 Brændstofforbrug (gas)



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvote-loven

Handlingsplanen indeholder en række initiativer til energieffektivisering, som samlet set for perioden 2006-2011 forventes at føre til et fald i energiforbruget på 3 pct. mod tidligere en forventet stigning på 1,5 pct. Der er således tale om initiativer, der forventes at føre til en samlet besparelsesindsats på omkring 4,5 pct. i forhold til 2006. Omkring en fjerdedel af de forventede besparelser skyldes reduceret afbrænding af gas uden nyttiggørelse af gassens energiindhold (flaring) som følge af en omlægning af driften.

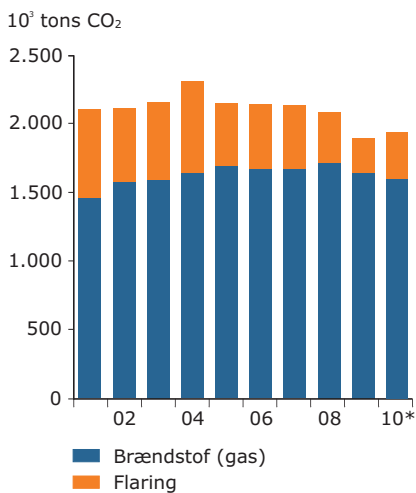
Et fokuspunkt i Energistrategi 2050 er, at regeringen vil lave en ny handlingsplan for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen. Den ny handlingsplan skal aftales med olieselskaberne, som foretager indvinding i Nordsøen. Den ny handlingsplan forventes forhandlet medio 2011.

LUFTEMISSIONER

Luftemissionerne består blandt andet af gasserne CO₂ og NO_x.

Udledninger af CO₂ til luften kommer fra afbrænding af gas og dieselolie. Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. Det er desuden nødvendigt at afbrænde en del gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres (flaring). Flaring sker på alle offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn, hvis anlæggene skal tømmes for gas hurtigt.

fig. 5.2 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene

Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

Afbrænding af gas uden nyttiggørelse reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO₂ (inklusive CO₂ fra flaring) er omfattet af CO₂-kvoteloven.

Forbrug af brændstof

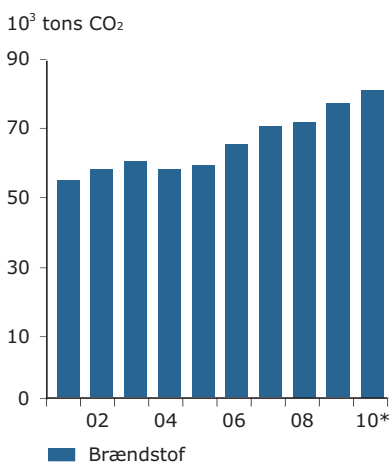
Gas som brændstof udgjorde i 2010 knap 85 pct. af det totale gasforbrug offshore. De resterende godt 15 pct. er flaret. Udviklingen i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg kan ses på figur 5.1. Årsagen til den generelle stigning frem til 2007 er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne. Årsagen til faldet fra 2008 og frem er primært en effektiviseringsindsats fra operatørernes side.

I de senere år er det især de stadig ældre felter, som påvirker forbruget af brændstof. De naturgivne forhold i de danske felter medfører, at energiforbrug pr. produceret ton olieækvivalent (t.o.e.) stiger, jo længere tid et felt har produceret. Dette skyldes bl.a., at produktionens vandandel stiger gennem et felts levetid, og at der dermed produceres relativt mindre olie og gas i forhold til den samlede produktion. Med uændrede produktionsforhold medfører dette et stigende behov for brug af løftegas og eventuel injektion af vand for at bevare trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.

Udviklingen i udledningen af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 2001 er vist i figur 5.2. Det ses, at den samlede udledning i 2010 udgjorde ca. 1,89 mio. tons CO₂, dvs. det næstlaveste niveau i de seneste 10 år og kun en svag stigning fra 2009.

Det fremgår af figur 5.3, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse er steget i de seneste 10 år. Stigningen skyldes, at nedgangen i produktionen af olie og gas har været mere markant end reduktionen i brændstofforbruget, hvorfor CO₂-udledningen fra brændstofforbruget set i forhold til de producerede mængder er steget.

fig. 5.3 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene

Flaring – gasafbrænding uden nyttiggørelse

Flaringen er faldet markant fra 2006 til 2010 på alle felterne på nær Siri, hvor særlige omstændigheder har gjort sig gældende (se boks 5.3). Årsagerne hertil kan henføres til mere stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af driften og fokus på energi-

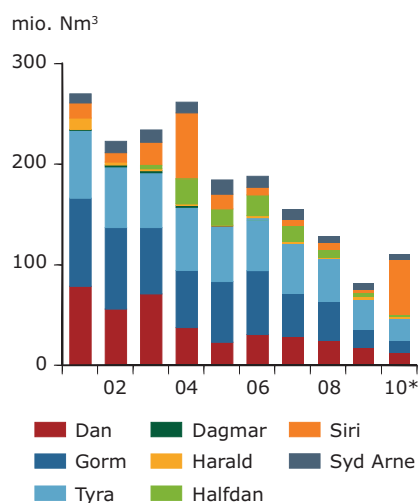
boks 5.3

Siri

Flaringen på Siri anlægget har siden idriftsættelsen af Nini Øst, som er en del af Nini feltet, i slutningen af marts 2010 været markant højere end tidligere. Årsagen er, at den producerede gas' egenskaber ikke passer til gaskompressoren på Siri, hvilket blev overset i designprocessen. Derved bliver kompressorens kapacitet for lille.

DONG E&P A/S har i august 2010 efter krav fra Energistyrelsen fremsendt en redegørelse for, hvorledes flaringen kan nedbringes. DONG E&P A/S oplyste, at der var udført flere tiltag for at reducere flaringen fra området. Dele af kompressoren er udskiftet, produktionen fra Cecilie feltet har været lukket i en periode, og produktionen fra Nini Øst feltet er reduceret. Derudover arbejdes der på andre procesoptimeringer, som kan reducere flaring. I januar 2011 blev kompressoren renoveret, således at kapaciteten forøges.

fig. 5.4 Flaring



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotestemmet.

effektivisering. Som det fremgår af figur 5.4, der viser mængden af flaret gas, er der en stor variation i flaring fra år til år. Det store udsving i 2004 skyldtes blandt andet indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. I 2010 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 116 mio. Nm³, hvoraf flaringen på Siri udgjorde knap halvdelen.

Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

I 2010 udgjorde udledningen fra flaring 0,33 mio. tons CO₂ ud af en samlet CO₂-udledning fra offshoresektoren på 1,89 mio. tons – dvs. 17,5 pct. af den samlede udledning. Hele udledningen er omfattet af CO₂-kvotesystemet.

Udledningen fra flaring har været faldende siden 2004 frem til 2009, men er i 2010 steget igen. Hvis Siris andel af flaringen holdes udenfor, ses dog et samlet fald på alle andre felter fra 2009 til 2010. Kulbrinteproduktionen er faldet over de seneste 10 år, og dermed er afbrændingen per produceret t.o.e. steget frem til 2007, se figur 5.5. Fra 2008 til 2009 er afbrændingen per produceret t.o.e. faldet for at stige igen i 2010. Hvis Siri imidlertid holdes uden for opgørelsen, ses et yderligere fald fra knap 12 til 9,6 kton CO₂ per mio. t.o.e., hvilket vil sige, at for hovedparten af felterne har reduktionen i flaringen været så stor, at det har mere end opvejet faldet i kulbrinteproduktionen.

PÅVIRKNINGER AF HAVMILJØET

Indvinding af kulbrinter i Danmark foregår i dag offshore, og produktionen samt boringen af brønde medfører udledninger til havet og emissioner til luften. Der sker desuden efterforskningsaktivitet med f.eks. indsamling af seismiske data, hvor der udsendes trykbølger (støj) i havet. Havmiljøet med marin flora og fauna bliver således direkte udsat for påvirkninger. Energistyrelsen bidrager i samarbejde med en række andre myndigheder og organisationer til at beskytte den marine natur mest muligt gennem regulering af aktiviteterne.

Udledninger til havet

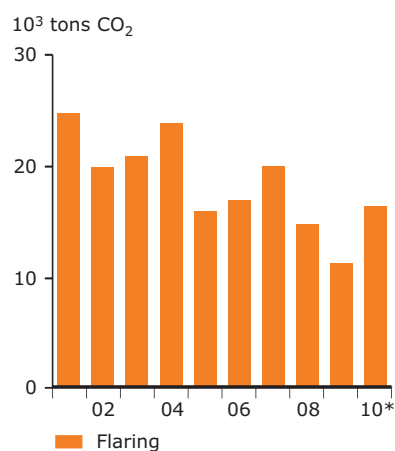
Fra produktion af olie og gas samt ved boring af nye brønde tilføres havet kemikalier og olierester samt materiale, der følger med op fra undergrunden, gennem kontrolleret udledning. Desuden forekommer utilsigtede spild, især som følge af svigt i udstyr eller materialer.

For at mindske miljøpåvirkningerne fra kemikalierester substitueres miljøskadelige kemikalier, hvor det er muligt, med mindre miljøskadelige kemikalier. Vand med rester fra produktionsprocesserne behandles og renses i flere trin før udledning i havet.

Udledninger til havet reguleres af havmiljøloven og miljøministerens Offshore-handlingsplan, der bl.a. sætter begrænsninger for udledningen af olie og kemikalier i produceret vand. Danmark har gennem aftaler i den internationale havmiljøkonvention, OSPAR, forpligtet sig til at regulere udledningerne i lighed med de øvrige medunderskrivere af konventionen. OSPAR dækker det nordøstlige Atlanterhav, herunder Nordsøen.

Brøndstrømmene fra undergrunden indeholder en blanding af gas, olie og vand, som adskilles i procesanlæg på platformene. Mens gas og olie repræsenterer værdi, er vandet et besværligt restprodukt. Da det naturlige tryk i bunden af brøndene med tiden aftager, er det nødvendigt i de danske felter at pumpe vand ned i undergrunden fra platformene for at opretholde trykket. Dette øger gradvist mængden af vand i

fig. 5.5 CO₂ – udledning fra flaring pr. mio. t.o.e.



*Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotestemmet og indeholder CO₂-emission fra dieselforbrug på anlæggene



Dan B platformen.

produktionsbrøndene, således at der i dag "produceres" ca. tre gange så meget vand som olie. Da vandmængden, der pumpes ned som trykstøtte, overvejende er behandlet havvand, arbejdes der ihærdigt på at erstatte havvand med behandlet produceret vand, således at mængden af restprodukter, som udledes til havet med produceret vand, kan reduceres yderligere.

En af udfordringerne ved at reinjicere produceret vand i de kalkstensreservoirer, som udgør størstedelen af de danske oliefelter, er at opnå en tilstrækkelig rensning af vandet for at undgå reduktion af reservoirets ydeevne og forøget slid på udstyr.

Efterforskningsaktiviteter og naturbeskyttelse

Efterforskningsaktiviteter, så som forundersøgelser (f.eks. seismiske undersøgelser) og efterforskningsboringer, vil almindeligvis ikke kræve en VVM redegørelse.

Når der ansøges om et projekt til f.eks. en efterforskningsboring eller en seismisk undersøgelse, skal ansøger indsende de nødvendige oplysninger om projektet i forhold til projektets påvirkning på internationale beskyttelsesområder, for at Energistyrelsen kan afgøre, om der skal foreligge en konsekvensvurdering.

Projekter, der må antages at påvirke et internationalt naturbeskyttelsesområde, kan der kun gives tilladelse til, hvis der foreligger en konsekvensvurdering, som viser, at projektet ikke ødelægger beskyttelsesområdets udpegningsgrundlag. Energistyrelsen beslutter, om der skal indsendes en konsekvensvurdering sammen med ansøgning om tilladelse til projektet. Ansøgere skal tage højde for, at der kan gå længere tid, inden en tilladelse kan gives, hvis Energistyrelsen når frem til, at der skal udarbejdes en konsekvensvurdering for projektet.

I forbindelse med en tilladelse eller en godkendelse kan der være knyttet vilkår med det formål at beskytte natur, miljø og kulturarv. Sådanne vilkår kan medføre begrænsninger for projektet, f.eks. kan der i nogle områder være tidsmæssige begrænsninger for, hvornår støjende aktiviteter kan udføres. Et sådant vilkår skal sikre, at f.eks. hvaler, som er beskyttet af EU's habitatdirektiv, ikke bliver forstyrret i perioder, hvor arten er særligt følsom overfor forstyrrelser, som f.eks. i parrings- og yngletiden.

Som nævnt ovenfor hører hvaler til de arter, der er beskyttet af EU's habitatdirektiv. Det betyder, at de ikke må forstyrres i deres naturlige udbredelsesområde i forbindelse med udførelsen af projekter herunder efterforskningsaktiviteter. Et projekt kan ikke tillades, hvis projektet forstyrrer arten. I ansøgninger om efterforskningsaktiviteter skal der være tilstrækkelige oplysninger til, at Energistyrelsen kan vurdere om arter, der er beskyttet af EU's habitatdirektiv, bliver forstyrret under udførelsen af aktiviteten.

Et standardvilkår i forbindelse med en godkendelse eller tilladelse er, at selskaberne skal anvende en såkaldt soft start-procedure, når en støjende aktivitet skal udføres. Soft start-proceduren går ud på, at lydniveauet fra lydkilden langsomt øges til det operationelle niveau. Hvis der observeres havpattedyr i en afstand mindre end 200 meter fra lydkilden, skal soft start-proceduren udsættes. Soft start-proceduren skal udføres efter et sæt "Best practice" retningslinjer, der er udarbejdet af Danmarks Miljøundersøgelser (DMU).

Vilkårene, der stilles i forbindelse med godkendelse af aktiviteter på havet, er blandt andet baseret på de nyeste data og oplysninger om tilstedeværelsen af og adfærden



Tyra Øst platformen.

hos de havpattedyr, der lever i det danske offshoreområde. Energistyrelsen revurderer og opdaterer løbende vilkårene, når der kommer ny viden om emnet for at sikre, at habitatdirektivets krav om en streng beskyttelse af havpattedyr bliver overholdt.

Energistyrelsen modtog i slutningen af 2009 en delvis afrapportering med de foreløbige resultater fra to overvågningsprogrammer af blandt andet marsvins adfærd og udbredelse i den vestlige del af Nordsøen fra Mærsk Olie og Gas A/S. Mærsk Olie og Gas A/S fik udført overvågningsprogrammerne som en del af selskabets forpligtelser i forbindelse med deres olie- og gas aktiviteter. På baggrund af rapporternes resultater igangsatte Energistyrelsen et arbejde, hvor DMU og Naturstyrelsen blev hørt. Arbejdet skulle afklare, om der skulle yderligere tiltag til for at sikre den bedste beskyttelse af havpattedyr. På baggrund af dette arbejde har Energistyrelsen vurderet, at der er et behov for at indsamle flere data om bl.a. marsvins periodemæssige udbredelse i den vestlige del af den danske del af Nordsøen. Overvågningsprogrammet forventes igangsat i løbet af 2011.

Havstrategidirektivet

Havstrategidirektivet (direktiv 2008/56/EF om fastlæggelse af en ramme for Fællesskabets havmiljøpolitiske foranstaltninger) indeholder en fælles køreplan for medlemsstaterne til at sikre en god miljøtilstand i havmiljøet senest i år 2020. Havstrategidirektivet pålægger den enkelte medlemsstat at udarbejde og gennemføre havstrategier for sine havområder. Som led heri skal der udarbejdes basisanalyser med beskrivelse af tilstand og påvirkninger af de enkelte havområder, fastlægges mål for natur- og miljøtilstand med tilhørende indikatorer samt udarbejdes indsats- og overvågningsprogrammer for at fastholde eller opnå god miljøtilstand for havet.

Formålet med havstrategierne er at beskytte, bevare og forebygge forringelse af havmiljøet og så vidt muligt genoprette marine økosystemer i områder, hvor der allerede er sket en negativ påvirkning. Samtidig skal forureningen af havmiljøet og dens skadevirkninger reduceres og forebygges. Ved at anvende en økosystembaseret tilgang til forvaltning af menneskelige aktiviteter skal det sikres, at det samlede pres fra disse aktiviteter holdes inden for niveauer, der er forenelige med opnåelsen af god miljøtilstand, og at de marine økosystemer bevarer evnen til at håndtere de menneskeskabte forandringer, de bliver udsat for.

I Danmark er direktivet gennemført ved havstrategiloven (lov nr. 522 af 26. maj 2010 om havstrategi), der trådte i kraft den 25. juli 2010.

Naturstyrelsen under Miljøministeriet har igangsat en række aktiviteter som led i udarbejdelsen af basisanalyser af de danske havområder, beskrivelser af god miljøtilstand samt forslag til miljømål, der alle skal foreligge senest den 15. juli 2012. Energistyrelsen følger arbejdet i en myndighedsgruppe, der er etableret i forbindelse hermed.

En samlet maritim strategi

Regeringen udsendte i juli 2010 "En samlet maritim strategi". Strategien giver et samlet billede af de politikker, der findes for det maritime område i Danmark, samt et overblik over de initiativer og konkrete tiltag, der allerede eksisterer eller påtænkes igangsat. Hensigten er gennem en integreret indsats at skabe gode erhvervsmæssige udviklingsmuligheder for de maritime erhverv. Strategien omfatter maritime erhverv i bred forstand, herunder også olie- og gasindvinding eller anden anvendelse af undergrunden på dansk havområde.

I strategien er indsatsen rettet mod fem overordnede mål:

1. Gode udviklingsmuligheder for de maritime erhverv
2. Mindsket udledning af drivhusgasser og reduktion af luftforurening
3. Beskyttelse af havmiljøet og kystzonen
4. Øget sikkerhed til søs
5. Koordination af indsatsen på det maritime område

Strategien er en opfølgning på EU's Integrerede Maritime Politik, som blandt andet har peget på en integreret tilgang til havpolitikken og nytten af en styrket koordination i medlemslandene af deres maritime indsats.

Energistyrelsen er ansvarlig myndighed for visse af tiltagene i strategien, bl.a.

- på sigt at arbejde for at opnå en gensidig anerkendelse af flere offshore uddannelser blandt landene omkring Nordsøen,
- at arbejde for, at indvinding af olie og gas gennemføres energimæssigt effektiv, jf. Handlingsplanen for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen 2009-2011,
- at tilstræbe, at de danske olie- og gasreserver udnyttes bedst muligt på en sikker måde med respekt for miljøet og gennem forbedrede indvindingsmetoder,
- at følge med i den internationale udvikling vedrørende deponering af CO₂ i undergrunden og i lyset heraf overveje eventuelle danske tiltag på området.

"En samlet maritim strategi" kan findes på Økonomi- og Erhvervsministeriets hjemmeside, <http://www.oem.dk/publikationer/2010/en-samlet-maritim-strategi>.

REDEGØRELSER OM VURDERING AF VIRKNINGERNE PÅ MILJØET (VVM)

Regulering – ny bekendtgørelse

Den 15. april 2010 blev den hidtidige VVM-bekendtgørelse afløst af bekendtgørelse nr. 359 af 25. marts 2010 om VVM, konsekvensvurdering vedrørende internationale beskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter ved projekter om kulbrinte-indvinding, rørledninger, m.v. på søterritoriet og kontinentalsoklen.

Den nye VVM-bekendtgørelse viderefører med enkelte præciseringer de hidtidige regler om udarbejdelse af en vurdering af virkningerne på miljøet (en såkaldt VVM-redegørelse) ved større udbygningsprojekter til indvinding af kulbrinter eller ved etablering af større rørledninger på dansk havområde.

I bekendtgørelsen er der nu medtaget nærmere regler om udarbejdelsen af konsekvensvurdering for projekter på havområdet omfattet af undergrundsloven eller kontinentalsokkelloven, hvis projekterne må antages at kunne påvirke Natura 2000-områder væsentligt.

Endelig er der i VVM-bekendtgørelsen medtaget nye regler om beskyttelse af visse dyrearter, der er omfattet af en streng beskyttelse efter habitatdirektivet, i forbindelse med projekter på dansk havområde omfattet af undergrundsloven og kontinentalsokkelloven. Det drejer sig aktuelt om beskyttelse af oddere, alle arter af hvaler, herunder marsvin, samt fiskearten snæbel.



Flaretårn på Syd Arne platformen.

6 RESSOURCER

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer.

Energistyrelsen benytter et klassifikationssystem for kulbrinter til at opgøre Danmarks olie- og gasressourcer. Ressourceopgørelsen anvendes som grundlag for prognoser for olie- og gasproduktionen, der blandt andet kan bruges til at give et skøn over de fremtidige indtægter til staten. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde. En beskrivelse af klassifikationssystemet findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

RESSOURCEOPGØRELSEN 2011

De producerede mængder og de danske ressourcer, opgjort efter Energistyrelsens klassifikationssystem, fremgår af tabel 6.1. For gas er angivet to mængder: nettogas, der er produktion fratrukket gas, der reinjiceres, og salgsgas, der er produktion fratrukket reinjiceret gas samt forbrug af gas til brændstof og flaring (gasafbrænding uden nyttevirkning). I Energistyrelsens opgørelse bruges salgsgasmængden, mens der i ældre opgørelser er brugt nettogasmængden. For at muliggøre sammenligning med Energistyrelsens ældre opgørelser er nettogasmængden angivet her.

tabel 6.1 Producerede mængder og ressourcer, opgjort pr. 1. januar 2011

	Olie (mio. m ³)	Nettogas (mia. Nm ³)	Salgsgas (mia. Nm ³)
Produktion	361	164	146
Reserver	143	66	52
Betingede ressourcer	42	35	31
Teknologiske ressourcer	100		15
Efterforskningsressourcer	45		30

En mere detaljeret opgørelse af producerede mængder, reserver og betingede ressourcer fremgår af bilag B.

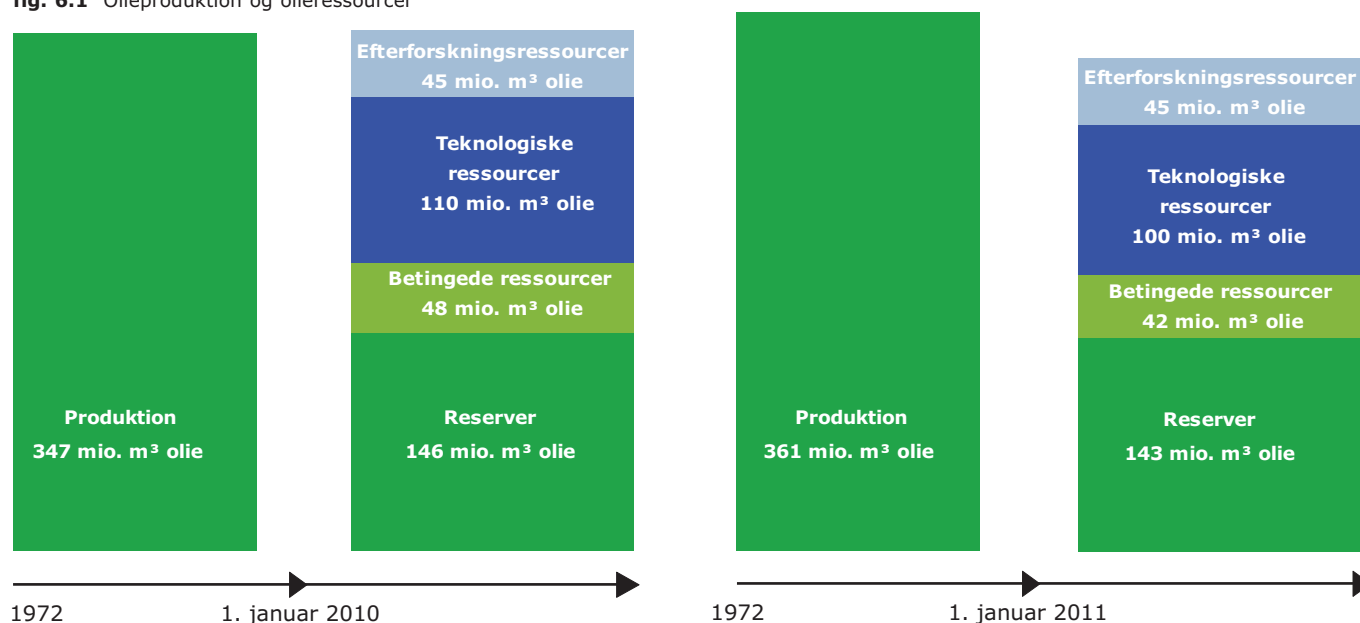
Der blev i 2010 produceret 14,2 mio. m³ olie og 7,9 mia. Nm³ nettogas eller 7,1 mia. Nm³ salgsgas.

En sammenligning af sidste års olieressourcer med den nuværende opgørelse er vist i figur 6.1. Summen af reserver og betingede ressourcer på 194 mio. m³ olie i 2010 skal sammenlignes med summen af reserver og betingede ressourcer på 185 mio. m³ i 2011. Produktionen i 2010 var 14,2 mio. m³ olie, og vurderingen af den fremtidige indvinding er opskrevet med 5 mio. m³ således, at forskellen mellem opgørelserne er 9 mio. m³ olie. Opskrivningen af den fremtidige indvinding skyldes hovedsagelig nye udbygningsmuligheder.

Skønnet for øget indvinding af olie ved hjælp af ny teknologi, benævnt teknologiske ressourcer, er reduceret med 10 mio. m³ i forhold til sidste års opgørelse. De teknologiske ressourcer forudsættes at udgøre 5 pct. af de samlede tilstedeværende mængder, og reduktionen skyldes en nedskrivning af de samlede tilstedeværende mængder.

Efterforskningsressourcerne for olie er vurderet til 45 mio. m³, og skønnet er uændret i forhold til sidste års opgørelse.

fig. 6.1 Olieproduktion og olieressourcer



For opgørelsen af nettogas skal summen af reserver og betingede ressourcer på 101 mia. Nm³ i 2011 sammenlignes med summen af reserver og betingede ressourcer på 105 mia. Nm³ i 2010. Produktionen i 2010 var 7,9 mia. Nm³ gas, og vurderingen af den fremtidige indvinding er opskrevet med 4 mia. Nm³ således, at forskellen mellem opgørelserne er 4 mia. Nm³ gas. Opskrivningen af den fremtidige indvinding skyldes hovedsagelig en forøgelse af reserverne på Tyra feltet.

Ved estimeringen af forbruget til brændstof og afbrænding er det forudsat, at hovedparten af procesanlæggene, eksempelvis Tyra anlægget, forventes at producere i hele prognoseperioden. Det samlede forbrug til brændstof og afbrænding for klasserne reserver og betingede ressourcer er estimeret til 18 mia. Nm³ gas.

Skønnet for indvinding af gas ved hjælp af ny teknologi udgør 15 mia. Nm³ og er uændret i forhold til sidste års opgørelse.

Efterforskningsressourcerne for gas er vurderet til 30 mia. Nm³ gas, og skønnet er ikke ændret i forhold til sidste års opgørelse.

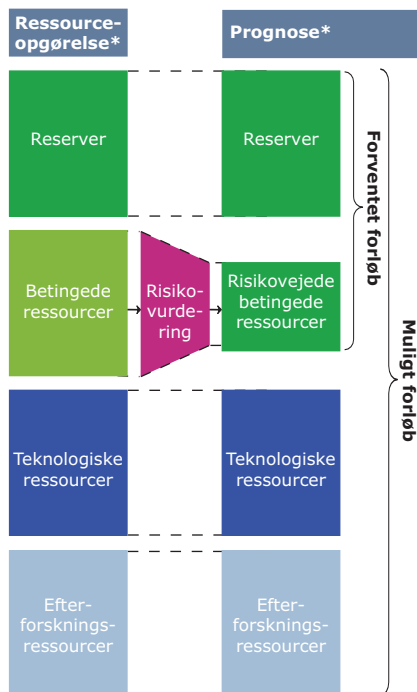
Ressourceopgørelsen er grundlaget for udarbejdelse af Energistyrelsens produktionsprognoser for olie og gas.

PRODUKTIONSPROGNOSER FOR ÅR 2011

Energistyrelsen udarbejder prognoser for den forventede danske olie- og gasproduktion både på kort og lang sigt.

Udgangspunktet for Energistyrelsens prognoser er et forventet forløb således, at det i princippet er lige så sandsynligt, at prognosen viser sig at være optimistisk, som det er sandsynligt, at den viser sig at være pessimistisk.

fig. 6.2 Sammenhæng mellem Energistyrelsens ressourceopgørelse og produktionsprognose



* Ressourceopgørelsen og prognosen er vist med farvekoden for olie

Produktionsprognoserne tager udgangspunkt i de opgjorte ressourcer. Opgørelsen bliver justeret ved, at der for de betingede ressourcer skønnes en sandsynlighed for, at udbygningsprojekterne for de opgjorte ressourcer gennemføres. Se figur 6.2.

For olie medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er knap 25 mio. m³ olie. Godt 10 mio. m³ olie stammer fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningstilladelse, mens resten er en reduktion som følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

For gas medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er godt 15 mia. m³ gas. Omkring 10 mia. Nm³ gas er fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningstilladelse, mens resten af reduktionen er en følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

Energistyrelsens prognoser for produktion af olie og gas samt for de investeringer og driftsomkostninger, der knytter sig til produktionen, anvendes bl.a. til beregning af statens forventede indtægter fra olie- og gasindvindingen.

Endvidere anvendes prognoserne for olie- og gasproduktionen sammen med Energistyrelsens forbrugsprognoser til at vurdere, om Danmark er nettoimportør eller -eksportør af olie og gas. Danmark er nettoeksportør, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energiopgørelse.

For at belyse mulighederne for at forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og gas ved anvendelse af ny teknologi og gennem nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne er der foretaget en vurdering for de samlede ressourcer. Prognosen baseret på de samlede ressourcer beteges det mulige forløb.

Det forventede forløb er grundlag for udarbejdelse af Energistyrelsens såkaldte 5-års-prognose.

5-års-prognose

Energistyrelsen udarbejder en 5-års-prognose for produktion af olie og gas til brug for Finansministeriets fremskrivninger af statens indtægter. 5-års-prognosen offentliggøres i Energistyrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion – og udnyttelse af undergrunden". Prognosen revideres desuden hvert efterår.

Olie

For 2011 forventes olieproduktionen at blive 12,6 mio. m³ svarende til ca. 217.000 tønder olie pr. dag, se tabel 6.2. Det er en nedgang på 11 pct. i forhold til 2010, hvor olieproduktionen var 14,2 mio. m³. I forhold til sidste års skøn for 2011 er det en nedskrivning på 2 pct.

For 5-års-perioden, altså fra 2011 til 2015 forventes olieproduktionen at aftage. I forhold til sidste års prognose er der foretaget mindre revisioner for perioden 2011 til 2014, mens der for 2015 er foretaget en betydelig nedskrivning på 16 pct., som hovedsagelig skyldes en udsættelse af det forventede tidspunkt for idriftsættelse af Hejre feltet. En mere detaljeret prognose findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Salgs gas

Produktionen af salgsgas forventes i 2011 at blive 4,8 mia. Nm³, se tabel 6.2. I forhold til sidste års prognose for 2011 er det en nedskrivning på 9 pct., som hovedsagelig

skyldes en større nedlukningsperiode til vedligeholdelse på Tyra feltet end tidligere forudsat.

I forhold til sidste års skøn er der for 2015 foretaget en markant nedskrivning på 18 pct., der som nævnt for olien hovedsagelig skyldes en udsættelse af det forventede tidspunkt for idriftsættelse af Hejre feltet.

tabel 6.2 Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas

	2011	2012	2013	2014	2015
Olie, mio. m ³	12,6	11,6	10,9	9,5	9,3
Salgsgas, mia. Nm ³	4,8	4,3	3,8	4,2	4,5

Nettoeksport/nettoimport i de kommende 20 år

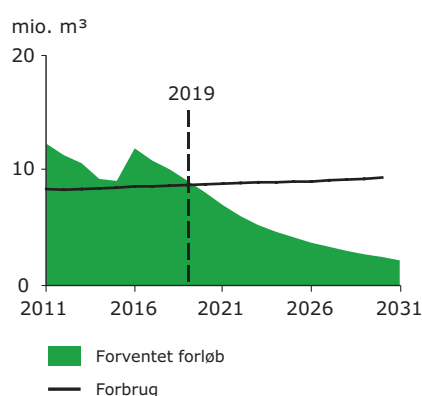
Energistyrelsen udarbejder årligt en 20-års-prognose baseret på det forventede forløb for produktion af henholdsvis olie og salgsgas.

En prognose, som dækker en periode på 20 år, er mest pålidelig først i perioden, og det ligger i prognosens metodik, at produktionen falder efter en kort årrække. Det skyldes, at alle kommercielle udbygninger gennemføres hurtigst muligt. Der findes derfor ikke planlagte udbygninger i slutningen af prognoseperioden, selvom det må formodes, at der også vil blive foretaget udbygninger på dette tidspunkt, hvis selskaberne vurderer, at udbygningerne er kommercielle.

Det forventede forløb for olie er generelt aftagende, se figur 6.3. Dog forventes en stigende produktion i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Produktionen forventes om godt 10 år at udgøre omkring halvdelen af produktionen i 2011.

Forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2011" er vist på figur 6.3. Basisfremskrivningen repræsenterer et forløb, hvor det antages, at der ikke implementeres virkemidler udover de, der allerede i dag er vedtaget med politisk flertal. Basisfremskrivningen er derfor ikke en prognose for det fremtidige energiforbrug, men en beskrivelse af den udvikling, som under en række forudsætninger om teknologisk udvikling, priser, økonomisk udvikling mv. kan forekomme i perioden frem til 2030, hvis det antages, at der ikke gennemføres nye initiativer eller virkemidler.

fig. 6.3 Forventet forløb, olie

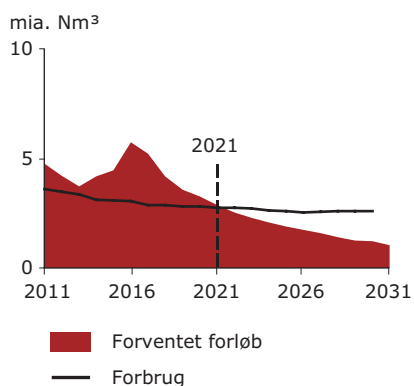


Med disse forudsætninger for produktion og forbrug forventes Danmark at være nettoeksportør af olie til og med 2019. Det skal dog bemærkes, at der i 2014 og 2015 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af produktionen og forbruget.

En forudsætning for produktion af salgsgas er i modsætning til olie, der fra Nordsøen oftest afsættes som enkelte skibslaster til den gældende markedspris, at der er indgået kontrakter om levering. Kontrakterne kan være langtidskontrakter eller "spot"-kontrakter til levering i en meget kort periode.

Siden salget af gas begyndte i 1984, er leverancerne af gas fra A. P. Møller – Mærsk's Eneretsbevilling primært sket i henhold til langtidskontrakter for gassalg indgået mellem DUC-selskaberne og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks omfatter ikke et fast, samlet volumen, men en årlig mængde, der leveres så længe, det

fig. 6.4 Forventet forløb, salgsgas



er teknisk og økonomisk forsvarligt for DUC at opretholde produktionen på dette niveau.

I 1997 blev der endvidere indgået aftale om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Hess Denmark ApS-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der indgået kontrakt med DONG Naturgas A/S om leverance af DONG-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet.

Endvidere er der gasproduktion som følge af eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT-rørledningen til Nederlandene.

Alle de ovennævnte bidrag er medtaget i produktionsprognosen for salgsgas. Produktionsprognosen for det forventede forløb for gas er vist på figur 6.4. Forløbet af prognosen er generelt aftagende i lighed med olien. Dog forventes produktionen at stige i 2015 og 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Prognosen angiver de mængder, som det forventes at være teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid, som nævnt, af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.

Brændstofforbruget i forbindelse med produktionen skal ifølge internationale forordninger medregnes i opgørelsen af energiforbruget, men er her fratrukket forbruget således, at forbruget kan sammenlignes med produktionen. Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas til og med 2021 med det forventede forløb som grundlag, se figur 6.4. Det skal dog bemærkes, at der i 2013 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af produktionen og forbruget.

Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne forventes dog at bidrage med yderligere produktion og dermed forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og salgsgas.

Nettoeksport/nettoimport baseret på de samlede ressourcer

En prognose, baseret på de samlede ressourcer, kan opdeles i bidragene: Forventet forløb, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer.

Det skal understreges, at skøn for størrelsen af både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne er behæftet med stor usikkerhed.

Energistyrelsens skøn for de teknologiske ressourcer for olie forudsætter en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter og fund med 5 pct. point. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede oprindeligt tilstedeværende mængder i undergrunden.

Baseret på de opgjorte reserver og risikovejede betingede ressourcer er den gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for olie 26 pct.

Antagelsen om, at det er muligt at forøge den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med fem pct. point, er baseret på en vurdering af den historiske udvikling. Den gennemsnitlige indvindingsgrad steg således med ni pct. point i perioden 1990 til 2000. Der har ikke siden 2000 været nogen signifikant forøgelse af indvindingsgraden. Det er imidlertid meget vanskeligt at forudse, hvilke nye teknologier der fremover vil bidrage til produktionen og at estimere, hvor meget disse teknologier vil bidrage med.

Hovedparten af teknologibidraget på fem pct. forventes opnået ved ibrugtagning af ny teknologi til CO₂-injektion i de store producerende felter med vandinjektion, mens resten er mindre bidrag fra andre teknologiske tiltag. Det er forudsat, at CO₂-injektion vil bidrage til produktionen fra perioden 2020-25, mens bidragene til produktionen fra de øvrige tiltag vil være fordelt ud over prognoseperioden fra 2016.

En analyse – igangsat af Mærsk olie og Gas A/S, Nordsøfonden og Energistyrelsen – foretaget af det anerkendte University of Texas i Austin demonstrerer, at den bedste mulighed for substantielt at øge olieproduktionen fra de største danske felter er at injicere CO₂ i felterne. Analysen findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

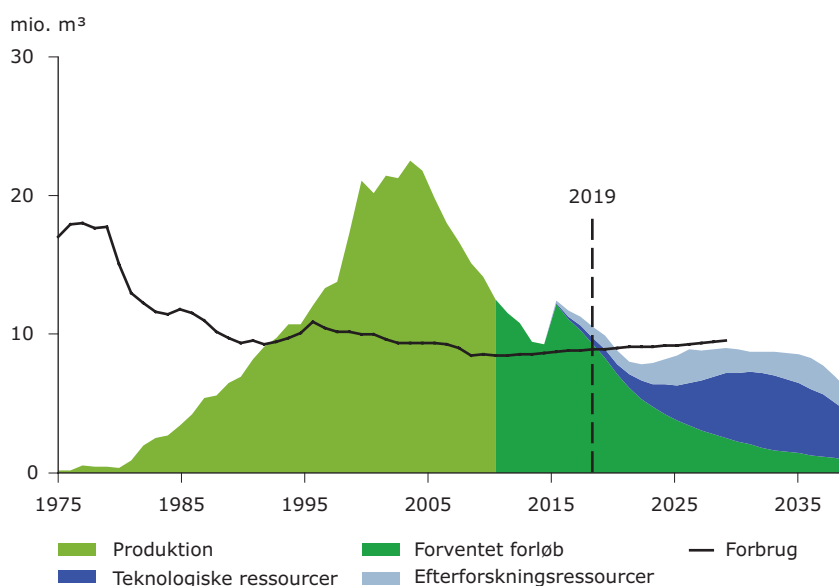
Indvindingsgraden for de store producerende felter med vandinjektion forventes at blive 33 pct. De oprindeligt tilstedeværende oliemængder i disse felter udgør godt halvdelen af de samlede oprindeligt tilstedeværende mængder i undergrunden. Derfor forudsætter de teknologiske ressourcer en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på omkring 9 pct. point for disse felter. Med de forudsatte teknologiske ressourcer forventes der opnået en gennemsnitlig indvindingsgrad for de store olieletter på 42 pct.

Nye teknologier skal implementeres, mens felterne producerer, da det oftest ikke vil være økonomisk rentabelt at indføre de nye teknologier, når et felt først er lukket. Dette indebærer, at der er et begrænset tidsrum til at udvikle og indføre nye teknologier.

Energistyrelsens skøn for efterforskningsressourcerne tager udgangspunkt i de i dag kendte efterforskningsprospekter, som forventes anført. Desuden indgår vurderinger af hvilke yderligere prospekter, der kan forventes påvist senere i prognoseperioden.

Prognosen for olieproduktion opdelt i de tre nævnte bidrag, det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, er vist på figur 6.5 sammen med forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2011".

fig 6.5 Produktion og muligt forløb, olie

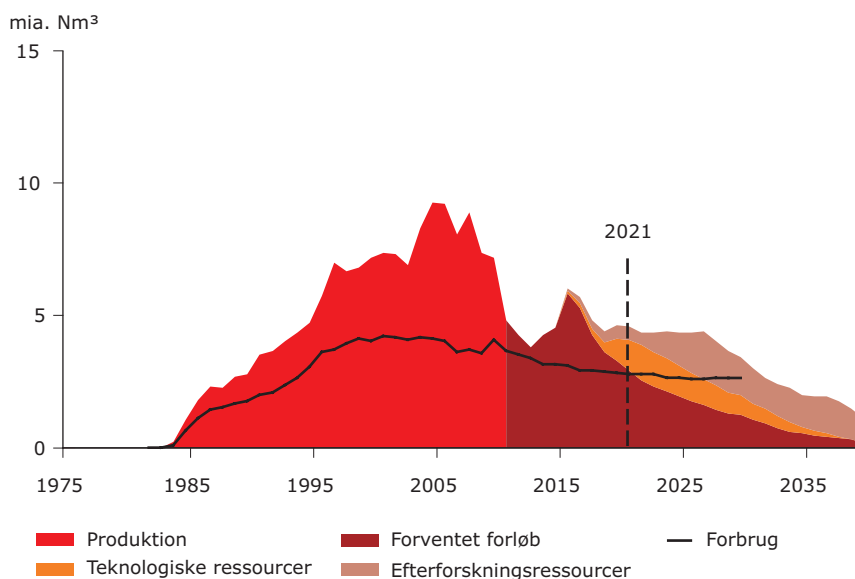


Det ses af figuren, at Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 9 år til og med 2019 baseret på det forventede forløb. Perioden med Danmark som nettoeksportør er forholdsvis sikkert bestemt for det forventede forløb, idet produktionen for bidraget kendes med betydelig sikkerhed og forventes at aftage markant, mens forbruget forventes at være nogenlunde konstant.

Prognosen for olieproduktionen inklusiv teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer har et varierende forløb fra 2016 til omkring 2035, hvorefter skønnet for produktionen forventes at falde. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, vil de bidrage markant til at mindske Danmarks nettoimport af olie fra omkring 2025 til omkring 2035.

Prognosen for produktion af salgsgas, opdelt i det forventede forløb, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer, er vist på figur 6.6. Endvidere er forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2011" vist. Af figuren ses, at Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas i 11 år til og med 2021 baseret på det forventede forløb.

fig 6.6 Produktion og muligt forløb, salgsgas



For salgsgas forventes ikke noget markant bidrag fra teknologiske ressourcer for de producerende felter, da der allerede med dagens teknologi opnås en væsentlig højere indvindingsgrad end for olie. Der er dog medtaget et bidrag som følge af muligheden for udvikling af ny brøndteknologi.

Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør af naturgas i godt 20 år regnet fra 2011.

Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen påvirker samfundsøkonomien via statens skatteindtægter, effekterne på handels- og betalingsbalancen samt via overskuddet fra olie- og gassektorens aktører og ikke mindst som arbejdsplads for mange mennesker.

Indvindingen af kulbrinter har sammen med bl.a. energibesparelser og udnyttelsen af vedvarende energi siden 1997 bidraget afgørende til, at Danmark som eneste EU-land er nettoeksportør af energi.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Værdien af olie- og gasproduktionen bestemmes af tre faktorer: produktionens størrelse, den internationale råoliepris samt dollarkursen.

Den gennemsnitlige oliepris i 2010 var ved Brent-noteringen 79,5 US\$ pr. tønde mod 61,6 US\$ pr. tønde i 2009. Det er en stigning på knap 30 pct. i forhold til 2009.

Udviklingen i olieprisen i 2010 ses af figur 7.1. Året har været præget af en forholdsvis stabil oliepris omkring 75 US\$ pr. tønde med en stigende tendens i slutningen af året. Af figur 7.1 ses, at forholdet mellem € og US\$ har været forholdsvis stabilt i 2010. Olieprisens udvikling fra 1972 til 2010 er vist i figur 7.2.

Dollarkursen var i 2010 på 5,6 kr. pr. US\$. Det er en stigning på knap 4 pct. i forhold til 2009, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 5,4 kr. pr. US\$.

Den svagt stigende dollarkurs og markant højere oliepris i US\$ i forhold til gennemsnitsprisen i 2009 bevirkede, at olieprisen målt i danske kroner steg med knap 37 pct. fra 2009 til 2010. Den gennemsnitlige pris for en tønde Brent-olie var på 446,7 danske kroner i 2010 mod 326,1 i 2009.

Produktionsværdien fordeler sig ifølge de foreløbige skøn for 2010 med ca. 40,4 mia. kr. på olieproduktion og 10,6 mia. kr. på gasproduktion.

fig 7.1 Oliepriser, 2010, US\$ og EUR

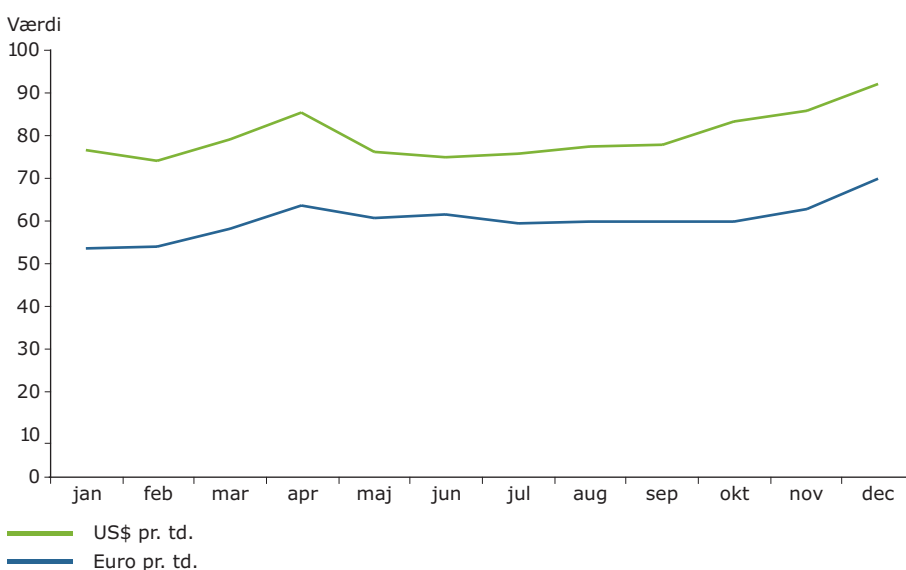
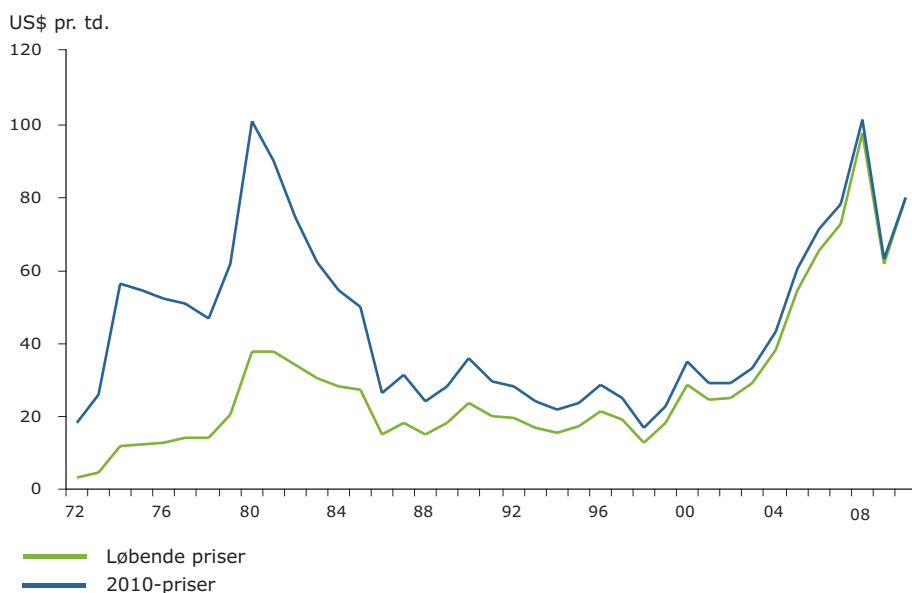


fig 7.2 Olieprisens udvikling 1972-2010, US\$ pr. td.



Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2010 skønnes til 51 mia. kr., hvilket er en stigning på knap 18 pct. i forhold til året før. Stigningen i produktionsværdien skyldes, at den højere oliepris og valutakurs mere end opvejer faldet i produktion.

Olieproduktionens fordeling på de ti producerende selskaber i Danmark i 2010 kan ses i figur 3.2 i kapitel 3: *Produktion og udbygning*.

Energistyrelsen udarbejder på baggrund af reserveopgørelsen en produktionsprognose for den fremtidige udvikling i produktionen, se Kapitel 6: *Ressourcer*.

I bilag C findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2010.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er nettoeksportør af energi. Denne eksport har en positiv effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster.

Handelsbalancen for olie og naturgas

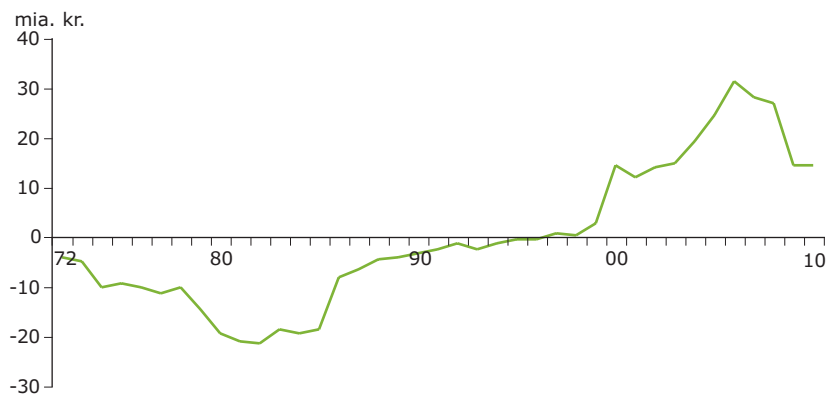
Udviklingen i Danmarks handel med udlandet inden for olie og gas ses af figur 7.3. Danmark har siden 1995 haft overskud på handelen med udlandet.

I 2010 var overskuddet på 15,1 mia. kr., hvilket er på niveau med 2009 men et stykke fra rekordårene 2005 til 2008.

Betalingsbalanceeffekten

På baggrund af egne prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger udarbejder Energistyrelsen et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i de kommende fem år. Beregningerne sker på baggrund af en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt selskabernes overskud for kulbrinteaktiviteterne.

fig 7.3 Handelsbalance for olie og naturgas 1972-2010, løbende priser



Energistyrelsens 5-års-prognose er i år udarbejdet med tre forløb af olieprisen. De tre forløb beregnes med en oliepris på henholdsvis 70, 110 og 150 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på 5,38 kr. pr. US\$ for årene 2011-2013. For årene 2014 og 2015 regnes med en dollarkurs på henholdsvis 5,54 og 5,70 kr. pr. US\$. En pris på 110 US\$ pr. tønde svarer til IEA's langsigtede forventning til olieprisen i "New policies scenariet" (2009-priser).

Formålet med at beregne tre forløb er at illustrere betalingsbalanceeffektens følsomhed overfor ændringer i olieprisen. Det er således kun olieprisen, som ændres i de tre forløb. Beregningerne indeholder ingen dynamiske eller afledte effekter.

Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen for prisforløbet på 110 US\$ pr. tønde er vist i tabel 7.1. Nederst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for prisforløb på henholdsvis 70 US\$ og 150 US\$ pr. tønde.

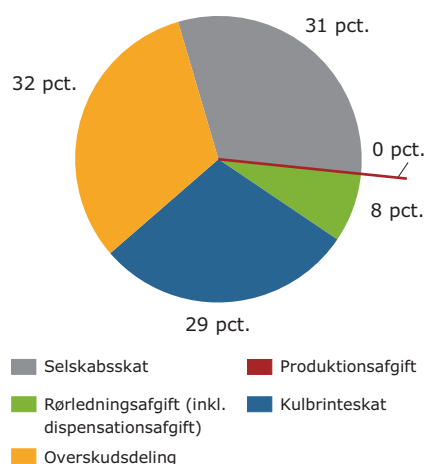
Ved en oliepris på 110 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på cirka 29 til 39 mia. kr. pr. år i perioden 2011-2015. Det fremgår endvidere, at en højere oliepris betyder en større effekt og omvendt.

tabel 7.1 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2010-priser, prisforløb 110 US\$/td.

	2011	2012	2013	2014	2015
Samf. økonomisk produktionsværdi	55	50	47	43	44
Importindhold	4	5	6	5	6
Vare- og tjenestebalancen	50	45	41	38	38
Renter og udbytter	12	11	10	9	9
Betalingsbal. løbende poster	39	34	32	29	29
Betalingsbal. løbende poster, prisforløb 70 US\$/td.	26	23	21	20	20
Betalingsbal. løbende poster, prisforløb 150 US\$/td.	51	46	42	39	39

Note: baseret på Energistyrelsens 5-års-produktionsprognose

fig 7.4 Fordeling af statens indtægter i 2010



Statens indtægter

Staten modtager indtægter fra indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen via direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: selskabsskat, kulbrinteskatt, produktionsafgift, olierørledningsafgift, dispensationsafgift og overskudsdeling. På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk beskrives indtægtskilderne nærmere.

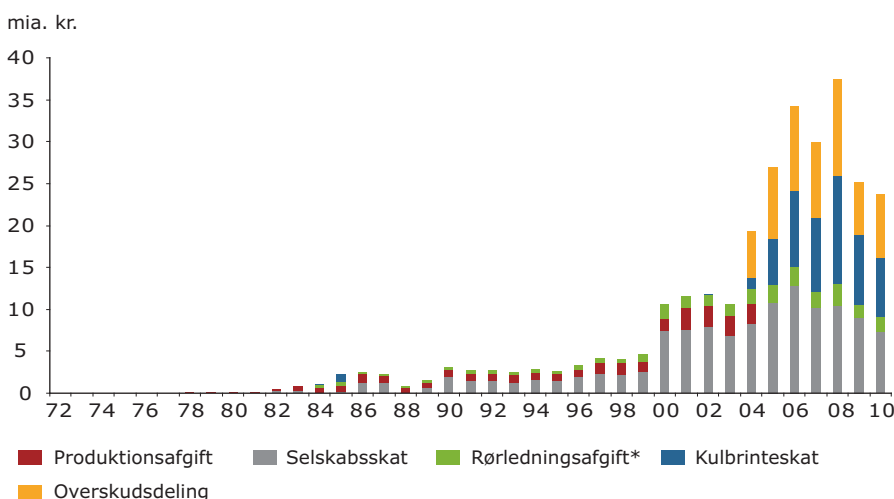
Udover de direkte indtægter fra skatter og afgifter har staten indirekte indtægter fra Nordsøen gennem sin aktiepost i Dong Energy. Det skyldes, at datterselskabet DONG E&P A/S deltager i dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt. Endvidere vil staten på sigt opnå en indtægt gennem Nordsøfonden.

En uddybende forklaring af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk og i bilag D.

Overskudsdeling udgør med en andel på cirka 32 pct. den væsentligste indtægtskilde for staten. Fordelingen af statens skatteindtægter i 2010 er vist i figur 7.4.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963-2010 til 287 mia. kr. i 2010-priser. Figur 7.5 viser udviklingen i statens indtægter fra 1972-2010. Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden 752 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 280 mia. kr. (2010-priser).

fig 7.5 Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2010, 2010-priser



* Inkl. dispensationsafgift
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Udviklingen i 2010 har været præget af fald i produktion og stigning i oliepris og valutakurs. De samlede indtægter for 2010 skønnes til 23,7 mia. kr. Det er et fald i forhold til 2009 på knap 4 pct.

Udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter i de seneste fem år er vist i tabel 7.2.

tabel 7.2 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2006	2007	2008	2009	2010**
Kulbrinteskot	8.282	8.245	12.405	8.250	6.943
Selskabsskat	11.738	9.475	10.092	8.876	7.374
Produktionsafgift	1	2	2	0	0
Olierørledningsafgift*	2.156	1.815	2.511	1.431	1.824
Overskudsdeling	9.322	8.348	11.145	6.027	7.594
I alt	31.499	27.885	36.155	24.584	23.735

* Inkl. 5 pct. dispensationsafgift

** Skøn

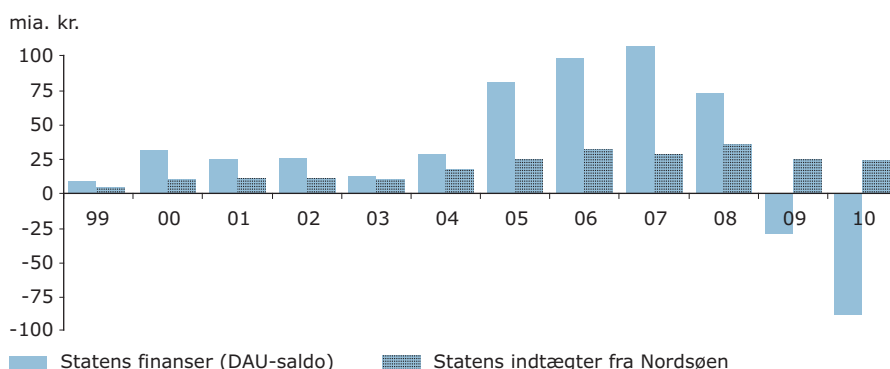
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Statens indtjening er som følge af stigningen i olieprisen vokset betydeligt siden 2003. Stigningen skyldes også, at regeringen i 2003 indgik en aftale med A.P. Møller - Mærsk, den såkaldte Nordsøaftale. Gennem en omlægning af mulighederne for fradrag betød aftalen en skærpet beskatning. På www.ens.dk findes oplysninger om selskaberne i Dansk Undergrunds Consortiums (DUC) resultat før skat. Oplysningerne vil ligesom de tidligere år ligeledes blive sendt til Det Enerkipolitiske Udvalg i Folketinget.

Statens andel af overskuddet opgjort i indbetalingsår skønnes i 2010 at være ca. 61 pct. Marginalskatten er ca. 71 pct. efter de nye regler inklusiv overskudsdeling og ca. 29 pct. efter de gamle regler eksklusiv kulbrinteskot. Reglerne for kulbrintefradrag bevirker, at selskaber, der beskattes efter de gamle regler, i praksis ikke betaler kulbrinteskot. Tilladelser, som er tildelt før 2004, beskattes efter de gamle regler.

Olieindtægterne i forhold til statens samlede finanser er vist i figur 7.6. Som det fremgår, er indtægterne fra den danske del af Nordsøen med til at mindske statens underskud i 2010.

fig. 7.6 Statens finanser (DAU-saldo) og statens indtægter fra Nordsøen



Note: DAU-saldo (Statens saldo for Drift, Anlæg og Udgifter) er forskellen mellem statens samlede indtægter og statens samlede udgifter

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 110 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være mellem 23 og 30 mia. kr. pr. år fra 2011 til 2015. I tabel 7.3 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for de tre olieprisforløb på 70, 110 og 150 US\$ pr. tønde. Det fremgår ligeledes af tabellen, at statens andel er voksende ved stigende indtjening eksempelvis som følge af højere

tabel 7.3 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser*

		2011	2012	2013	2014	2015
Selskabsskattegrundlag før skatter og afgifter	150 US\$/td.	71,0	63,2	57,9	54,9	56,3
	110 US\$/td.	49,1	43,0	39,2	37,0	37,7
	70 US\$/td.	27,1	22,9	20,5	19,1	19,1
Selskabsskat	150 US\$/td.	13,8	13,7	14,4	13,5	13,9
	110 US\$/td.	9,5	9,2	9,7	9,1	9,3
	70 US\$/td.	5,1	4,9	5,0	4,7	4,7
Kulbrinteskot	150 US\$/td.	14,8	16,4	18,6	17,7	18,3
	110 US\$/td.	9,7	10,8	12,5	11,5	11,9
	70 US\$/td.	4,6	5,2	6,3	5,7	6,0
Overskudsdeling	150 US\$/td.	12,6	6,8	0,0	0,0	0,0
Nordsøfonden overskud efter skat**	150 US\$/td.	0,0	1,9	3,6	3,4	3,5
	110 US\$/td.	8,9	4,8	0,0	0,0	0,0
	110 US\$/td.	0,0	1,3	2,4	2,3	2,4
	70 US\$/td.	5,1	2,8	0,0	0,0	0,0
	70 US\$/td.	0,0	0,7	1,3	1,3	1,3
Produktionsafgift	150 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	110 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	70 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift***	150 US\$/td.	3,0	1,6	0,5	0,5	0,6
	110 US\$/td.	2,2	1,2	0,4	0,4	0,4
	70 US\$/td.	1,4	0,7	0,2	0,2	0,3
Total	150 US\$/td.	44,3	40,4	37,1	35,2	36,3
	110 US\$/td.	30,3	27,3	25,0	23,3	24,1
	70 US\$/td.	16,3	14,3	12,9	11,9	12,3
Statens andel (pct.)	150 US\$/td.	62,3	64,0	64,0	64,1	64,5
	110 US\$/td.	61,7	63,6	63,8	63,1	63,9
	70 US\$/td.	60,2	62,4	62,9	62,2	64,3

* Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation

** Staten indtræder den 9. juli 2012 i DUC gennem Nordsøfonden med en andel på 20 pct. i DUC. Nordsøfonden er skattepligtig, hvorfor indtægterne fra statsdeltagelsen er indeholdt i flere kategorier, herunder kulbrinteskot og selskabsskat. Nordsøfondens overskud efter skat tilfalder staten. Det bemærkes dog, at Nordsøfonden først skal afvikle fondens gæld og finansiere løbende investeringer før staten modtager overskud fra Nordsøfonden

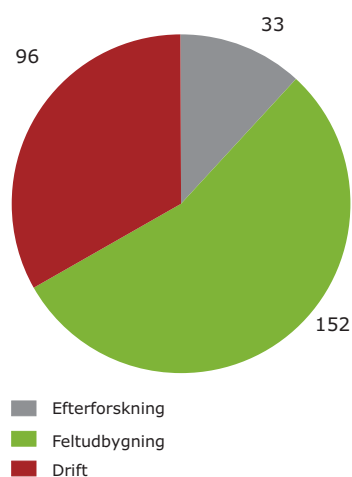
*** Inklusiv 5 pct. dispensationsafgift

Kilde: Skatteministeriet

Note: baseret på Energistyrelsens 5-års-produktionsprognose

Anm. Nationalregnskabsperiodisering (indkomstår)

fig. 7.7 Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2010, mia. kr., 2010-priser



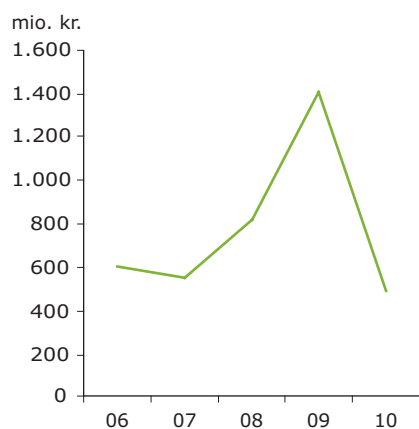
oliepriser. Indtægterne fra Nordsøfonden begynder at fremgå fra 2012 samtidig med, at indtægterne fra overskudsdeling udfases. Forklaringen er, at staten den 9. juli 2012 via Nordsøfonden indtræder med en andel på 20 pct. i DUC.

Fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskot indeholder usikkerhed om både oliepris, produktion og dollarkurs. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

Investeringer og udgifter

På samme måde som olieprisen har betydning for indtægterne fra indvindingen fra Nordsøen, spiller rettighedshavernes indsats en stor rolle for såvel det nuværende som fremtidige aktivitetsniveau og dermed også for de potentielle indtægter.

fig. 7.8 Efterforskningsudgifter 2006-2010, løbende priser



Fordelingen af rettighedshavernes udgifter fra 1963 til 2010 er vist i figur 7.7. Udbygning og investering i nye felter udgør over halvdelen af rettighedernes samlede udgifter. Udgifterne til efterforskning, udbygning og drift inkl. administration og transport udgør henholdsvis 12, 54 og 34 pct. af de samlede udgifter.

Efterforskningsudgifter

Udviklingen i efterforskningsudgifter fra 2006 til 2010 er vist i figur 7.8.

De foreløbige tal for 2010 viser et fald i efterforskningsudgifterne fra 2009 til 2010 på cirka 65 pct. Det skyldes, at der blev foretaget flere dybe efterforskningsboringer i 2009. For 2010 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til knap 0,5 mia. kr.

I 2011-2013 forventes samlede investeringer på ca. 2,3 mia. kr. Aktiviteterne vil omfatte yderligere efterforskning både på land og i den danske del af Nordsøen.

Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2010 er skønnet til knap fem mia. kr., hvilket er et fald på ca. 1,8 mia. kr. i forhold til året før. Investeringsniveauet i 2010 er lidt under de gennemsnitlige årlige investeringer som de sidste ti år har været på ca. 5,5 mia. kr. Figur 7.9 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2006-2010. På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en tabel med en feltfordeling af investeringer.

fig. 7.10 Investeringer i felter samt udgifter til drift og transport, 2010-priser

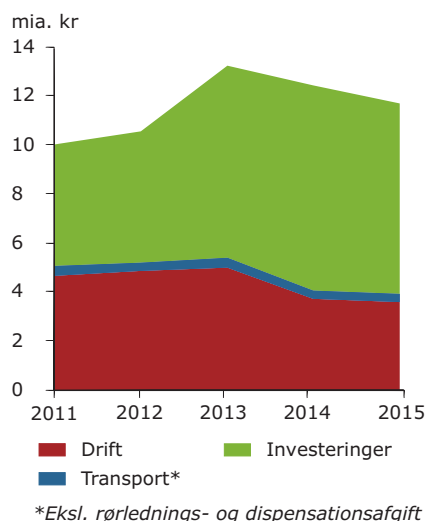
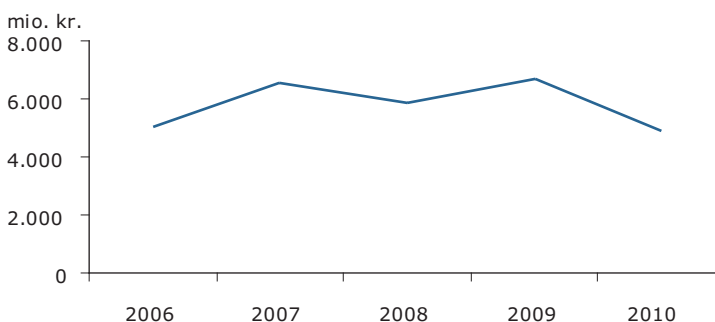


fig. 7.9 Investeringer i feltudbygninger 2006-2010, løbende priser



Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2011 til 2015 er vist i tabel 7.4. Forventningerne bygger på reservekategorierne, igangværende indvending, besluttet og sandsynliggjort udbygning samt risikovejede betingede ressourcer. Se kapitel 6: *Ressourcer*.

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en feltfordeling af investeringerne i kategorien igangværende og besluttet udbygning.

Udgifter til drift, administration og transport

For 2010 har Energistyrelsen skønnet udgifterne til drift, administration og transport til 5,1 mia. kr. Det er et fald på cirka 4 pct. i forhold til året før.

Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2011-2015 kan ses i figur 7.10.

tabel 7.4 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2011-2015, mia. kr, 2010-priser

	2011	2012	2013	2014	2015
Igangværende og besluttet	3.843	2.992	2.242	1.297	2.043
Sandsynliggjort udbygning	1.004	2.420	1.859	2.214	3.173
Risikovejede betingede ressourcer	416	2.292	4.161	4.197	4.798
Forventet i alt	5.263	7.704	8.262	7.708	10.014

BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE tusinde kubikmeter

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	50.343	6.879	6.326	5.929	6.139	5.712	5.021	4.650	4.241	3.549	2.979	101.768
Gorm	40.150	2.180	2.887	2.838	2.469	1.978	1.897	1.639	1.053	924	923	58.940
Skjold	31.044	1.354	1.659	1.532	1.443	1.310	1.214	1.015	989	918	835	43.314
Tyra	18.519	872	801	918	723	773	845	764	551	415	856	26.036
Rolf	3.627	51	51	104	107	79	89	103	78	76	60	4.426
Kraka	3.422	253	157	139	199	211	222	176	112	37	67	4.995
Dagmar	986	4	6	7	2	0	-	-	0	-	-	1.005
Regnar	815	33	18	19	19	16	11	0	-	-	-	930
Valdemar	1.101	181	353	435	491	423	470	881	1.268	1.410	909	7.922
Roar	1.618	317	175	121	98	94	51	35	28	30	24	2.591
Svend	3.923	397	457	280	326	324	296	299	278	195	190	6.965
Harald	4.897	866	578	425	314	237	176	139	114	65	70	7.881
Lulita	547	66	24	20	19	35	68	55	47	24	36	940
Halfdan	1.342	2.965	3.718	4.352	4.946	6.200	6.085	5.785	5.326	5.465	5.119	51.304
Siri	3.711	1.761	1.487	925	693	703	595	508	598	326	286	11.593
Syd Arne	3.315	2.031	2.313	2.383	2.257	2.371	1.869	1.245	1.139	1.164	1.065	21.152
Tyra SØ	-	-	493	343	580	614	446	377	429	374	225	3.880
Cecilie	-	-	-	166	310	183	116	88	66	38	33	998
Nini	-	-	-	391	1.477	624	377	323	355	159	544	4.250
I alt	169.360	20.207	21.505	21.327	22.612	21.886	19.847	18.084	16.672	15.169	14.223	360.891

Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	16.318	1.049	945	786	764	651	561	456	467	364	360	22.723
Gorm	13.291	306	480	339	216	218	207	175	119	109	99	15.558
Skjold	2.708	104	123	92	77	93	77	69	60	58	87	3.548
Tyra	54.203	3.749	3.948	3.994	4.120	3.745	3.792	3.916	3.130	2.007	1.664	88.268
Rolf	153	2	2	4	5	3	4	4	3	3	3	186
Kraka	1.069	100	52	25	23	24	28	28	36	8	12	1.404
Dagmar	150	1	1	3	2	0	-	-	0	-	-	158
Regnar	53	3	1	2	2	1	1	0	-	-	-	63
Valdemar	481	78	109	151	218	208	208	355	593	510	791	3.703
Roar	7.409	1.702	1.052	915	894	860	489	367	417	398	213	14.718
Svend	460	48	61	43	38	34	28	28	24	16	27	807
Harald	9.519	2.475	2.019	1.563	1.232	1.091	927	781	690	400	592	21.291
Lulita	410	27	6	5	5	13	38	33	30	15	18	599
Halfdan	215	522	759	1.142	1.449	2.582	2.948	2.675	3.104	3.401	2.886	21.682
Siri	338	176	157	110	64	112	55	47	63	44	67	1.232
Syd Arne	880	774	681	544	461	485	366	234	225	271	248	5.169
Tyra SØ	-	-	447	452	1.233	1.337	1.108	848	889	939	911	8.164
Cecilie	-	-	-	14	22	13	8	6	4	2	2	71
Nini	-	-	-	29	109	46	28	24	26	12	76	350
I alt	107.656	11.116	10.844	10.213	10.934	11.517	10.873	10.046	9.879	8.559	8.056	209.693

De månedlige produktionstal for 2010 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Brændstof*

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	1.225	184	182	198	201	205	209	222	225	207	206	3.264
Gorm	1.752	111	146	135	137	124	124	132	117	116	111	3.005
Tyra	2.108	243	245	242	249	247	241	228	233	219	208	4.463
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	46	10	9	8	8	7	8	7	7	4	8	123
Siri	29	22	21	20	19	20	24	25	25	19	27	251
Syd Arne	35	34	45	49	45	52	53	55	51	52	55	525
Halfdan	-	-	-	-	20	39	39	39	39	39	37	253
I alt	5.216	604	648	652	679	694	698	708	697	656	652	11.904

Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Flaring*

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	1.699	79	55	71	37	23	29	27	25	16	12	2.073
Gorm	1.295	88	81	66	57	61	61	48	41	19	12	1.828
Tyra	737	68	61	54	63	55	51	43	43	32	23	1.230
Dagmar	128	1	1	3	2	0	-	-	0	-	-	135
Harald	115	11	3	1	1	1	2	2	2	2	3	145
Siri	82	15	9	23	65	15	6	7	7	4	58	290
Syd Arne	154	9	11	12	11	14	11	11	7	7	6	253
Halfdan	-	-	-	4	25	16	20	17	8	4	2	95
I alt	4.210	270	222	234	262	184	180	154	132	85	116	6.049

Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Injektion

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Gorm	8.133	4	14	6	4	3	0	-	-	-	-	8.164
Tyra	23.390	2.773	2.535	2.312	1.612	1.285	761	1.094	119	451	89	36.419
Siri	228	139	127	109	111	135	61	45	61	35	60	1.111
I alt	31.750	2.916	2.676	2.428	1.727	1.423	821	1.139	180	486	149	45.694

Salg*

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	14.730	1.412	1.521	1.679	1.681	1.804	1.862	1.653	1.293	947	1.200	29.780
Gorm	4.972	209	364	228	99	126	103	66	23	33	64	6.286
Tyra	36.318	2.493	2.776	2.948	4.580	4.598	4.574	4.143	4.652	3.163	3.283	73.528
Harald	9.768	2.482	2.013	1.558	1.228	1.096	954	804	710	408	598	21.619
Syd Arne	690	730	625	483	406	419	302	168	167	212	198	4.401
Halfdan	-	-	-	4	274	1.172	1.370	1.215	2.020	2.560	1.798	10.412
I alt	66.478	7.326	7.299	6.900	8.267	9.215	9.164	8.049	8.865	7.324	7.140	146.027

*) De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

**) Gas fra felterne Cecilie og Nini injiceres i Siri.

Udledning

CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Brændstof	11.955	1.459	1.577	1.591	1.642	1.694	1.675	1.690	1.670	1.572	1.559	28.082
Flaring	9.905	646	535	564	664	457	470	449	354	241	331	14.616
I alt	20.861	2.104	2.112	2.154	2.306	2.151	2.144	2.139	2.025	1.813	1.890	41.700

CO₂-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget frem til og med 2005.

CO₂-udledningen er beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg.

Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder CO₂-emission fra dieselforbrug på anlæggene.

Produktion

VAND tusinde kubikmeter

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	20.544	6.599	6.348	7.183	8.053	9.527	10.936	12.152	13.946	12.889	12.111	120.288
Gorm	22.779	3.353	4.017	4.420	5.173	5.252	4.822	4.708	3.976	4.737	4.904	68.140
Skjold	21.828	2.872	3.007	3.525	3.688	4.270	4.328	3.885	3.636	3.855	3.895	58.790
Tyra	17.364	2.545	2.261	3.039	2.977	3.482	3.150	2.725	3.103	2.677	1.980	45.303
Rolf	3.928	181	168	270	308	290	316	383	349	381	281	6.854
Kraka	2.300	352	306	208	426	320	297	359	436	183	166	5.353
Dagmar	3.183	102	160	375	90	3	-	-	13	-	-	3.927
Regnar	2.012	475	257	316	396	352	255	1	-	-	-	4.064
Valdemar	294	150	272	310	325	792	937	854	925	812	1.207	6.876
Roar	773	386	301	476	653	662	498	560	586	624	275	5.793
Svend	2.276	954	1.051	1.330	1.031	1.309	1.205	1.200	1.022	804	664	12.846
Harald	59	98	78	43	15	12	12	18	21	11	37	405
Lulita	20	23	14	14	15	38	92	96	91	49	65	515
Halfdan	293	493	367	612	2.099	2.825	3.460	4.086	4.766	4.814	5.519	29.334
Siri	2.187	2.753	3.041	2.891	1.641	1.683	2.032	2.528	2.686	1.778	2.868	26.087
Syd Arne	73	112	370	857	1.127	1.790	1.830	1.861	2.174	2.334	2.068	14.597
Tyra SØ	-	-	250	596	466	437	377	669	602	716	568	4.681
Cecilie	-	-	-	25	331	637	651	576	456	266	317	3.258
Nini	-	-	-	0	63	730	822	619	660	522	195	3.612
I alt	99.911	21.449	22.268	26.490	28.875	34.410	36.019	37.280	39.448	37.452	37.121	420.721

Injektion

	1972-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	I alt
Dan	73.673	18.176	16.123	18.063	20.042	20.281	21.520	20.230	19.275	16.712	15.148	259.244
Gorm	60.875	6.549	8.167	7.066	7.551	7.251	6.544	6.678	5.251	4.777	4.408	125.116
Skjold	56.399	4.805	6.411	6.115	5.607	6.045	5.711	6.098	4.989	5.285	4.155	111.621
Halfdan	95	620	2.532	5.162	5.759	9.710	11.026	12.107	12.727	11.485	11.945	83.169
Siri	4.966	4.549	4.517	3.383	1.683	1.350	1.973	3.499	2.695	1.692	2.692	32.998
Syd Arne	58	1.991	4.397	5.332	4.949	5.608	5.362	4.296	4.279	3.872	3.427	43.571
Nini	-	-	-	81	918	502	912	413	883	501	1.558	5.766
Cecilie	-	-	-	-	93	198	30	91	42	97	47	598
I alt	196.067	36.689	42.148	45.201	46.603	50.945	53.077	53.412	50.141	44.420	43.379	662.084

Injektion af vand omfatter både injektion af produceret vand og havvand. Hovedparten af det producerede vand fra felterne Gorm, Skjold, Dagmar og Siri reinjiceres.

BILAG B: PRODUCEREDE MÆNGDER, RESERVER OG BETINGEDE RESSOURCER PR. 1. JANUAR 2011

OLIE, mio. m ³			GAS, mia. Nm ³			
Produktion	Ressourcer		Nettoproduktion*	Ressourcer		
	Forv.	Reserver		Nettogas* Forv.	Salgs gas* Forv.	
<i>Igangværende og besluttet udbygning</i>			<i>Igangværende og besluttet udbygning</i>			
Cecilie	1,0	0,3	0,1	-	-	
Dagmar	1,0	0,0	0,2	0,0	0	
Dan	101,8	17,0	22,7	2,7	0	
Gorm	58,9	5,5	7,4	0,6	0	
Halfdan	51,3	49,2	21,7	12,7	10	
Harald	7,9	0,4	21,3	2,6	3	
Kraka	5,0	0,6	1,4	0,1	0	
Lulita	0,9	0,3	0,6	0,2	0	
Nini	4,3	2,2	0,4	-	-	
Regnar	0,9	0,0	0,1	0,0	0	
Roar	2,6	0,1	14,7	0,6	1	
Rolf	4,4	0,6	0,2	0,0	0	
Siri	11,6	1,2	0,1	-	-	
Skjold	43,3	8,6	3,5	0,7	0	
Svend	7,0	0,4	0,8	0,0	0	
Syd Arne	21,1	14,5	5,2	3,1	2	
Tyra**	29,9	11,3	60,0	25,7	21	
Valdemar	7,9	9,3	3,7	6,2	6	
<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	22	<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	11	9
Sum	361	143	Sum	164	66	52
Betingede ressourcer			Betingede ressourcer			
<i>Afventende udbygning</i>	-	22	<i>Afventende udbygning</i>	-	21	19
<i>Uafklaret udbygning</i>	-	8	<i>Uafklaret udbygning</i>	-	4	4
<i>Afvist udbygning</i>	-	11	<i>Afvist udbygning</i>	-	10	9
Sum		42	Sum		35	32
Total	361	185	Total	164	101	84
Januar 2010	347	194	Januar 2010	156	105	85

*) Nettoproduktion: historisk produktion fratrukket injektion

Nettogas: fremtidig produktion fratrukket injektion

Salgs gas: fremtidig produktion fratrukket injektion samt forbrug til brændstof og flaring

***) Tyra Sydøst inkluderet

BILAG C: ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr. 5)	Driftsomk. for felter mio.kr. 1)	Efterforsknings omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønde 2)	\$-kurs kr./US\$	Inflation pct. 3)	Handelsbalance overskud mia.kr 4)	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	29	30	3,0	7,0	6,7	-3,2	-
1973	9	31	28	4,6	6,1	9,3	-4,0	1
1974	38	57	83	11,6	6,1	15,3	-9,2	1
1975	139	62	76	12,3	5,8	9,6	-8,5	2
1976	372	70	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	85	114	14,0	6,0	11,1	-10,4	5
1978	71	120	176	14,1	5,5	10,0	-9,5	21
1979	387	143	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	163	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	320	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	534	257	34,0	8,4	10,1	-20,6	231
1983	3.554	544	566	30,5	9,1	6,9	-17,8	401
1984	1.598	1.237	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3	564
1985	1.943	1.424	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.192
1986	1.651	1.409	747	14,9	8,1	3,7	-7,3	1.399
1987	930	1.380	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.413	424	14,8	6,7	4,5	-3,7	568
1989	1.162	1.599	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.769	1.654	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.302	1.898	985	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.806	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	2.047	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	2.113	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.904	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.260	2.094	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.760	2.140	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.171
1998	5.381	2.037	406	12,8	6,7	1,8	0,9	3.125
1999	3.531	2.118	656	17,9	7,0	2,5	3,5	3.630
2000	3.113	2.813	672	28,5	8,1	2,9	14,9	8.695
2001	4.025	2.756	973	24,4	8,3	2,4	12,6	9.634
2002	5.475	3.102	1.036	24,9	7,9	2,4	14,5	10.137
2003	7.386	3.522	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.255
2004	5.104	3.289	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.092
2005	3.951	3.760	578	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006	5.007	4.744	600	65,1	5,9	1,9	31,5	31.499
2007	6.524	4.129	547	72,5	5,4	1,7	28,3	27.885
2008	5.879	5.402	820	97,2	5,1	3,4	27,1	36.155
2009	6.686	5.284	1.413	61,6	5,4	1,3	15,0	24.584
2010*	4.864	5.060	487	79,5	5,6	2,3	15,1	23.735

Løbende priser

1) Inkl. transportomkostninger

2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik

4) Nettovaluta værdi - Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandels statistik fra Danmarks Statistik

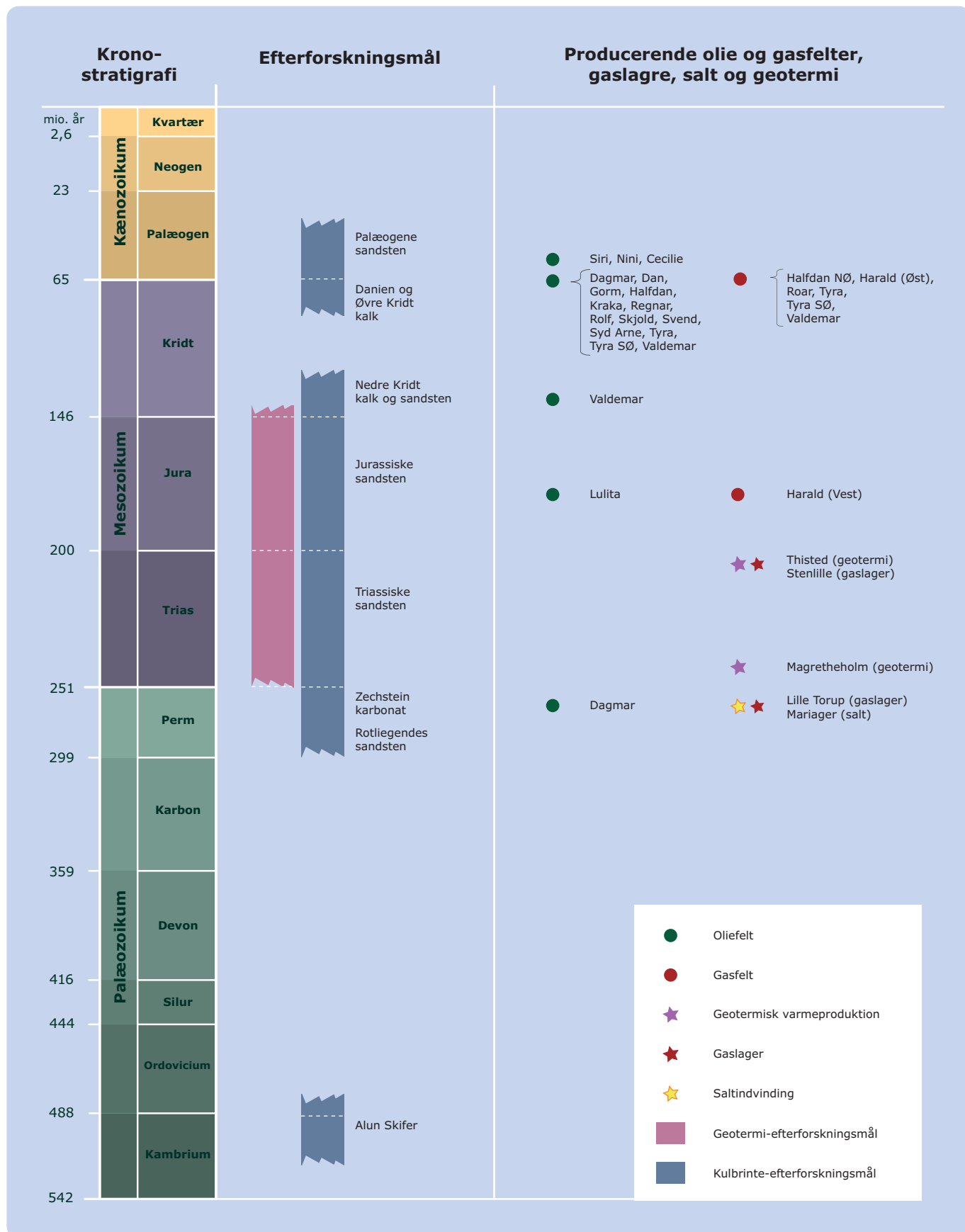
5) Investeringer er inkl. rørledning til NOGAT pipeline

*) Skøn

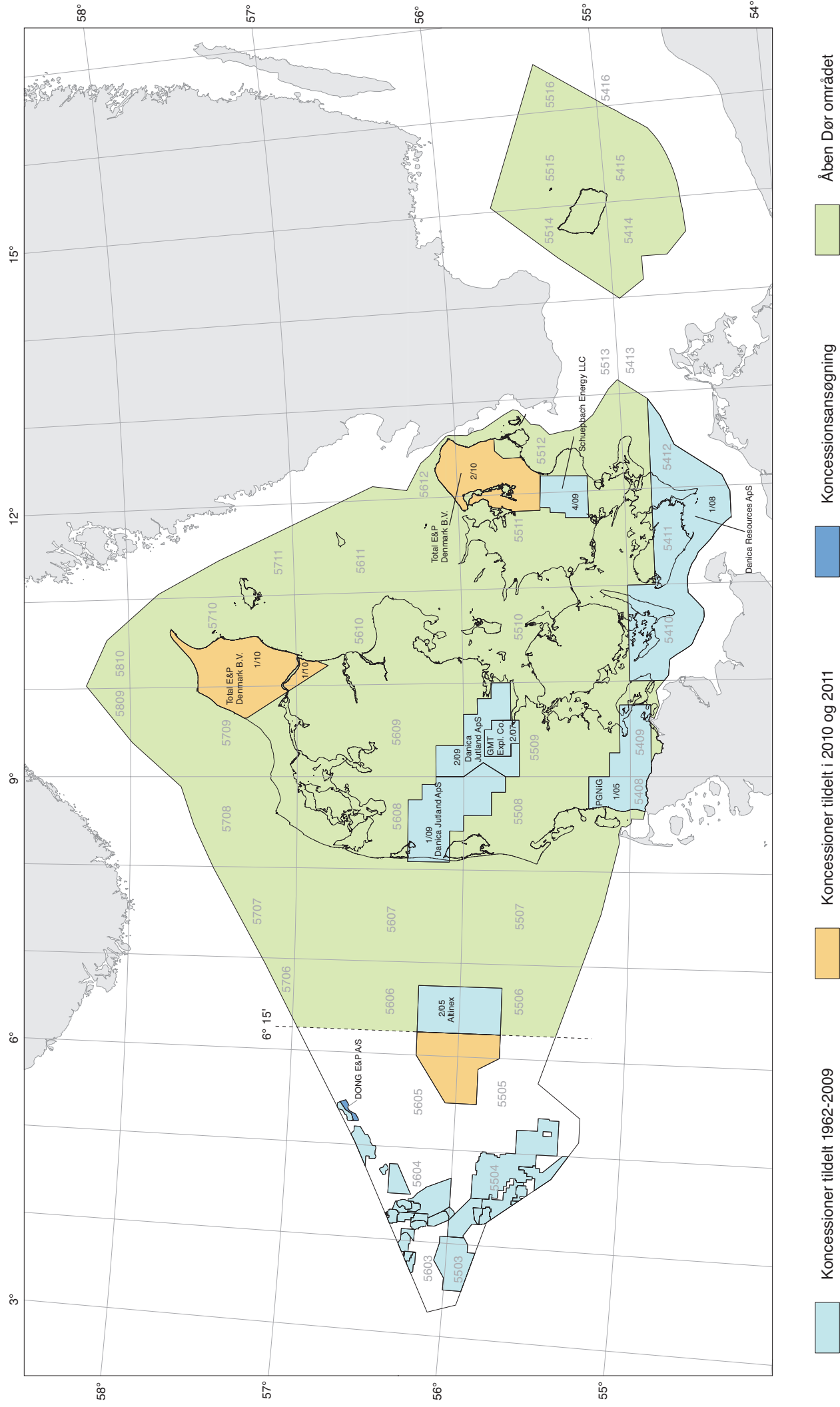
BILAG D: GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR

	Eneretsbevillingen pr. 1/1-2004	Tilladelser meddelt før 1/1-2004	Tilladelser meddelt efter 1/1-2004
Selskabsskat	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.
Kulbrinteskate	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	70 pct. Fradrag på 25 pct. i 10 år (i alt 250 pct.) for investeringer.	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
Produktionsafgift	Nej	2. runde tilladelser, betaler en produktionsafhængig afgift: 1.000 td/dag Sats 0 - 5 2 pct. 5 - 20 8 pct. 20 - 16 pct. Fradragsberettiget i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	Nej
Rørlednings-/dispensationsafgift	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan fradrages i grundlaget for produktionsafgift samt selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.
Statsdeltagelse	20 pct. fra og med 9. juli 2012	20 pct. 1., 2. og 3. runde: Statsdeltagelse "båret" i efterforskningsfasen. I udbygnings- og produktionsfasen er den betalende andel afhængig af produktionens størrelse. 4. og 5. runde samt Åben Dør: Fuld betalende andel.	20 pct.
Overskudsdeling	Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 pct. af den selskabs-skattepligtige indkomst før skat og før nettorenteudgifter.	Nej	Nej

BILAG E: GEOLOGISK TIDSSØJLE







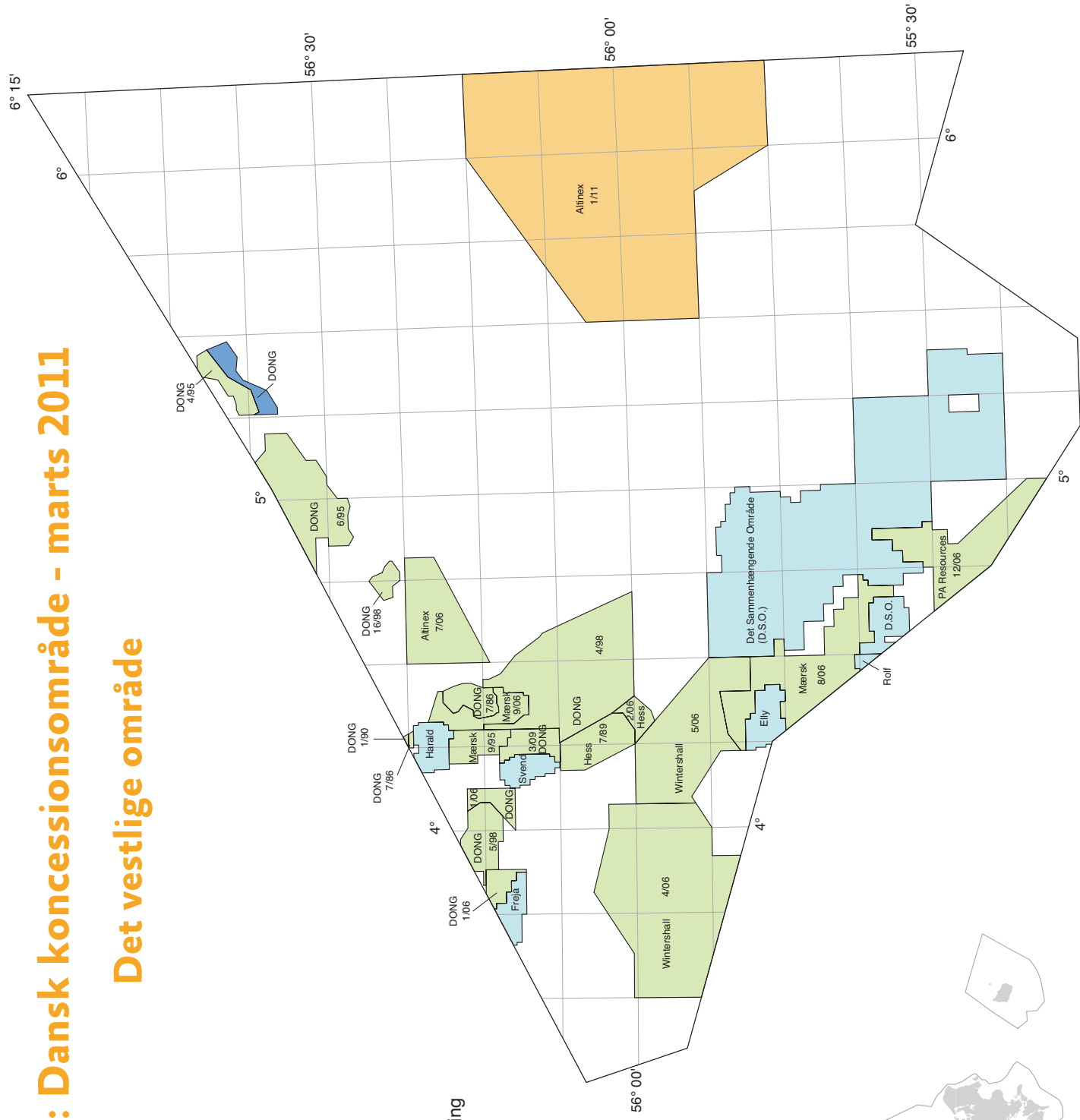
Bilag F1: Dansk koncessionsområde - marts 2011



Bilag F2: Dansk koncessionsområde - marts 2011

Det vestlige område

-  Koncession tildelt i 2011
-  Koncessioner tildelt 1986-2009
-  A.P. Møller - Mærsk, 1962 bevilling
-  Koncessionsansøgning



OMREGNINGSFAKTORER

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

		TEMP.	TRYK
Råolie	m ³ (st)	15°C	101,325 kPa
	stb	60°F	14,73 psia ⁱⁱ
Naturgas	m ³ (st)	15°C	101,325 kPa
	Nm ³	0°C	101,325 kPa
	scf	60°F	14,73 psia

ii) Referencetrykket 14,73 psia benyttes blandt andet i Danmark og i enkelte stater i USA samt offshore USA.

I oliebranchen benyttes jævnligt to typer enheder: SI enhederne, også kaldet de metriske enheder, og de såkaldte oil field units, der oprindeligt kommer fra USA. For de metriske enheder findes internationalt fastlagte definitioner, mens der kan være traditionsbestemte forskelle på de oil field units, der anvendes i forskellige lande.

For oil field units benyttes de forkortelser, som SPE (Society of Petroleum Engineers) anbefaler.

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien kan presses sammen, varierer rumfanget af en bestemt mængde med tryk og temperatur. Rumfangsangivelser er derfor kun entydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Sammensætningen og dermed brændværdien af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til ton (t) og gigajoule (GJ) tidsafhængige. Den nedre brændværdi er angivet.

SI præfikserne m (milli), k (kilo), M (mega), G (giga), T (tera) og P (peta) står for henholdsvis 10⁻³, 10³, 10⁶, 10⁹, 10¹² og 10¹⁵.

I oil field units benyttes et lidt specielt præfiks: M (romertal 1.000). Én million stock tank barrels skrives 1 MMstb og én milliard standard cubic feet skrives 1 MMMscf eller 1 Bscf (amerikansk billion).

Nogle enheders forkortelser:

<i>kPa</i>	<i>Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.</i>
<i>psia</i>	<i>Pound per square inch absolute; pund per kvadrattomme, absolut målt.</i>
<i>m³(st)</i>	<i>Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>Nm³</i>	<i>Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.</i>
<i>scf</i>	<i>standard cubic feet; standardkubikfod. Benyttes om naturgas ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>stb</i>	<i>Stock tank barrel; tønde ved referencetilstanden 15°C og 101,325 kPa. Benyttes om olie.</i>
<i>bbl</i>	<i>Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.</i>
<i>kg · mol</i>	<i>kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.</i>
<i>γ</i>	<i>gamma; relativ vægtfylde i forhold til vand.</i>
<i>Btu</i>	<i>British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).</i>
<i>t.o.e.</i>	<i>ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e.=10 Gcal.</i>
<i>in</i>	<i>inch; engelsk tomme. 1 inch=2,54 cm.</i>
<i>ft</i>	<i>feet; engelsk fod. 1fod=12 in=0,3048 m.</i>

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,55 ⁱ
	m ³ (st)	t	0,85 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,03946 ⁱ
	Nm ³	t.o.e.	942,49 · 10 ⁻⁶ ⁱ
	Nm ³	kg · mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,03741 ⁱ
Rummål	m ³ (st)	kg · mol	0,0422932
	m ³	bbl	6,28981
	US gallon	ft ³	35,31467
	bbl	in ³	231*
Energ	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m ³	141,364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter for 2010.