



DANMARKS
OLIE- OG GASPRODUKTION

2014





1. EFTERFORSKNING



Den danske del af Nordsøen må betragtes som et modent område. Trods dette findes der stadig interessante efterforskningsmuligheder, og der er stadig efterforskningsmål, der ikke er intensivt efterforsket. Et højt aktivitetsniveau af efterforskningen i Nordsøen er også vigtigt for at skabe mulighed for at gøre nye fund, der udnytter den allerede eksisterende infrastruktur bedst muligt. Dette kan bidrage til økonomisk vækst og nye indtægter til samfundet.

De senere år har der været øget fokus på efterforskning af kulbrinter i sandsten af sen og mellem jurassisk alder, og De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland, GEUS, har udført et større projekt for at belyse de jurassiske efterforskningsmuligheder i disse lag og er nu i gang med et projekt, der skal belyse efterforskningsmulighederne i Kridt. Men også i de yngre dele af lagserien kan der være interessante muligheder. Forskellige olieselskaber vurderer i øjeblikket efterforskningsmål i lag af Palæogen alder lige over kalken og i endnu yngre lag af Neogen alder.

FORUNDERSØGELSER

Seismiske data er afgørende for olieselskabernes kortlægning af mulighederne for at gøre nye fund af olie og gas. Den store interesse forud for 7. udbudsrunde førte i 2013 og 2014 til gennemførelse af flere større 2D og 3D seismiske forundersøgelser i Nordsøen. Da fristen for ansøgninger til nye tilladelser for efterforskning og indvinding af olie og gas udløb d. 20. oktober 2014 havde Energistyrelsen modtaget 25 ansøgninger. Der var 15 olieselskaber var involveret i

ansøgningerne, hvoraf flere selskaber ikke tidligere har haft koncession i Danmark.

I forbindelse med efterforskningen efter kulbrinter på land er der foretaget geokemiske undersøgelser i midt og syd Danmark, og der er foretaget seismiske undersøgelser i forbindelse med kortlægning af mulighederne for udnyttelse af geotermisk energi.

EFTERFORSKNINGS- OG VURDERINGSBORINGER

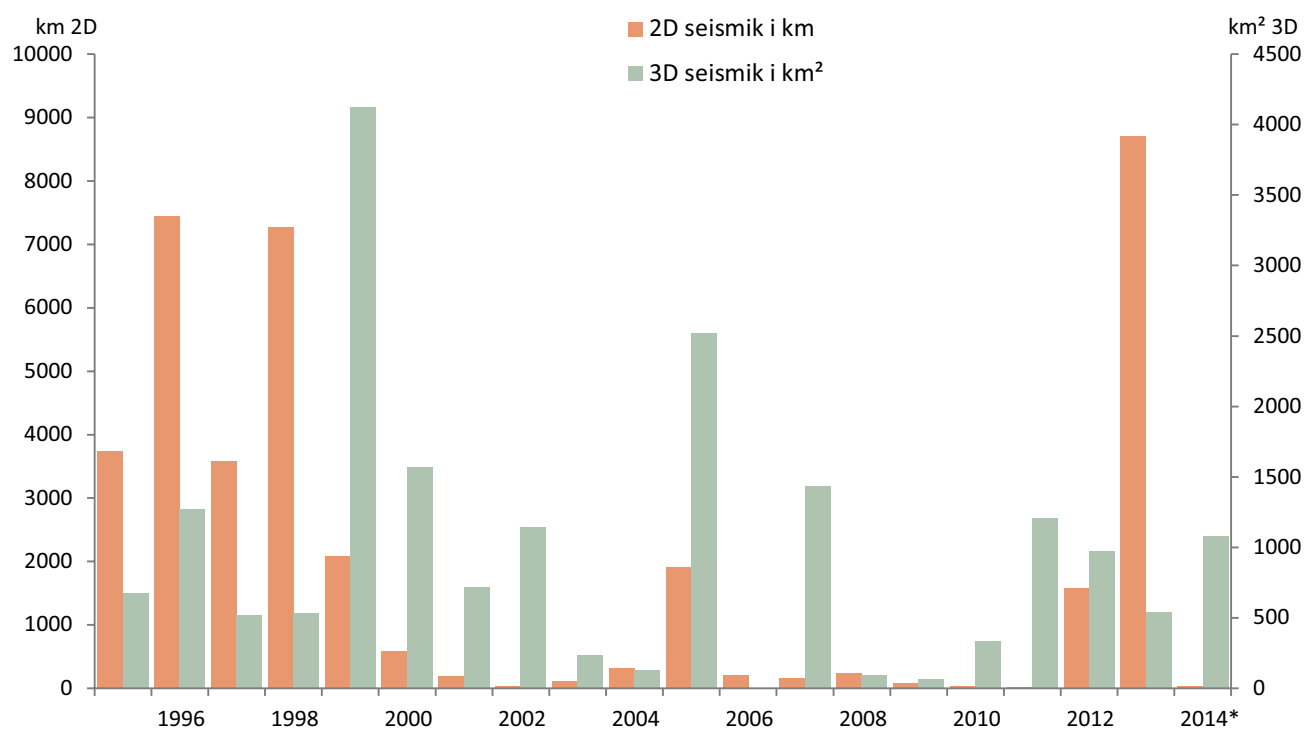
Der blev i 2014 og første halvdel af 2015 udført otte efterforsknings- og vurderingsboringer – syv i den vestlige del af Nordsøen og en på land i Nordjylland. I dansk sammenhæng bliver 2014 derfor et år med særlig høj efterforskningsaktivitet.

De seks efterforskningsboringer førte til to nye fund, og to vurderingsboringer bekræftede tidligere fund. Xana-1 efterforskningsboringen påviste tilstedeværelsen af kulbrinter i Øvre Jura sandsten i tilladelse 9/95, mens Vendsyssel-1 efterforskningsboringen i Nordjylland påviste gas i alunskiferen. Resultaterne fra boringerne skal nu vurderes nærmere, og der skal tages stilling til yderligere efterforskning. De to vurderingsboringer i Nordsøen, Lille John-2 og Jude-1, bekræftede kulbrinter i hhv. Lille John forekomsten og Bo Syd. Resultaterne fra begge boringer vurderes nu yderligere, og oplysningerne vil indgå i vurderingen af mulighederne for at indvinde forekomsten.

FORUNDERSØGELSER

TABEL 1.1. FORUNDERSØGELSER I 2014

UNDERSØGELSE TILLADELSE	OPERATØR KONTRAKTOR	ON-/OFF-SHORE TYPE	PÅBEGYNDT AFSLUTTET	OMRÅDE	INDSAMLET I 2014
CGG2013DK § 3	CGG Services SA CGG Services (Norway) AS	Offshore 3D seismik	14-12-2014 11-03-2014	Nordsøen	1084,8 km ²
ROENNE-RVG-2D-2014 G2012-02	Rønne Varme A/S DMT GmbH & Co. KG	Onshore 2D seismik	20-05-2014 26-05-2014	Bornholm	28,6 km
NWR-GEOCHEM-2014 1/08	New World Resources ApS Danica Resources APS.	Onshore Geokemi	15-06-2014 10-08-2014	Als, Langeland, Lolland og Falster	275 prøver
NWR-GEOCHEM-1-2014 1/09	New World Operations ApS Danica Resources APS	Onshore Geokemi	26-07-2014 22-08-2014	Midtjylland	55 prøver
NWR-GEOCHEM-2-2014 2/09	New World Operations ApS Danica Resources APS	Onshore Geokemi	26-07-2014 22-08-2014	Midtjylland	285 prøver
HESS-3DOBS-2014 7/89	Hess Denmark ApS Magseis	Offshore 3D OBN seismik	19-09-2014 12-12-2014	Syd Arne feltet, Nordsøen	NA
ENERETSBEVILLINGEN	Mærsk Olie og Gas A/S Gardline Geosurvey Ltd.	Offshore 3D seismik	12-10-2014 NA	Svend feltet, Nordsøen	NA
ENERETSBEVILLINGEN + § 3	Mærsk Olie og Gas A/S Gardline Geosurvey Ltd.	Offshore 2D seismik	NA NA	Nordsøen	NA



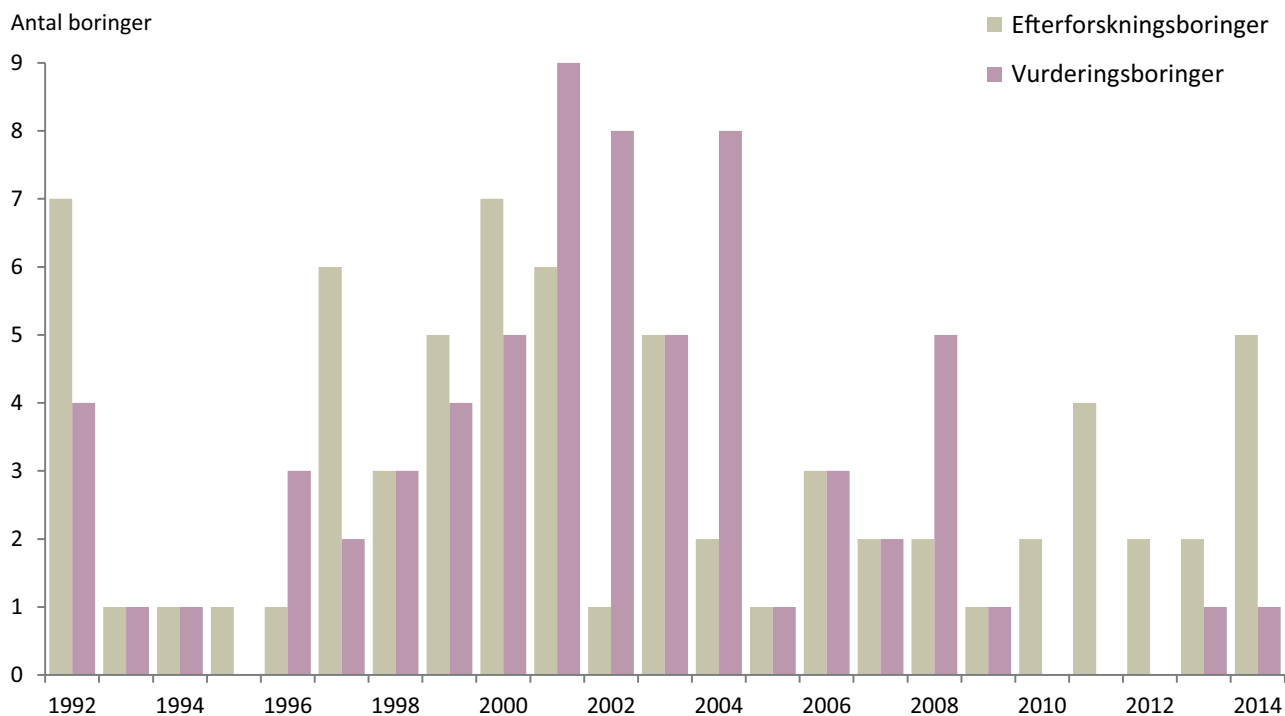
Figur 1.1 Indsamlet seismisk data i perioden 1995 til 2014.

* Data ikke komplet.

BORINGER

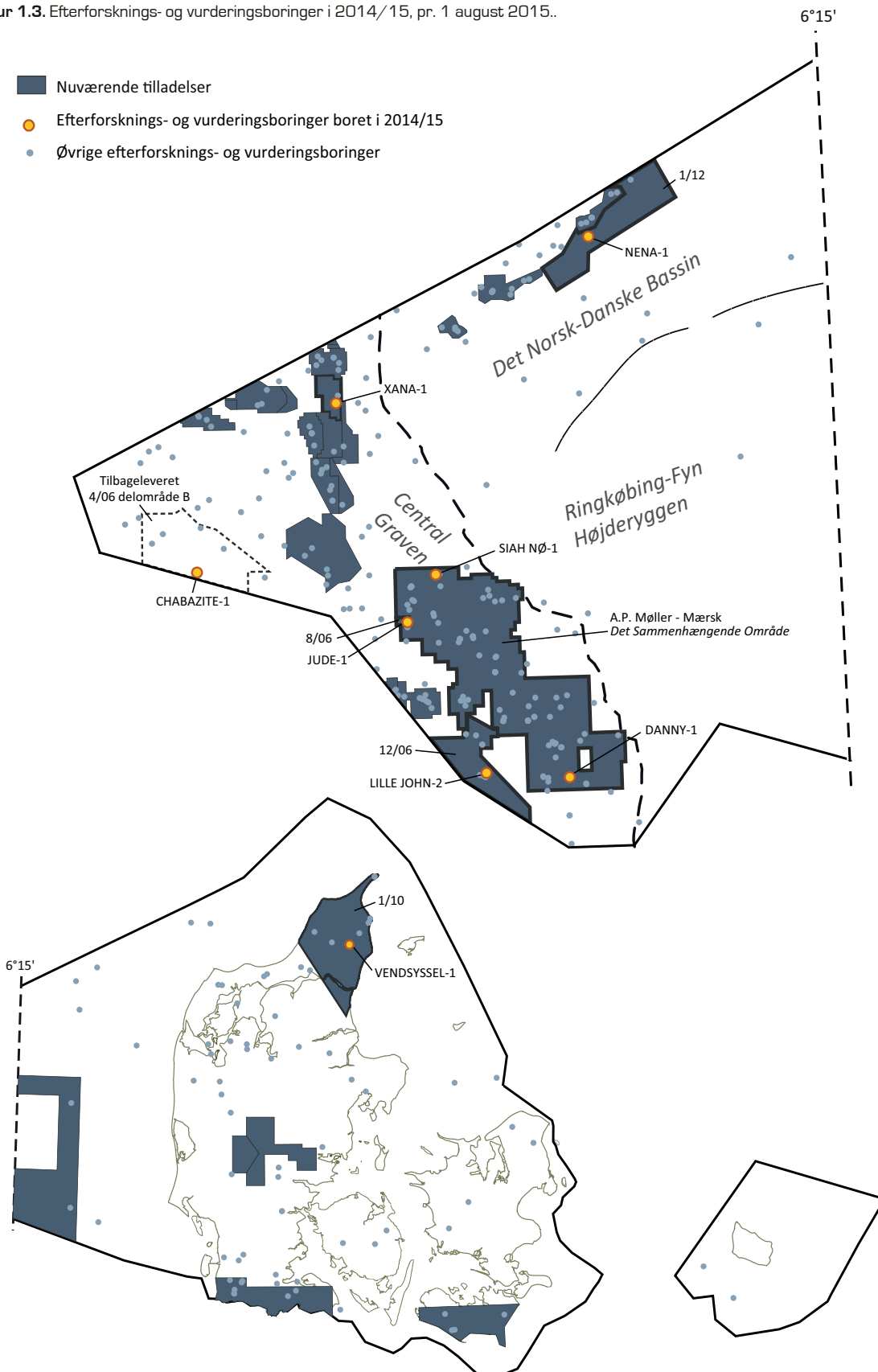
TABEL 1.2. BORINGER I 2014

BORING NUMMER	FORMÅL	TILLADELSE	OPERATØR	PÅBEGYNDT AFSLUTTET	ON-/OFFSHORRE OMRÅDE	RESULTAT
Nena-1 5605/14-01	Efterforskning	1/12	DONG E&P A/S	24-01-2014 14-02-2014	Offshore Det norsk-danske bassin	Tør
Chabazite-1 5503/03-04	Efterforskning	4/06 delområde B	Wintershall Noordzee B.V.	02-06-2014 20-09-2014	Offshore Centralgraven	Tør
Dany-1X 5505/17-18	Efterforskning	Enerets- bevillingen	Mærsk Olie og Gas A/S	04-07-2014 08-08-2014	Offshore Centralgraven	Tør
Siah NE-1X 5504/07-17	Efterforskning	Enerets- bevillingen	Mærsk Olie og Gas A/S	03-09-2014 02-12-2014	Offshore Centralgraven	Tør
Xana-1X 5604/26-07	Efterforskning	9/95	Mærsk Olie og Gas A/S	08-12-2014 25-05-2015	Offshore Centralgraven	Kulbrinter i Øvre Jura sandsten
Lille John-2 5504/20-06	Vurdering	12/06	Dana Petroleum B.V.	13-12-2014 13-02-2015	Offshore Centralgraven	Olie i Miocæne sandsten
Vendsyssel-1 5710/22-02	Efterforskning	1/10	TOTAL E&P Denmark B.V.	04-05-2015 02-09-2015	Onshore Nordjylland	Gas i Alunskiferen
Jude-1 5504/07-18	Vurdering	8/06 delområde B	Mærsk Olie og Gas A/S	02-06-2015 21-08-2015	Offshore Centralgraven	Olie i Nedre Kridt

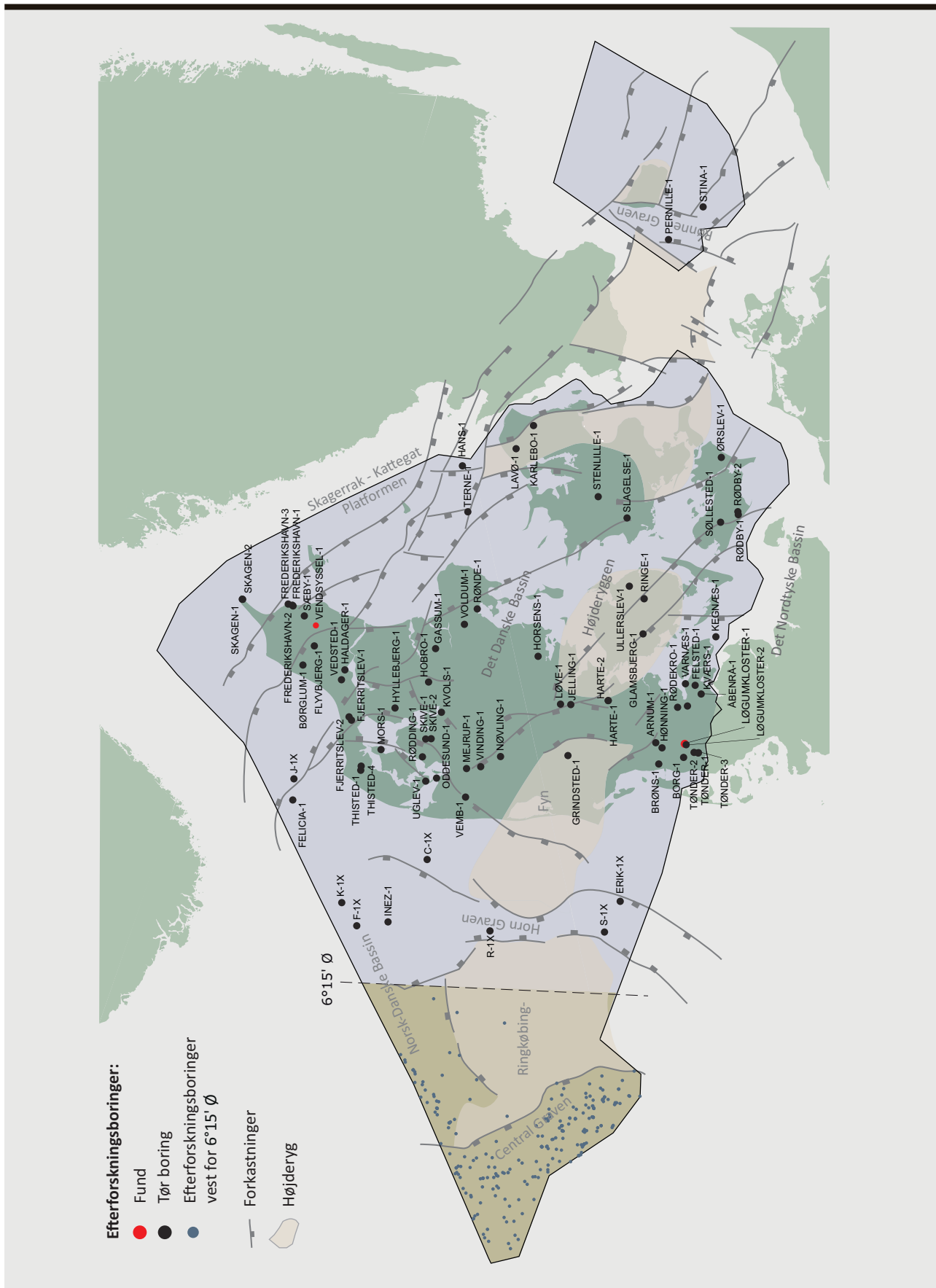


Figur 1.2. Efterforsknings- og vurderingsboringer udført fra 1992 til 2014.

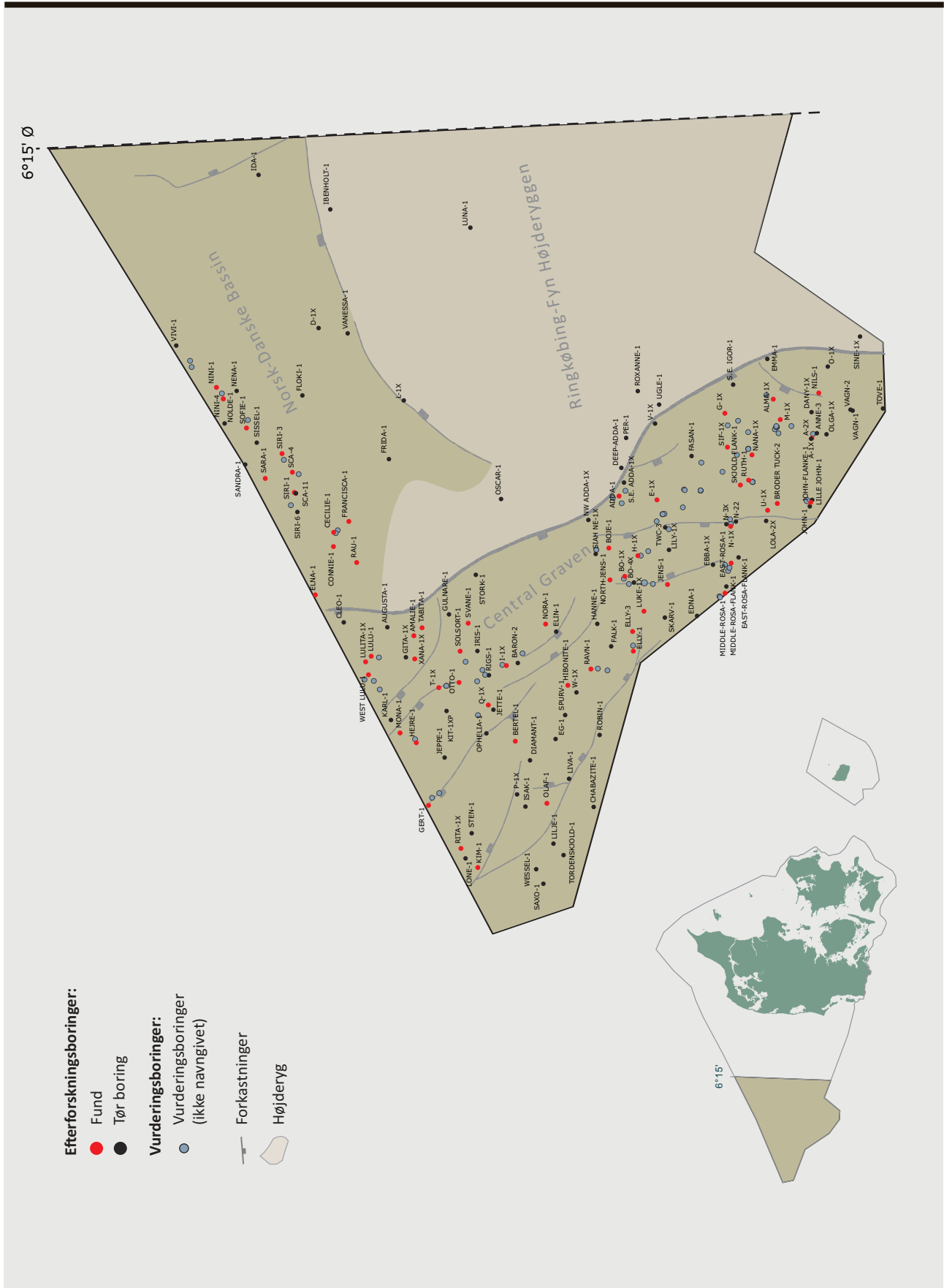
Figur 1.3. Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2014/15, pr. 1 august 2015..



EFTERFORSKNINGSBORINGER OG FUND - ÅBEN-DØR



EFTERFORSKNINGSBORINGER OG FUND - RUNDE OMRÅDET





2. PRODUKTION

PRODUKTION

I 2014 blev der produceret 9,6 mio. m³ olie. Dette var et fald i olieproduktionen på 6 pct. i forhold til 2013. Mængden af salgsgas faldt fra 2013 til 2014 med 4 pct. til 3,8 mia. Nm³.

Forventningen til mængden af salgsgas i 2014 blev ikke opfyldt, da bl.a. flere ikke planlagte nedlukninger på Tyra feltet fik konsekvenser for produktionen, særligt for gasproduktionen. Den danske olieproduktion i 2014 fulgte stort set forventningen for året med kun 3 pct. under prognosens skøn.

Tendensen med faldende produktion siden 2006 lader til at være bremsset, idet faldet fra 2013 til 2014 er mindre end de foregående år. Opbremsningen skyldes, at der har været fokus på forebyggende vedligehold og brændvedligehold og samtidig fortsatte udbygningen af Syd Arne feltet.

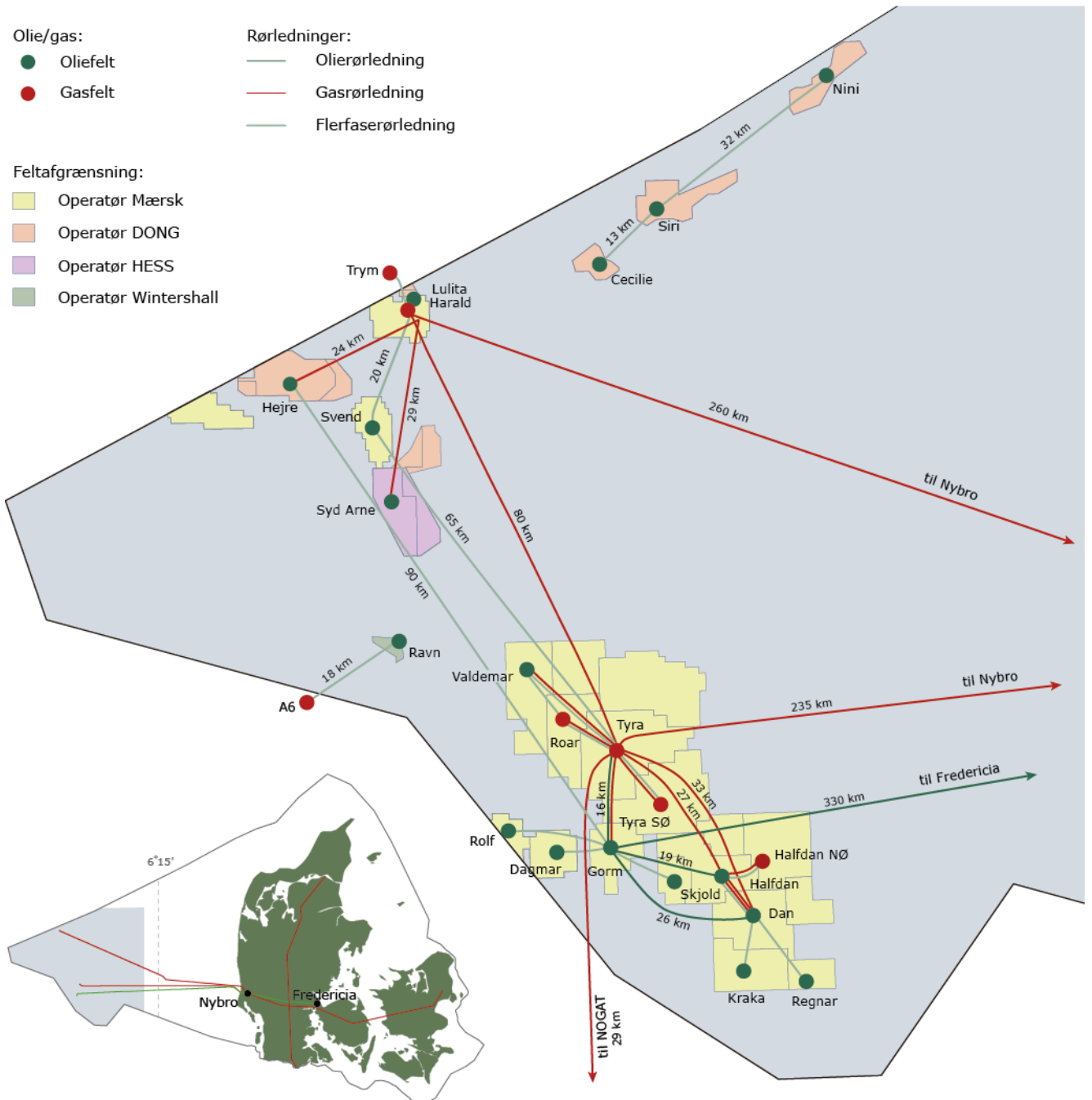
Siri feltet var lukket i første halvår af 2014. Der blev i juli 2013 fundet en revne i tanken under Siri platformen. Det medførte midlertidig lukning af felterne Siri, Nini og Cecilie i andet halvår af 2013. Produktionen fra felterne Nini og Cecilie blev genoptaget i januar 2014 med produktion direkte til tankskib. I sommeren 2014 blev skaderne på tanken udbedret, og en planlagt forstærkning af platformen blev ligeledes udført. I efteråret 2014 var produktionen fra alle tre felter tilbage i normal drift.

Den nordlige del af Syd Arne feltet er blevet videreudbygget i 2014. Produktionen fra feltet var derfor støt stigende igennem 2014, efterhånden som de nye brønde kom i produktion. Boring af nye brønde fra den broforbundne platform til den sydlige platform fortsatte i 2015.

Eneretsbevillingen, DUC, har haft produktion i Nordsøen siden 1972, og mange af installationerne har nået en moden alder. Operatøren Mærsk Olie og Gas A/S har derfor igennem en årrække indført sommernedlukning af udvalgte felter. I denne periode udføres omfattende vedligeholdelsesarbejder og udskiftning af udstyr. I juni 2014 var der således næsten to ugers nedlukning af produktionen, hvor bl.a. flaretårne og en bro mellem Tyra platformene blev udskiftet. Desuden blev den nye ubemandede platform på Tyra Sydøst, TSB, installeret. Platformen kan modtage produktionen fra op til 16 nye brønde og er broforbundet med den eksisterende ubemandede platform på Tyra Sydøst, TSA.

En oversigt over produktionen fra hvert af de 19 producerende felter kan findes på Energistyrelsens hjemmeside sammen med årlige produktionstal. Opgørelsen af produktionen går tilbage til 1972, hvor produktionen startede i Danmark fra Dan feltet.

PRODUKTIONSANLÆG I NORDSØEN



Figur 2.1. Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2014

Alle Danmarks producerende felter er placeret i Nordsøen og ses af figuren sammen med de vigtigste rørledninger. Der er i alt 19 felter, og indvindingen fra disse felter varetages af tre operatører; DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas A/S. Felterne Hejre og Ravn er under etablering, men endnu ikke i produktion.



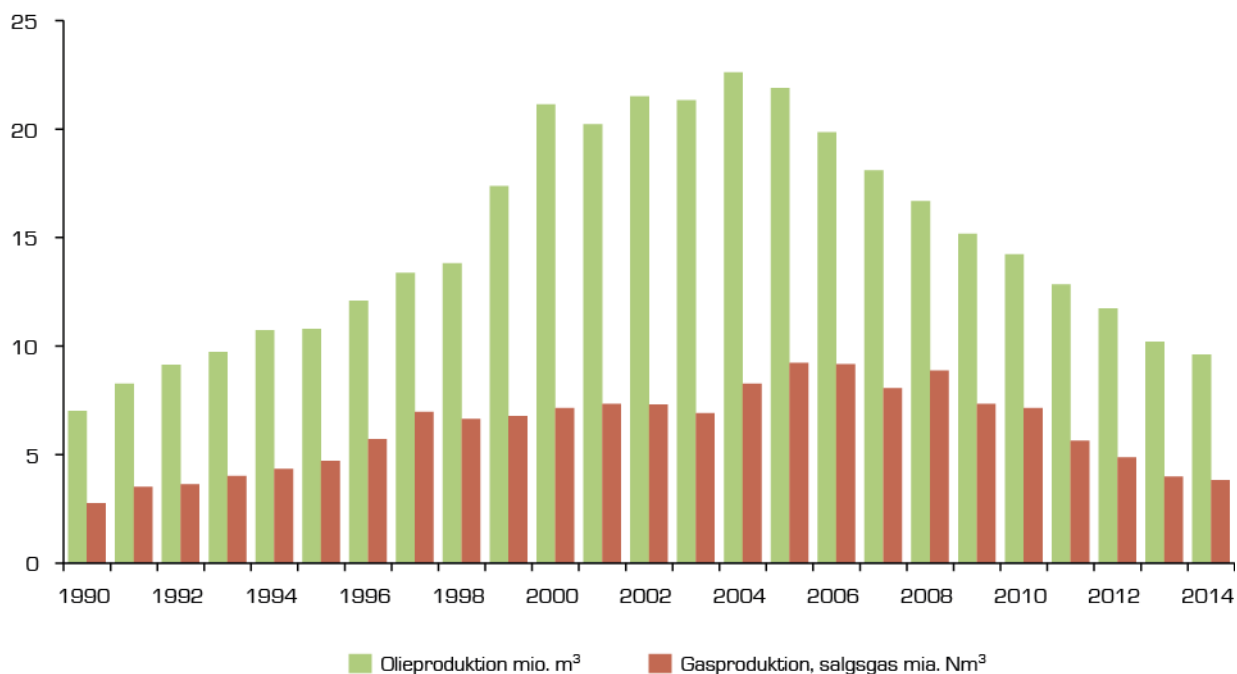
PRODUKTIONEN I 2014

I 2014 blev der produceret 9,6 mio. m³ olie, svarende til 165.000 tønder pr. dag, hvilket er et fald på 6 pct. i forhold til i 2013. Den totale gasproduktion for 2014 var 4,5 mia. Nm³. Heraf blev 3,8 mia. Nm³ gas sendt til land som salgsgas, hvilket er et fald på 4 pct. i forhold til 2013.

Produktionen fra den danske del af Nordsøen fortsætter generelt med at aftage, som den har gjort siden 2004. Denne tendens skyldes hovedsageligt, at de fleste felter har produceret størstedelen af den forventede indvindelige olie.

Derudover kræver disse aldrende felter mere vedligehold af brønde, rørledninger og platforme. Vedligeholdelsesarbejderne betyder ofte tabt eller forsinket produktion, da brønde og måske endda hele platforme skal lukkes, mens arbejderne pågår.

Udbygning af eksisterende og nye felter kan bidrage til at modvirke den faldende produktion. Derudover kan implementering af både kendt og ny teknologi være med til at optimere og øge produktionen fra eksisterende felter.

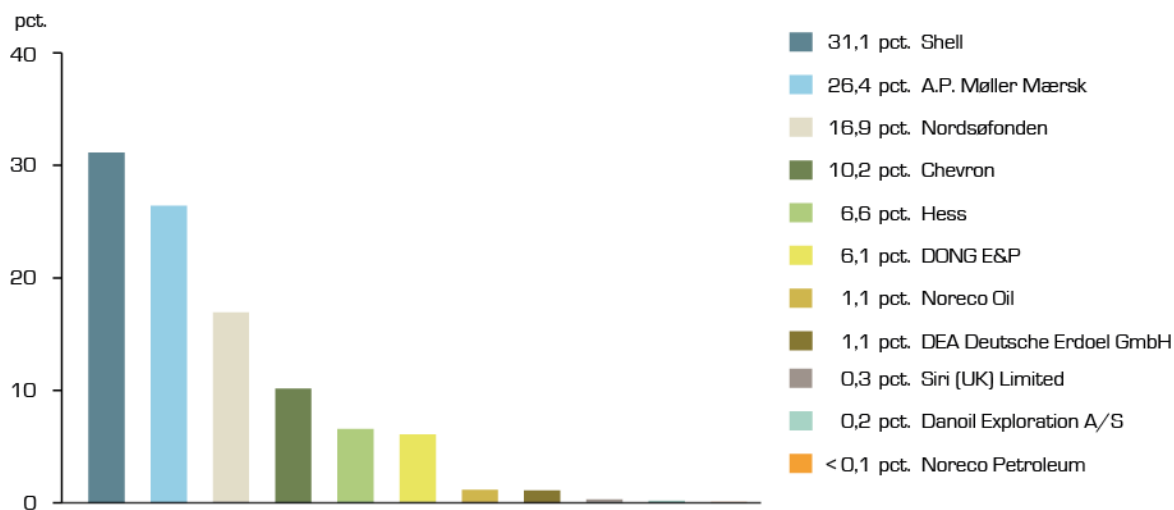


Figur 2.2. Produktionen af olie og gas i perioden 1990-2014

SELSKABSMÆSSIG FORDELING AF OLIEPRODUKTIONEN I 2014

Samlet har i alt 11 selskaber haft andel i produktionen fra de danske felter i 2014. DUC har den største andel af produktionen med 85 pct. af olieproduktionen og 95 pct. af gaseksporten. DUC's andel er faldet i forhold til de tidligere år.

Det skyldes DUC's faldende produktion samt den stigende produktion fra Syd Arne som følge af videreudbygningen af feltet.

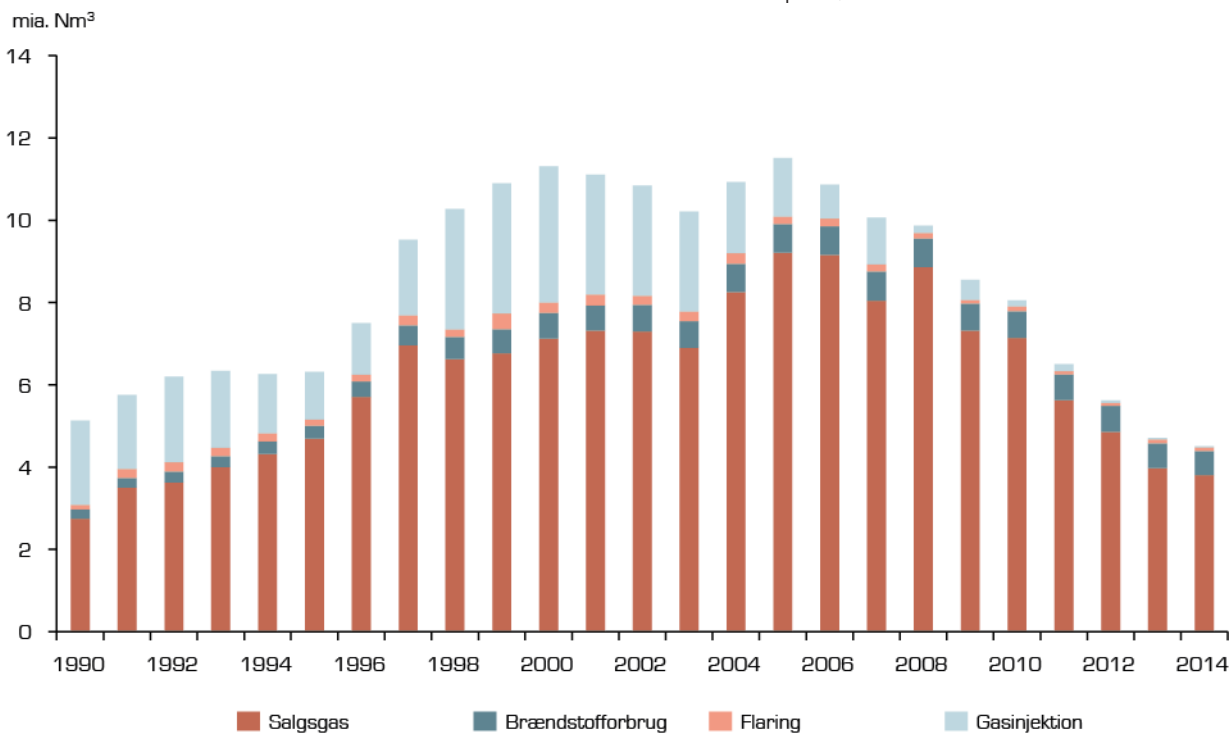


Figur 2.3. Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen i 2014

ANVENDELSE AF GASPRODUKTIONEN

I 2014 var den samlede produktion af gas 4,5 mia. Nm³. Af denne mængde udgjorde salgsgassen 3,8 mia. Nm³, dvs. 84 pct. Den resterende del af gasproduktionen er enten reinjiceret i udvalgte felter til forbedring af indvindingen eller brugt som brændstof på platformene. En mindre del af gassen er afbrændt uden nyttiggørelse, flaring, af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager.

Gas som brændstof udgjorde i 2014 13 pct. af gasproduktionen. Flaring udgjorde 2 pct. af gasproduktionen, mens 1 pct. blev reinjiceret på Siri, da gaseksport fra feltet ikke er muligt. Årsagen til den generelle stigning i forbrug af brændstof frem til 2007 er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne. Årsagen til det markante fald fra 2008 er en faldende produktion samt en effektiviseringsindsats fra operatørernes side.



Figur 2.4. Anvendelse af gasproduktionen i perioden 1990-2014

TABEL 1.2. OLIE, PRODUKTION

Tusinde kubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
DAN	86.349	4.650	4.241	3.549	2.979	2.474	2.260	2.045	1.794	110.341
GORM	54.400	1.639	1.053	924	923	713	593	543	425	61.213
SKJOLD	39.556	1.015	989	918	835	778	679	605	587	45.962
TYRA	23.450	764	551	415	856	744	626	521	501	28.430
ROLF	4.109	103	78	76	60	1	0	0	0	4.427
KRAKA	4.602	176	112	37	67	170	129	101	89	5.483
DAGMAR	1.005	0	0	0	0	0	0	0	0	1.005
REGNAR	930	0	0	0	0	0	0	0	0	930
VALDEMAR	3.454	881	1.268	1.410	909	817	844	777	762	11.122
ROAR	2.474	35	28	30	24	16	2	4	6	2.619
SVEND	6.002	299	278	195	190	145	171	183	160	7.623
HARALD	7.493	139	114	65	70	95	79	25	21	8.101
LULITA	778	55	47	24	36	36	32	17	26	1.050
HALFDAN	29.608	5.785	5.326	5.465	5.119	4.905	4.617	4.150	3.674	68.650
SIRI	9.875	508	598	326	286	161	238	131	94	12.217
SYD ARNE	16.539	1.245	1.139	1.164	1.066	1.004	803	700	1.023	24.683
TYRA SØ	2.475	377	429	374	225	165	148	98	91	4.382
CECILIE	774	88	66	38	33	39	33	17	10	1.098
NINI	2.869	323	355	159	544	569	475	268	336	5.899
I ALT	296.744	18.084	16.672	15.169	14.223	12.834	11.727	10.185	9.599	405.237

TABEL 2.2. GAS, PRODUKTION

Millioner normalkubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
DAN	21.075	456	467	364	360	327	330	416	408	24.204
GORM	15.056	175	119	109	99	67	52	60	36	15.772
SKJOLD	3.274	69	60	58	87	69	62	70	68	3.816
TYRA	77.552	3.916	3.130	2.007	1.664	1.320	1.404	1.618	1.474	94.085
ROLF	172	4	3	3	3	0	0	0	0	186
KRAKA	1.320	28	36	8	12	46	35	20	18	1.523
DAGMAR	158	0	0	0	0	0	0	0	0	158
REGNAR	63	0	0	0	0	0	0	0	0	63
VALDEMAR	1.453	355	593	510	791	579	515	368	343	5.507
ROAR	13.322	367	417	398	213	171	24	28	46	14.986
SVEND	712	28	24	16	27	24	27	20	16	893
HARALD	18.827	781	690	400	592	573	541	174	274	22.853
LULITA	503	33	30	15	18	20	19	11	18	668
HALFDAN	9.617	2.675	3.104	3.401	2.886	2.343	1.709	1.389	1.309	28.432
SIRI	1.011	47	63	44	67	48	48	35	13	1.376
SYD ARNE	4.191	234	225	271	248	238	194	167	238	6.007
TYRA SØ	4.577	848	889	939	911	626	610	306	201	9.908
CECILIE	57	6	4	2	2	3	3	1	6	83
NINI	212	24	26	12	76	57	40	22	35	504
I ALT	173.154	10.046	9.879	8.559	8.057	6.511	5.613	4.704	4.502	231.024

TABEL 2.3. GAS, EKSPORT AF DANSK PRODUCERET SALGSGAS

Millioner normalkubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
TYRA ØST	105.817	5.720	6.666	5.551	6.228	4.807	3.739	2.808	3.164	144.500
SYD ARNE	3.656	168	167	212	199	180	130	108	182	5.002
TYRA VEST	5.164	2.161	2.032	1.560	715	648	994	1.066	467	14.806
I ALT	114.637	8.049	8.865	7.324	7.142	5.635	4.863	3.981	3.813	164.308

TABEL 2.4. GAS, BRÆNDSTOF*

Millioner normalkubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
DAN	2.403	222	225	207	206	179	167	178	175	3.963
GORM	2.529	132	117	116	111	107	107	105	93	3.416
TYRA	3.574	228	233	219	208	188	171	150	149	5.120
DAGMAR	21	0	0	0	0	0	0	0	0	21
HARALD	95	7	7	4	8	16	17	12	15	181
SIRI	157	25	25	19	27	28	26	16	17	338
SYD ARNE	313	58	53	54	55	41	64	60	55	754
HALFDAN	98	39	38	39	36	62	76	77	76	540
I ALT	9.190	711	699	658	651	620	628	597	580	14.334

TABEL 2.5. GAS, AFBRÆNDING*

Millioner normalkubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
DAN	1.995	29	25	17	12	13	13	14	15	2.132
GORM	1.709	48	41	19	12	14	15	18	22	1.898
TYRA	1.092	56	44	32	23	28	25	41	30	1.371
DAGMAR	135	0	0	0	0	0	0	0	0	135
HARALD	135	2	2	2	3	3	2	11	2	161
SIRI	215	7	7	4	58	6	4	3	4	307
SYD ARNE	223	11	7	7	6	11	5	3	5	278
HALFDAN	64	17	8	4	5	6	6	7	8	124
I ALT	5.567	169	132	85	119	81	71	97	85	6.406

TABEL 2.6. GAS, INJEKTION

Millioner normalkubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
GORM	8.164	0	0	0	0	0	0	0	0	8.164
TYRA	34.667	1.094	119	451	89	94	0	0	0	36.514
SIRI	910	45	61	35	57	74	62	41	21	1.306
CECILIE	0	0	0	0	0	0	0	0	14	14
NINI	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
I ALT	43.741	1.139	180	486	146	168	62	41	36	45.999

* Indeholder bidrag fra Trym



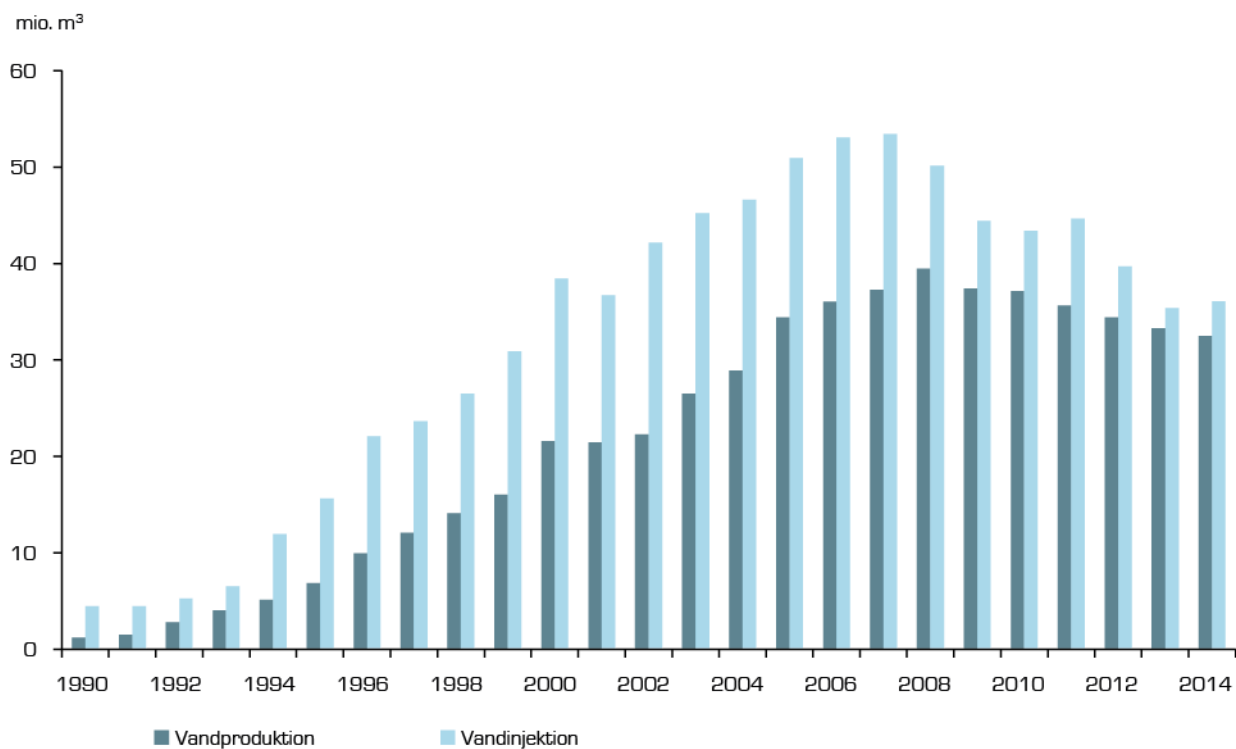
VANDPRODUKTION OG VANDINJEKTION

Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktion af olie og gas. Vandet kan både stamme fra naturlige vandzoner i undergrunden samt fra den vandinjektion, som udføres for at fremme olieproduktionen.

Andelen af vand i den samlede væskeproduktion fra den danske del af Nordsøen stiger og er i 2014 nået op på 77 pct. Det kræver energi at håndtere disse store mængder produceret vand, der for visse ældre felter er oppe på omkring 90 pct. af den samlede væskeproduktion.

I 2014 var vandproduktionen 32,5 mio. Nm³, hvilket er et fald på 2 pct. i forhold til 2013. Vandinjektionen er i 2014 steget med 3 pct. i forhold 2013.

Siden 2008 er vandproduktionen faldet hovedsageligt som følge af den faldende olie- og gasproduktion. Andelen af vand i den samlede væskeproduktion stiger på de fleste felter. Operatørerne forsøger at reducere vandmængden ved blandt andet at lukke produktion fra zoner i brønde med høj vandproduktion.



Figur 2.5. Vandproduktion og vandinjektion i perioden 1990-2014

TABEL 2.7. VAND, PRODUKTION

Tusinde kubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
DAN	69.190	12.152	13.946	12.889	12.111	11.059	10.468	11.207	11.494	164.515
GORM	49.815	4.708	3.976	4.737	4.904	4.654	3.897	3.658	2.833	83.183
SKJOLD	43.517	3.885	3.636	3.855	3.895	3.861	3.978	4.023	3.865	74.517
TYRA	34.818	2.725	3.103	2.677	1.980	1.811	1.516	2.063	1.678	52.370
ROLF	5.460	383	349	381	281	8	0	0	0	6.861
KRAKA	4.209	359	436	183	166	358	237	170	214	6.332
DAGMAR	3.914	0	13	0	0	0	0	0	0	3.927
REGNAR	4.063	1	0	0	0	0	0	0	0	4.064
VALDEMAR	3.079	854	925	812	1.207	1.026	893	916	873	10.583
ROAR	3.748	560	586	624	275	200	34	59	98	6.184
SVEND	9.156	1.200	1.022	804	664	585	685	712	650	15.479
HARALD	318	18	21	11	37	113	152	47	20	737
LULITA	215	96	91	49	65	73	86	48	76	798
HALFDAN	10.149	4.086	4.766	4.814	5.519	6.149	6.139	6.099	6.574	54.295
SIRI	16.227	2.528	2.686	1.778	2.868	2.593	2.879	1.481	943	33.983
SYD ARNE	6.160	1.861	2.174	2.285	2.068	1.883	2.317	2.198	2.369	23.314
TYRA SØ	2.126	669	602	716	568	485	440	235	286	6.127
CECILIE	1.643	576	456	266	317	452	390	179	138	4.417
NINI	1.615	619	660	522	195	330	297	166	376	4.781
I ALT	269.421	37.280	39.448	37.402	37.121	35.640	34.408	33.260	32.487	556.466

TABEL 2.8. VAND, INJEKTION

Tusinde kubikmeter

	1972-2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	I ALT
DAN	187.878	20.230	19.275	16.712	15.148	14.508	11.684	10.148	11.568	307.153
GORM	104.003	6.678	5.251	4.777	4.408	5.459	3.709	3.549	2.735	140.569
SKJOLD	91.093	6.098	4.989	5.285	4.155	4.374	5.093	4.956	4.624	130.669
HALFDAN	34.905	12.107	12.727	11.485	11.945	12.277	10.912	10.921	11.403	128.683
SIRI	22.420	3.499	2.695	1.692	2.692	3.201	3.020	1.592	1.788	42.598
SYD ARNE	27.697	4.296	4.279	3.872	3.427	3.240	4.104	3.660	3.368	57.944
NINI	2.412	413	883	501	1.558	1.365	1.151	549	575	9.407
CECILIE	322	91	42	97	47	221	35	0	0	854
I ALT	470.731	53.412	50.141	44.420	43.379	44.646	39.709	35.376	36.062	817.877

LUFTEMISSIONER

Luftemissionerne består blandt andet af gasserne CO₂, kul-dioxid og NO_x, kvælstofilte.

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, såkaldt flaring.

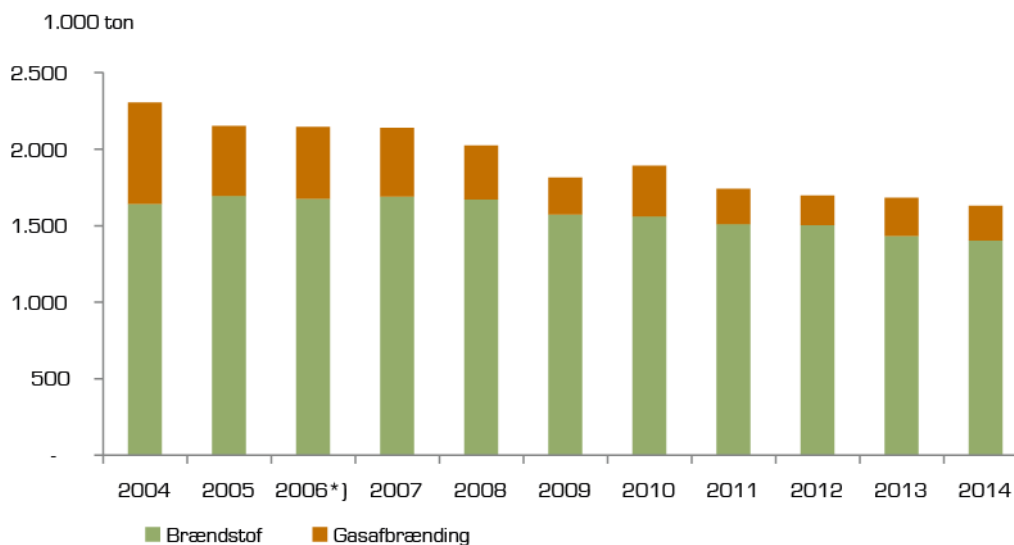
Flaring sker på alle offshoreplatforme med behandlings-anlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal tømmes hurtigt for gas. Flaring af gas reguleres via Undergrundsloven, mens udledningen af CO₂, inklusive CO₂ fra flaring, er omfattet af CO₂-kvotelovent.

Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt af-

hænger af produktionens størrelse samt af anlægstekniske og naturgivne forhold.

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. Med uændrede produktionsforhold medfører den stigende vandandel et stigende behov for brug af løftegas og eventuel injektion af vand for at bevare trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.

Den samlede udledning af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen i 2014 udgjorde ca. 1,630 mio. ton CO₂ og bekræfter trenden med faldende udledning gennem de seneste 10 år.



*) Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂ emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂ kvotelovent og indeholder CO₂ emission fra dieselforbrug på anlæggene.

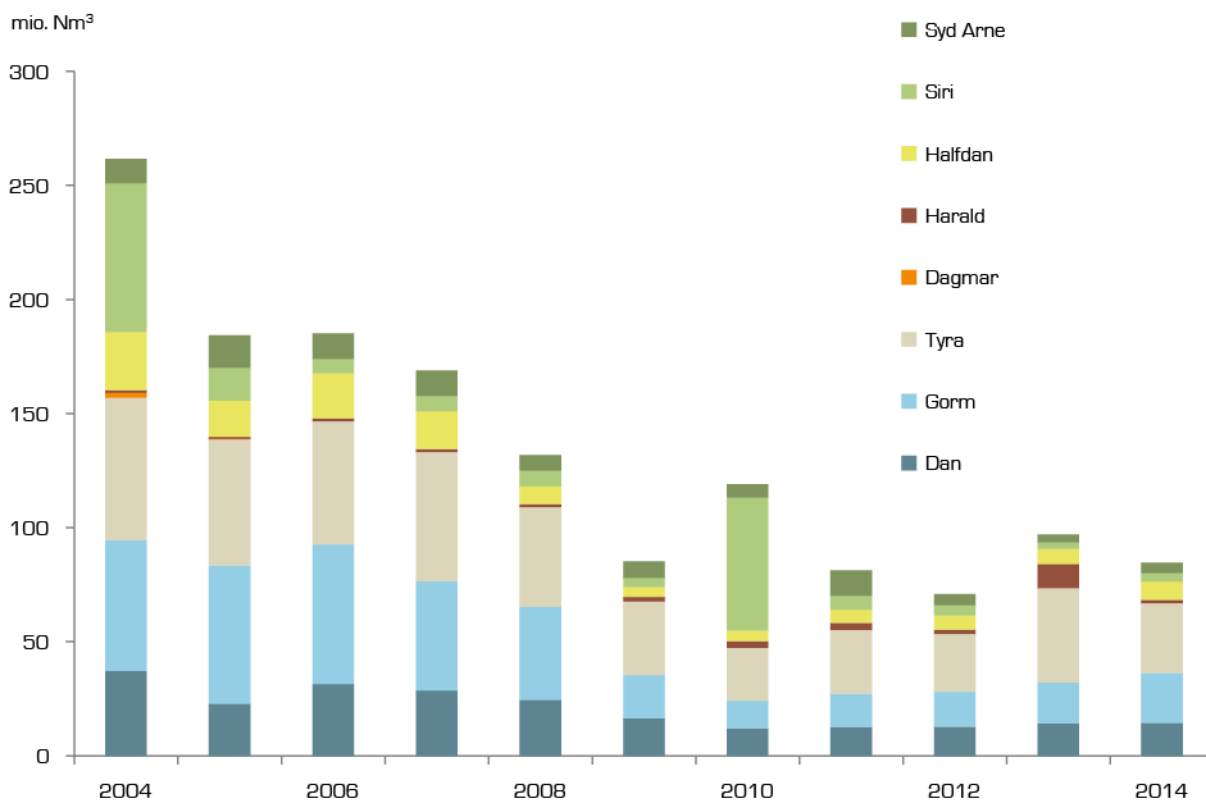
Figur 2.6. CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



I 2014 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 85 mio. Nm³, hvilket er et fald på 13 pct. i forhold til 2013. Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

Flaring er generelt faldet markant i de sidste 10 år pga. mere stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af

driften og fokus på energieffektivisering, såsom anvendelse af anlæg til genindvinding af flaregas på felterne Syd Arne og Siri. Der kan dog være stor variation i flaring fra år til år, hvilket ofte skyldes indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. Derudover foretages der midlertidige nedlukninger af platforme, hvor det er nødvendigt at blæse trykket af og tømme rørledninger mellem felter for gas, der så brændes af.



Figur 2.7. Afbrænding af gas uden nyttiggørelse (flaring)



3. RESSOURCER OG PROGNOSE

RESSOURCER OG PROGNOSE

Energistyrelsen benytter et klassifikationssystem for kulbrinter til at opgøre Danmarks olie- og gasressourcer. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde. En beskrivelse af klassifikationssystemet findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk. På grundlag af ressourceopgørelsen udarbejdes produktionsprognoser for olie og gas på kort og lang sigt.

Energistyrelsen udarbejder hvert andet år om foråret en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer og en produktionsprognose på lang sigt. I de mellemliggende år udarbejdes der om foråret en produktionsprognose på kort sigt, den såkaldte 5 års prognose.

RESSOURCER

Energistyrelsens seneste opgørelse af de danske olie- og gasressourcer indgår i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion - samt anden anvendelse af undergrunden 2013", som findes på styrelsens hjemmeside.

PROGNOSE

I foråret 2015 er der udarbejdet en produktionsprognose for olie og gas på kort sigt, 5 års prognose.

Produktionsprognosen fra foråret 2015 består således af 5 års prognosen fra foråret 2015 og af prognosen på lang sigt fra foråret 2014, da der ikke er udarbejdet en langsigtet prognose i 2015.

I ovennævnte rapport indgik en forbrugsprognose for olie og gas, som siden er revideret. Den seneste forbrugsprognose er Energistyrelsens "Basisfremskrivning 2014". Denne forbrugsprognose er anvendt sammen med prognoserne for olie- og gasproduktionen til at vurdere, om Danmark er nettoimportør eller -eksportør af olie og gas.

KORTSIGTET PROGNOSE, 5 ÅRS PROGNOSE

Energistyrelsen udarbejder årligt en 5 års prognose for produktion af olie og gas til brug for Finansministeriets fremskrivninger af statens indtægter.

	2015	2016	2017	2018	2019
OLIE , mio. m ³	9,6	9,5	9,6	8,9	8,7
SALGSGAS , mia. Nm ³	4,1	3,6	3,7	3,7	4,0

Tabel 3.1. Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas.

Olie

For 2015 forventer Energistyrelsen, at olieproduktionen bliver 9,6 mio. m³ svarende til ca. 165.000 tønder olie pr. dag, se tabel 1. I forhold til sidste års skøn for 2015 er det en opskrivning på 1 pct. hovedsagelig begrundet i, at Energistyrelsen forventer en større produktion på Dan feltet.

For den første halvdel af prognoseperioden forventes en næsten konstant produktion hovedsagelig som følge af produktion fra Hejre feltet, som er under udbygning. For den anden halvdel af prognoseperioden forventer Energistyrelsen, at olieproduktionen aftager.

I forhold til sidste års prognose har Energistyrelsen nedskrevet skønnet for olieproduktionen i perioden 2015 til 2019 med i gennemsnit 3 pct. hovedsagelig som følge af en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre feltet.

Salgsgas

Energistyrelsen forventer for 2015, at produktionen af salgsgas bliver 4,1 mia. Nm³ svarende til ca. 74.000 tønder olieækvivalenter pr. dag, se tabel 1. Det er en stigning på 8 pct. i forhold til 2014, hvor produktionen var 3,8 mia. Nm³. I forhold til Energistyrelsens skøn sidste år for 2015 er det en opskrivning på ca. 3 pct. hovedsagelig som følge af, at Energistyrelsen forventer en større gasproduktion på Halfdan feltet.

For prognoseperioden frem til 2019 forventer Energistyrelsen generelt et produktionsniveau på omkring 3,8 mia. Nm³, og efter 2016 forventes en stabilisering af produktionsniveauet blandt andet som følge af produktionen fra Hejre feltet.

I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen af salgsgas næsten uændret for perioden 2015 til 2019.

LANGSIGTET PROGNOSE

Prognosen på lang sigt er opdelt i tre bidrag, det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne.

Det forventede forløb er en prognose for indvinding fra eksisterende felter og fund med eksisterende teknologi.

De teknologiske ressourcer er et skøn for indvindingspotentialet ved anvendelse af ny teknologi. 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 fra 26 pct. til 31 pct.

Efterforskningsressourcerne er et skøn for indvindingen fra kommende nye fund som følge af de igangværende efterforskningsaktiviteter og kommende udbudsrunder. Skønnet 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.

Forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, 2014" 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. Det er en beskrivelse af den udvikling, som under en række forudsætninger om teknologisk udvikling, priser, økonomisk udvikling mv. kan forekomme i perioden frem til 2025, hvis det antages, at der ikke gennemføres nye initiativer eller virkemidler.

Prognoserne for olie- og gasproduktionen anvendes 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 energioppgørelse.

PROGNOSEN PÅ LANGT SIGT OG FORBRUGSPROGNOSEN

Produktionsprognosen fra foråret 2015 består af prognosen på lang sigt fra foråret 2014 og 5 års prognosen fra foråret 2015.

Prognosen for olie og salgsgas på lang sigt er vist sammen med forbrugsprognosen baseret på Energistyrelsens "Basisfremskrivning 2014", se figur 1. Basisfremskrivning 2014 rækker frem til 2025. For at belyse, om Danmark er nettoimportør eller -eksportør efter 2025, er der for perioden 2026 til 2035 angivet et forbrug lig forbruget i 2025.

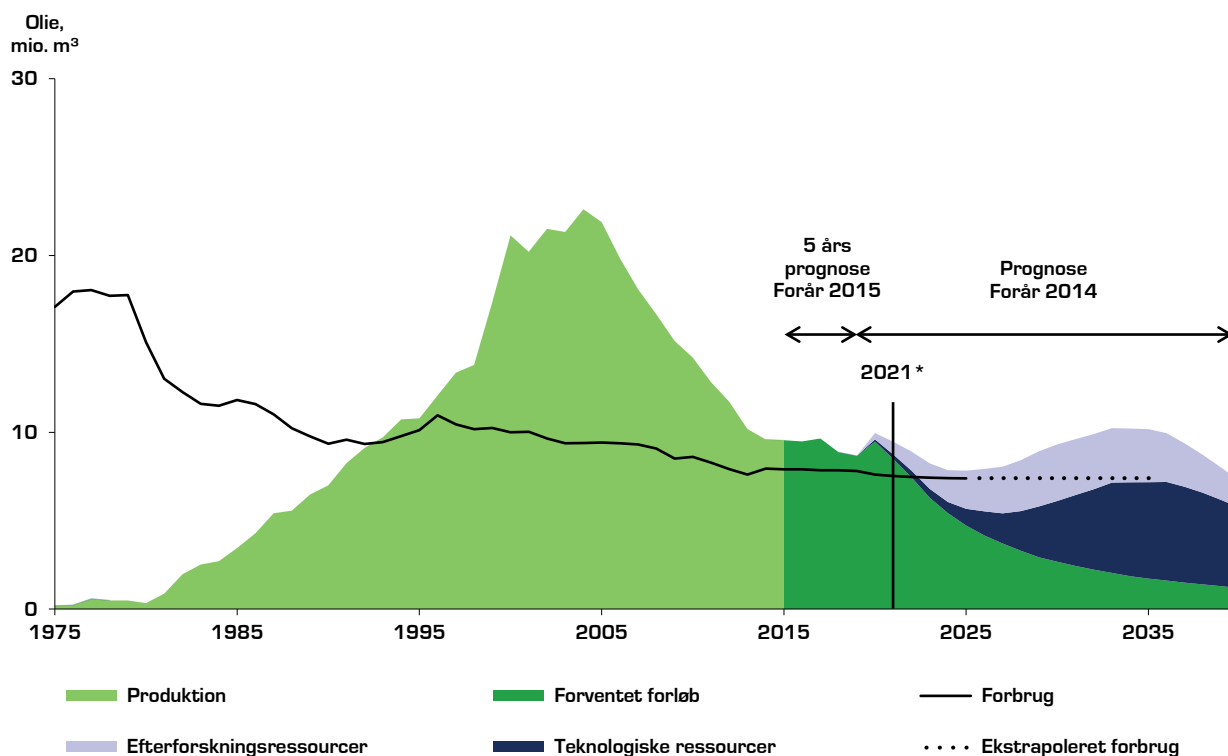
Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 7 år til og med 2021 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til efter 2035. Det skal dog bemærkes, at der omkring 2025 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af forbruget og produktionen baseret på samtlige bidrag.

På grundlag af prognoserne i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion - samt anden anvendelse af undergrunden 2013" var Danmark nettoeksportør af olie til og med 2021 baseret på det forventede forløb, og inklusiv de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne var der en periode omkring 2025, hvor Danmark ikke var nettoeksportør af olie.

For perioden fra 2020 er det kun forbrugsprognosen, der er ændret i forhold til de anvendte prognoser i ovennævnte rapport. Revisionen af forbrugsprognosen medfører, at Danmark lige netop ikke er nettoeksportør af olie i 2022 baseret på det forventede forløb. Inklusiv de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medfører revisionen den principielle ændring, at Danmark er nettoeksportør af olie for hele prognoseperioden.

PRODUKTION OG MULIGT FORLØB AF OLIE OG SALGSGAS

Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 7 år til og med 2021 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til efter 2035. Det skal dog bemærkes, at der omkring 2025 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af produktionen baseret på samtlige bidrag og forbruget.



Figur 3.1. Produktion og langsigtet prognose for olie

* Danmark er lige netop ikke nettoeksportør af olie i 2022 baseret på det forventede forløb.

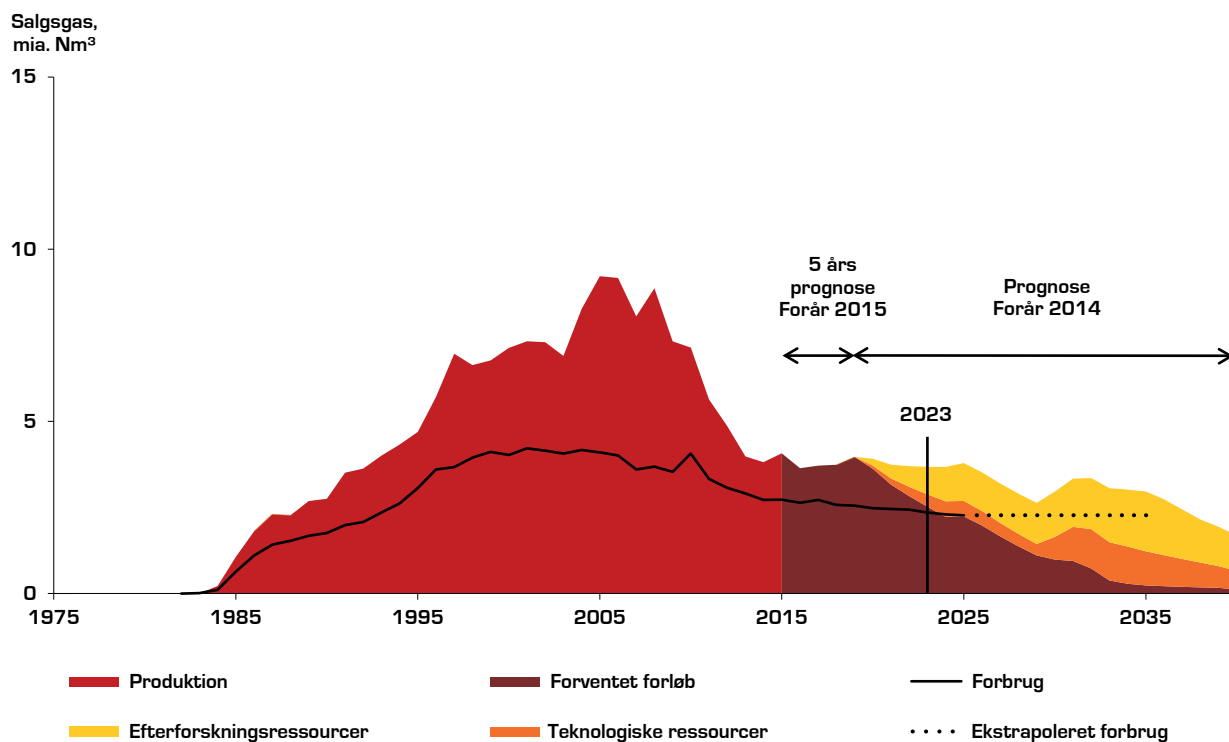
For salgsgas forventes Danmark at være nettoeksportør i 9 år til og med 2023 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til efter 2035.

Som for olie er det kun forbrugsprognosen for perioden fra 2020, der er ændret i forhold til de anvendte prognoser i ovennævnte rapport. Revisionen af forbrugsprognosen medfører, at Danmarks status som nettoeksportør af salgsgas ændres fra 2025 til 2023 baseret på det forventede forløb. Inklusiv de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medfører revisionen af forbrugsprognosen ikke

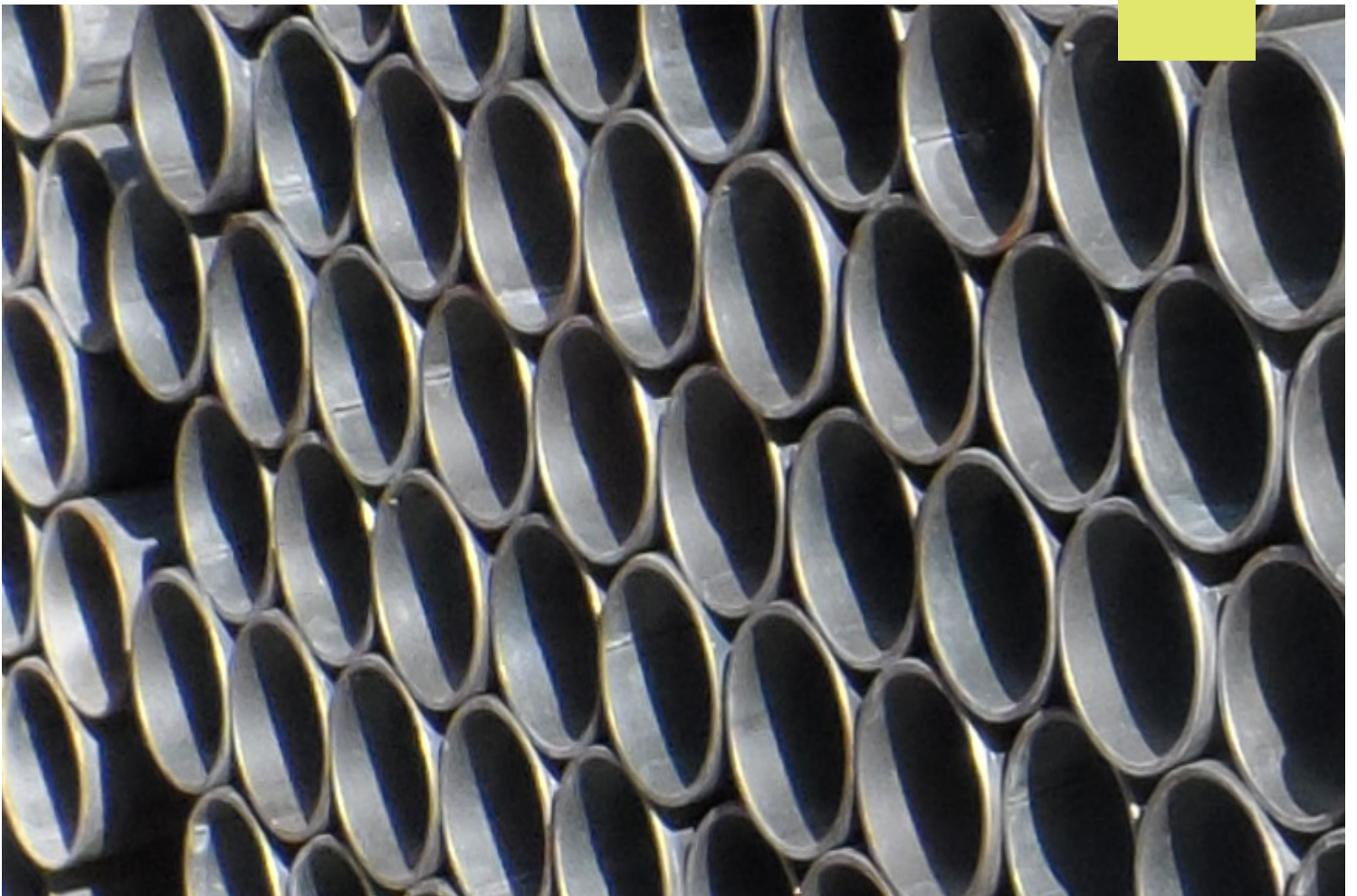
nogen principiel ændring af Danmarks status som nettoeksportør eller -importør af salgsgas.

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

Prognosen for salgsgas angiver de mængder, som styrelsen forventer, at det er teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.



Figur 3.2. Produktion og langsigtet prognose for salgsgas



4. ØKONOMI



Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen har gennem mange år bidraget positivt til handelsbalancen for olie og gas og medvirket til, at Danmark er nettoeksportør af olie og gas. Skatteindtægter samt overskuddet fra olie- og gassektoren bidrager positivt til samfundsøkonomien samtidig med, at aktiviteterne i Nordsøen skaber arbejdspladser både offshore og på land.

Statens indtægter

Statens indtægter fra olie- og gasproduktionen i Nordsøen for 2014 beløber sig til 18,8 mia. kr. svarende til 62 pct. af det samlede overskud. Indtægterne faldt med knap 15 pct. i forhold til 2013, hvilket skyldes en nedgang i produktionen samt et kraftigt fald i olieprisen i anden halvdel af året. Det forventes, at statens indtægter fra olie- og gasproduktionen fortsat vil falde i 2015 som følge af en fortsat nedgang i produktionen og en forventet lav oliepris. Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963 - 2014 til 404 mia. kr. i 2014-priser.

Værdien af olie- og gasproduktionen

Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden ca. 1.010 mia. kr. Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2014 skønnes til 40,7 mia. kr., hvilket svarer til et fald på 18 pct. i forhold til produktionsværdien i 2013. Ifølge opgørelsen fordeler produktionsværdien sig med ca. 33,6 mia. kr. på olieproduktionen og 7,1 mia. kr. fra

gasproduktionen. Produktionsværdien bestemmes af udbud og efterspørgsel på olie- og gasområdet, dollarkursen samt produktionens størrelse.

Investeringer og driftsudgifter

Rettighedshavernes akkumulerede investeringer og udgifter til efterforskning, udbygning og drift er ca. 355 mia. kr. (2014-priser) i perioden 1963-2014. Investeringer i feltudbygninger udgør over halvdelen de akkumulerede udgifter med et samlet beløb på godt 187 mia. kr. i 2014-priser.

Investeringer til udbygningsaktiviteter i 2014 er skønnet til knap 8,8 mia. kr. Dette er en stigning på omkring 31 pct. i forhold til 2013. Det er hovedsageligt udbygningen af felterne Syd Arne, Hejre, Valdemar og Tyra, som bidrager til stigningen. De gennemsnitlige årlige investeringer i feltudbygninger for de sidste 10 år ligger til sammenligning på godt 5,8 mia. kr.

De foreløbige tal for efterforskningsudgifter i 2014 beløber sig til godt 1,3 mia. kr. Dette er en stigning på ca. 4 pct. i forhold til 2013. Udgifterne dækker over olie- og gassel-skabernes samlede efterforskningsomkostninger såsom efterforskningsboringer og seismiske undersøgelser.

Ifølge prognosen vil de samlede investeringer i perioden 2015 til 2019 beløbe sig til ca. 51 mia. kr.

OLIEPRISUDVIKLING 2014

Figur 1 viser, at første halvdel af 2014 var præget af en forholdsvis stabil oliepris omkring 109 USD pr. tønde i gennemsnit. Imidlertid har stigende olieproduktion samt faldende global efterspørgsel været nogle af årsagerne til, at prisen faldt hen over året, og i december 2014 nåede prisen ned på knap 63 USD pr. tønde i gennemsnit.

Dette resulterede i, at den gennemsnitlige oliepris i hele 2014 var godt 99 USD pr. tønde, svarende til et fald på 8,9 pct. i forhold til gennemsnitsprisen i 2013.

På verdensmarkedet handles olien almindeligvis i USD. Olieprisfaldets virkning på statens indtægter blev derfor i nogen grad opvejet af, at USD kursen i anden halvdel af 2014 steg kraftigt. Prisen for en USD var medio 2014 omkring 5,5 DKK, mens den var ca. 6,0 DKK ved udgangen af året. Kursstigningen fortsatte, og kursen toppede i april 2015, hvor den nåede op på næsten 7 DKK pr. USD.

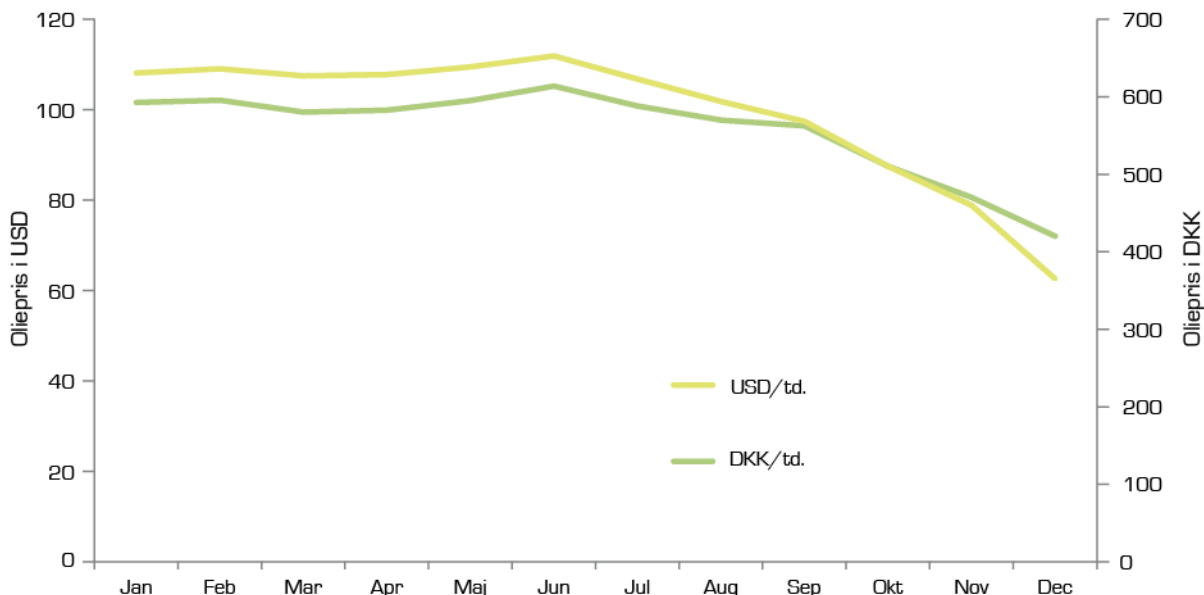
Ændringerne i oliepris og dollarkurs har medført en ændring i den gennemsnitlige oliepris målt i danske kroner fra 610,2

kr. pr. tønde i 2013 til 556,7 kr. pr. tønde i 2014. Dette svarer til et fald på knap 8,8 pct.

Olieprisens fald bliver almindeligvis forklaret ved et samspil af flere udbuds- og efterspørgselsforhold. På udbudssiden nævnes almindeligvis udbuddet af skiferolie, høj produktion af olie blandt OPEC-landene og senest udsigten til ophævelsen af handelsrestriktionerne over for Iran.

På efterspørgselsiden forklares prisfaldet ved blandt andet lavere økonomisk vækst på verdensplan samt stigende forbrug af energi fra vedvarende energikilder. Udbuddet af olie er på kort sigt relativt rigtigt over for prisændringer.

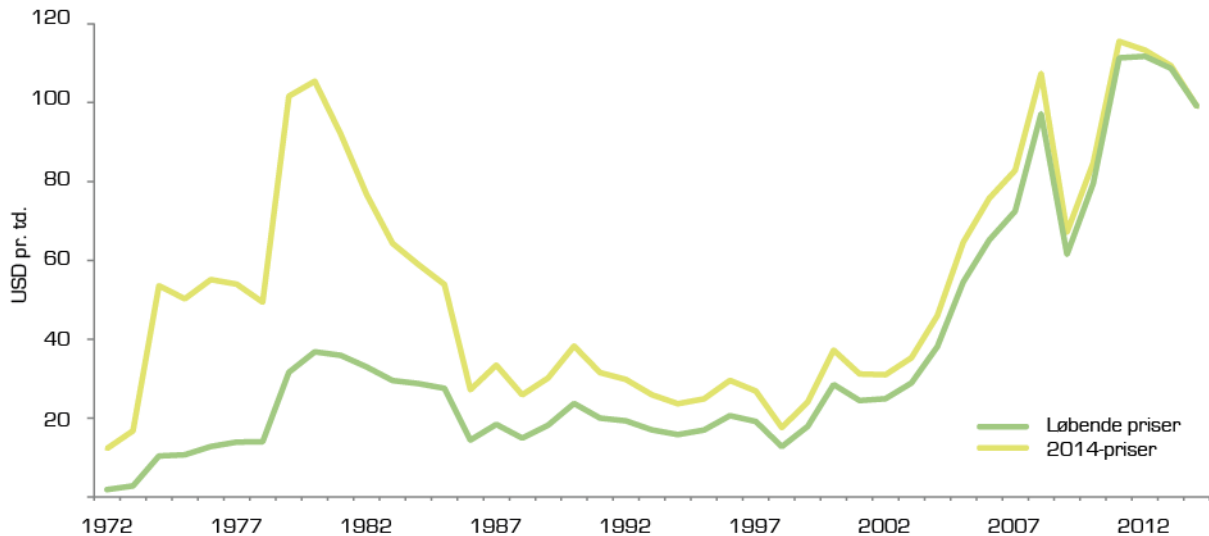
Trods lave priser på olie kan det på kort sigt betale sig for producenterne at fortsætte produktionen, så længe råolieprisen er højere end de marginale driftsomkostninger. Det kan derfor ofte være rentabelt at producere olie selv i perioder med meget lave oliepriser. På længere sigt vil udbuddet af olie og dens pris dog i højere grad være bestemt ved investeringer i bl.a. efterforskning og udbygning af nye forekomster.



Figur 4.1. Månedlig udvikling i Brent Spot olieprisen for 2014

Note: Olieprisen for 2014 er beregnet som et gennemsnit af den månedlige Brent Spot oliepris. Den månedlige Brent Spot oliepris er et gennemsnit af den daglige Brent Spot pris.

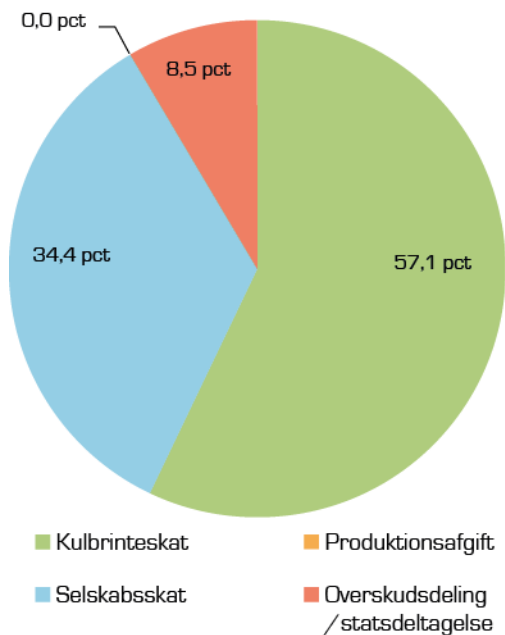
OLIEPRISENS UDVIKLING HISTORISK



Figur 4.2. Olieprisens udvikling 1972-2014, USD pr. tønde

Figur 2 viser olieprisens udvikling i USD pr. tønde i både faste og løbende priser. De kraftige opsving i prisen i 1973 og 1979 skyldtes politiske konflikter i Mellemøsten. Under disse kriser begrænsede OPEC-landene udbuddet af råolie

til verdensmarkedet, hvilket fik prisen til at stige. Det ses yderligere, at olieprisen i 2011 nåede en historisk højde på ca. 116 USD pr. tønde i 2014-priser.



Figur 4.3. Fordeling af statens indtægter fra indvindingen af olie og naturgas fra Nordsøen i 2014

STATENS INDTÆGTER

Statens indtægter fra Nordsøaktiviteterne stammer fra kulbrinteskat, selskabsskat og produktionsafgift, hvoraf kulbrinteskatten og selskabsskatten udgør de væsentligste indtægtskilder på hhv. 57 og 34 pct.

Udover skatter og afgifter opnår staten indtægter fra Nordsøen gennem Nordsøfonden, der siden 2005 har varetaget statsdeltagelsen på 20 pct. i alle nye tilladelser og fra 9. juli 2012 via statsdeltagelsen på 20 pct. i Dansk Undergrunds Consortium (DUC), hvor A.P. Møller - Mærsk, Shell og Chevron også deltager.

Endvidere kan staten indirekte opnå indtægter fra olie- og gasindvindingen gennem aktieposten i DONG Energy, da datterselskabet DONG E&P A/S deltager i efterforskning og produktion af olie og gas i Nordsøen.

GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR

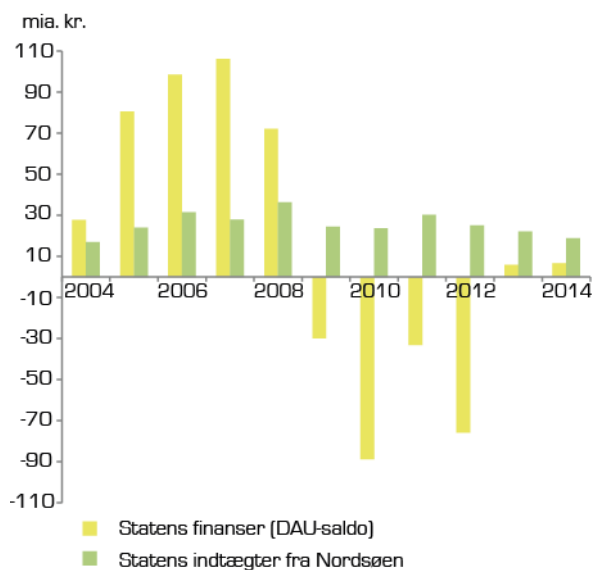
Tabel 4.1.

	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. Frdrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	52 pct. Frdrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2014.	52 pct. Frdrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
Produktionsafgift	Nej	Nej	Nej
Rørlednings-/dispensationsafgift	Nej	Nej	Nej
Statsdeltagelse	20 pct.	20 pct.*)	20 pct.
Overskudsdeling	Nej	Nej	Nej

*) I enkelte af de tilbageværende tilladelser er statsandel øget på grund af vilkår i tilladelserne om forøget statsdeltagelse afhængig af produktionens størrelse.

STATENS FINANSER

Figur 4 viser statens indtægter fra Nordsøen i forhold til statens samlede finanser (DAU-saldoen, der er givet ved forskellen mellem statens indtægter og udgifter). Som det fremgår, er indtægterne fra den danske del af Nordsøen med til at sikre, at staten havde overskud i 2014.

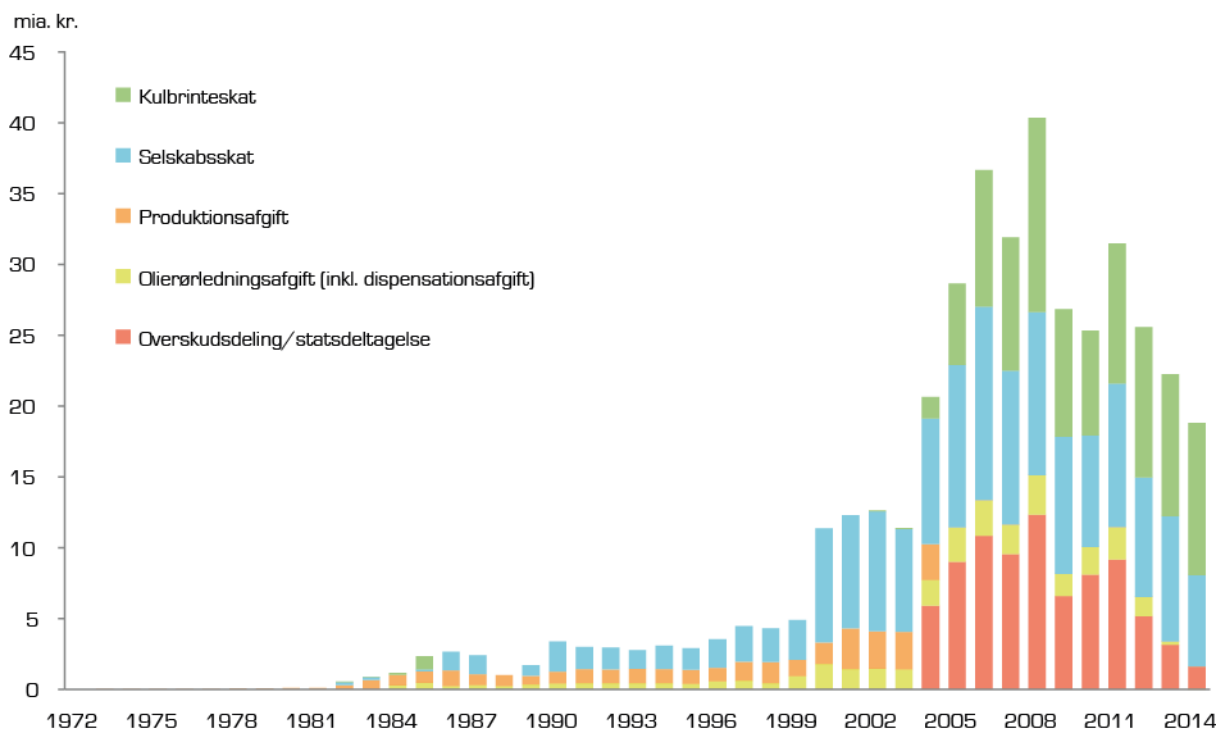


Figur 4.4. Statens finanser (DAU-saldo) og statens indtægter fra Nordsøen, løbende priser.

UDVIKLING I STATENS INDTÆGTER

Statens samlede indtægter fra indvinding af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1972-2014 til knap 404 mia. kr. i 2014-priser. Statens indtægter i 2014 faldt med

godt 15 pct. i forhold til 2013. Dette skyldes hovedsageligt et fald i olieprisen samt et fald i produktionen. Statens indtægter for 2014 skønnes til 18,8 mia. kr.



Figur 4.5. Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding fra 1972-2014

STATENS INDTÆGTER I DE SENESTE 5 ÅR

Statens andel af overskuddet skønnes i 2014 at være ca. 62 pct. inklusiv statsdeltagelse. Marginalskatten er ca. 64 pct. efter de nye regler, eksklusiv statsdeltagelse. Staten opnår med statsdeltagelsen ca. 71 pct. af den marginale indtjening ved nye regler.

Fra 1. januar 2014 bliver alle selskaber beskattet efter nye regler. Tilladelser, som overgår fra gamle til nye regler, er dog omfattet af overgangsregler, således at de nye beskatningsregler indtræder gradvist.

	2010	2011	2012	2013	2014
KULBRINTESKAT	6.940	9.521	10.467	9.951	10.734
SELSKABSSKAT	7.377	9.754	8.304	8.782	6.459
PRODUKTIONSAGGIFT	0	1	2	1	1
OLIERØRLEDNINGSAFGIFT*	1.824	2.201	1.337	239	0
OVERSKUDSDELING/STATSDELTADELSE**	7.594	8.819	5.090	3.116	1.600
I ALT	23.736	30.296	25.200	22.089	18.794

Tablet 4.2. Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

* Inkl 5 pct. dispensationsafgift

** Tal fra 2009 til medio 2012 vedrører overskudsdeling. Opgørelsen fra 9. juli 2012 til 2013 vedrører statsdeltagelsen (Nordsøfondens overskud efter skat). Tallet for 2013 er inkl. en udgift på 202 mio. kr. i form af tilbagebetaling af overskudsdeling vedr. 2004-2006 samt en indtægt på 18 mio. kr. i form af efterregulering af overskudsdeling vedr. 2009-2012.

Anm.: Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

PROGNOSE FOR STATENS INDTÆGTER

På baggrund af olieprisens betydelige variation i 2014 samt Energistyrelsens produktionsprognose, er der i samarbejde med Skatteministeriet udarbejdet et skøn for udviklingen i statens indtægter fra Nordsøen over de kommende fem år. Beregningerne i tabellen illustrerer alene mulig følsomhed

ved ændringer i olieprisen. Beregningerne skal tolkes med stor varsomhed i de scenarier, hvor den forudsatte oliepris ligger langt fra forudsætningerne i produktionsprognosen, jf. anm., da der ikke er taget hensyn til, at omkostningerne mv. påvirkes, når olieprisen ændres.

Table 4.3. Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser*

MIO. KR.	OLIEPRIS/TD	2015	2016	2017	2018	2019
SELSKABSSKATTEGRUNDLAG	120 USD	42.345	43.791	42.527	37.551	34.875
FØR SKATTER, AFGIFTER	95 USD	29.707	31.153	29.807	25.928	23.192
OG FREMFØRTE UNDERSKUD**	70 USD	17.511	17.564	17.178	14.476	12.075
	45 USD	5.741	6.780	4.681	2.898	1.356
STATENS INDTÆGTER						
	120 USD	10.213	10.871	10.632	9.388	8.621
SELSKABSSKAT	95 USD	7.214	7.573	7.429	6.482	5.771
	70 USD	4.315	4.272	3.928	3.619	3.019
	45 USD	1.435	1.695	1.118	399	67
KULBRINTESKAT	120 USD	13.502	13.129	12.203	11.392	10.733
	95 USD	9.502	9.256	7.903	5.720	5.193
	70 USD	5.502	5.011	4.511	2.798	1.670
	45 USD	1.138	1.558	1.109	0	0
NORDSØFONDENS UDBYTTÉ***	120 USD	2.435	2.486	1.582	710	511
	95 USD	1.697	1.762	934	144	0
	70 USD	958	779	318	0	0
	45 USD	0	332	0	0	0
TOTAL	120 USD	26.151	26.486	24.417	21.491	19.864
	95 USD	18.413	18.591	16.266	12.346	10.964
	70 USD	10.776	10.062	8.757	6.417	4.689
	45 USD	2.573	3.585	2.227	399	67
STATENS ANDEL INKL. STATSDELTAGELSE	120 USD	61,8	60,5	57,4	57,2	57,0
(PCT.)	95 USD	62,0	59,7	54,6	47,6	47,3
	70 USD	61,5	57,3	51,0	44,3	38,8
	45 USD	44,8	52,9	47,6	13,8	4,9

* Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation og gældende lovgivning.

** Skattegrundlaget omfatter alene positive indkomster.

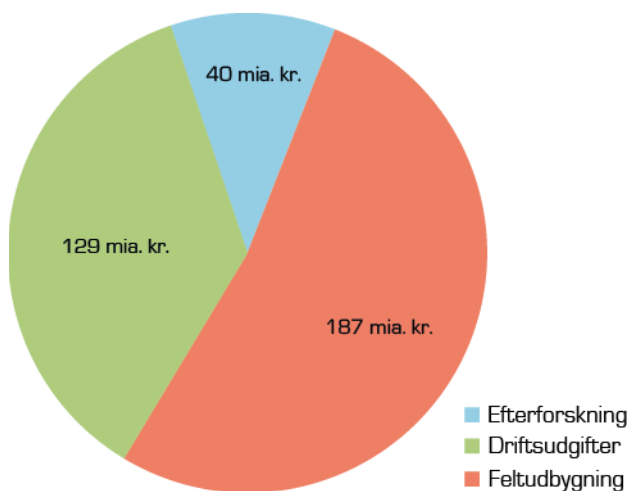
*** Nordsøfonden er skattepligtig, hvorfor indtægterne fra statsdeltagelsen er indeholdt i flere kategorier, herunder kulbrinteskate og selskabsskat. Nordsøfondens overskud efter skat tilfalder staten. Det bemærkes dog, at Nordsøfonden først skal afvikle fondens gæld og finansiere løbende investeringer før staten modtager overskud fra Nordsøfonden.

Anm.: Beregningerne er baseret på Energistyrelsens 5-års produktionsprognose. Produktionsprognosen estimerer bl.a. produktionen fra den danske del af Nordsøen samt selskabernes driftsomkostninger og investeringer. I grundlaget for prognosen indgår blandt andet budgetter for alle tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmark. Disse budgetter er udarbejdet i efteråret 2014, hvor olieprisen var væsentlig højere. Grundlaget for budgetterne er bl.a. selskabernes forventninger til den fremtidige oliepris. De væsentlige efterfølgende olieprisfald, som har haft stor indflydelse på indtjeningen, vil påvirke størrelsen af investeringer og driftsudgifter både på kort og langt sigt. De vil derfor ikke, som forudsat i prognosen, kunne forventes at være konstante ved prisscenarier svingende fra 45 til 120 USD pr. tønde.

Kilde: Skatteministeriet

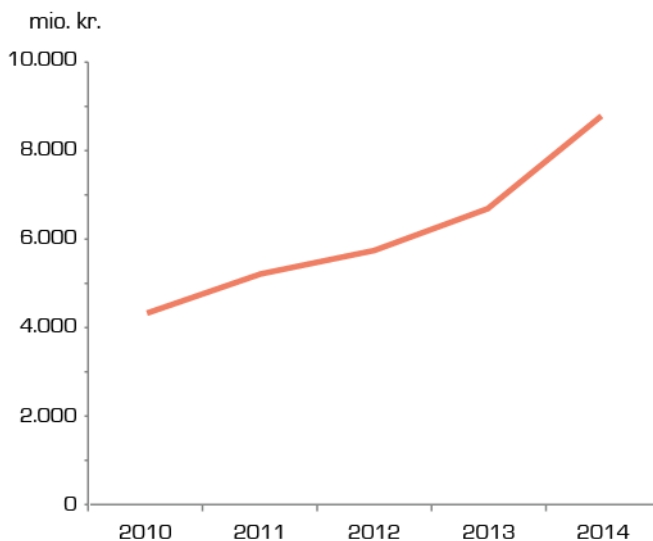
INVESTERINGER OG UDGIFTER

Investeringer i feltudbygninger udgør med et samlet beløb på godt 187 mia. kr. i 2014-priser over halvdelen af rettighedshavernes akkumulerede udgifter. Udgifterne til drift inkl. administration og transport, efterforskning og feltudbygning udgør henholdsvis 36, 11 og 53 pct. af de samlede udgifter.



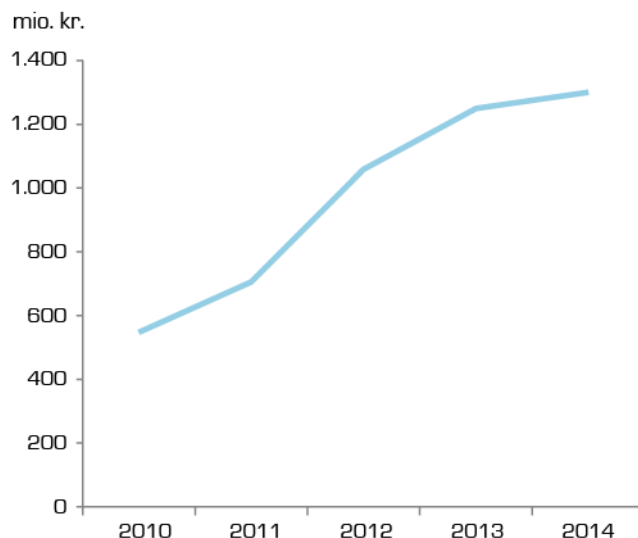
Figur 4.6. Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2014, mia. kr., 2014 priser

Feltudbygninger er rettighedshavernes største post. Investeringer til udbygningsaktiviteter i 2014 er skønnet til knap 8,8 mia. kr., hvilket svarer til en stigning på omkring 31 pct. i forhold til 2013. De gennemsnitlige årlige investeringer i feltudbygninger for de sidste 5 år ligger på knap 6,2 mia. kr.



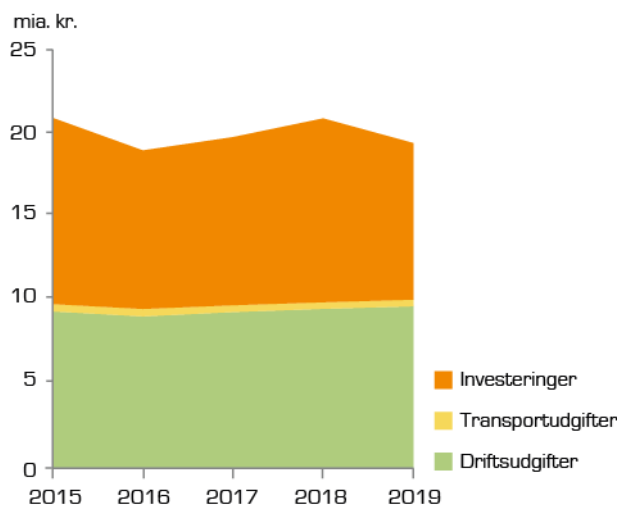
Figur 4.8. Investeringer i feltudbygninger 2010-2014, løbende priser

I udgifterne indgår olieselskabernes omkostninger ved såvel efterforskningsboringer som seismiske undersøgelser. De foreløbige tal for 2014 viser en stigning i efterforskningsudgifterne på godt 4 pct. i forhold til det foregående år, og forløber sig til omkring 1,3 mia. kr.



Figur 4.7. Efterforskningsudgifter 2010-2014, løbende priser

Udviklingen i investeringer og udgifter til drift og transport af kulbrinter fra 2015 til 2019 er angivet i figur 9. Udviklingen bygger på reservekategorierne: igangværende indvinding, besluttet og sandsynliggjort udbygning, risikovejede betingede ressourcer samt kategorien teknologiske ressourcer. For de kommende fem år forventes investeringer i størrelsesordenen 51 mia. kr.



Figur 4.9. Forventet udvikling i investeringer og drift- og transportudgifterne, 2015-2019



Table 4.4. Investeringer i feltudbygninger i perioden 2015-2019, mio. kr., 2014 priser

	2015	2016	2017	2018	2019
IGANGVÆRENDE OG BESLUTTET	10.715	6.696	2.994	452	34
SANDSYNLIGGJORT UDBYGNING	0	0	512	0	0
RISIKOVEJEDE BETINGEDE RESSOURCER SAMT					
TEKNOLOGISKE RESSOURCER	401	2.768	6.533	10.525	9.314
I ALT	11.116	9.464	10.038	10.977	9.348