



OLJEDIREKTORATET

Driftskostnader - status og utvikling

November 2015

SAMMENDRAG

Rapporten gjennomgår utviklingen i driftskostnader på sokkelnivå og for et utvalg av felt som har vært i produksjon fra år 2000 eller tidligere, og fortsatt var i drift ved utgangen av 2014. Sammensetningen av driftskostnadene og sammenhengen mellom driftskostnader og enkelte kjennetegn ved feltene blir belyst.

De totale kostnadene på norsk sokkel i 2014 var 334 milliarder kroner. Av dette utgjorde driftskostnadene, eks. utgifter til gasskjøp og tariffier, 67 milliarder kroner, det vil si 20 prosent av de totale kostnadene.

Samlede driftskostnader på sokkelnivå økte med vel 16 milliarder kroner, fra om lag 51 til 67 milliarder kroner i perioden 2007* til 2014, målt i faste 2014-kroner. Dette tilsvarer en økning på 32 prosent. Ved utgangen av 2014 var det 36 felt på norsk sokkel der produksjonen startet i år 2000 eller tidligere. Nesten 2/3 av driftskostnadene i 2014 kan knyttes til disse feltene, og veksten i driftskostnader for disse feltene har vært 17 prosent siden 2007.

Veksten siden 2007 skyldes i første rekke vedlikehold og brønnvedlikehold.

Utgifter til brønnvedlikehold og driftsstøtte synes å være avhengig av alder på innretningene, dette gjelder derimot ikke vedlikeholds- og modifikasjonsutgifter. For felt som er bygd ut med produksjonsinnretning, indikerer data at antallet arbeidstimer offshore som går med til vedlikeholds- og konstruksjonsaktivitet øker med feltenes alder.

Kostnadsveksten etter 2007 har vært kraftigst for havbunnsfelt, noe som i første rekke skyldes økte utgifter til brønnvedlikehold.

*[Samarbeidsavtalen](#), som er et vedlegg til utvinningstillatelsene, spesifiserer hvilke kostnadstyper lisensene er pliktig til å rapportere i sine budsjetter, arbeidsprogram mv. Over tid har kravet til detaljeringsgraden i rapporterte data økt, men strukturen har ligget fast siden 2006. Derfor går våre analyser i denne rapporten fra 2007

Innhold

Sammendrag	2
1 Innledning	4
2 Kostnads- og produksjonsutvikling.....	4
3 Kostnadsstrukturen.....	5
4 kostnadsutviklingen på sokkelnivå	9
5 Driftskostnader etter feltstatus i 2014	10
6 Driftskostnader for felt som har vært i drift i perioden 2000-2014.....	10
7 Driftskostnader for felt som har vært i drift i perioden 2000-2014 – sortert på utbyggingsløsning og produksjonsstart.....	13
8 Avsluttende kommentarer	16

1 INNLEDNING

De totale kostnadene for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i 2014 var 334 milliarder kroner. Av dette utgjorde driftskostnader, eksklusiv gasskjøp og tariffer, 67 milliarder kroner, eller 20 prosent. Til sammenlikning sto investeringer for 51 prosent, tariffkostnader for 12 prosent og letekostnader for 11 prosent. Avslutningskostnader og andre kostnader utgjorde seks prosent.

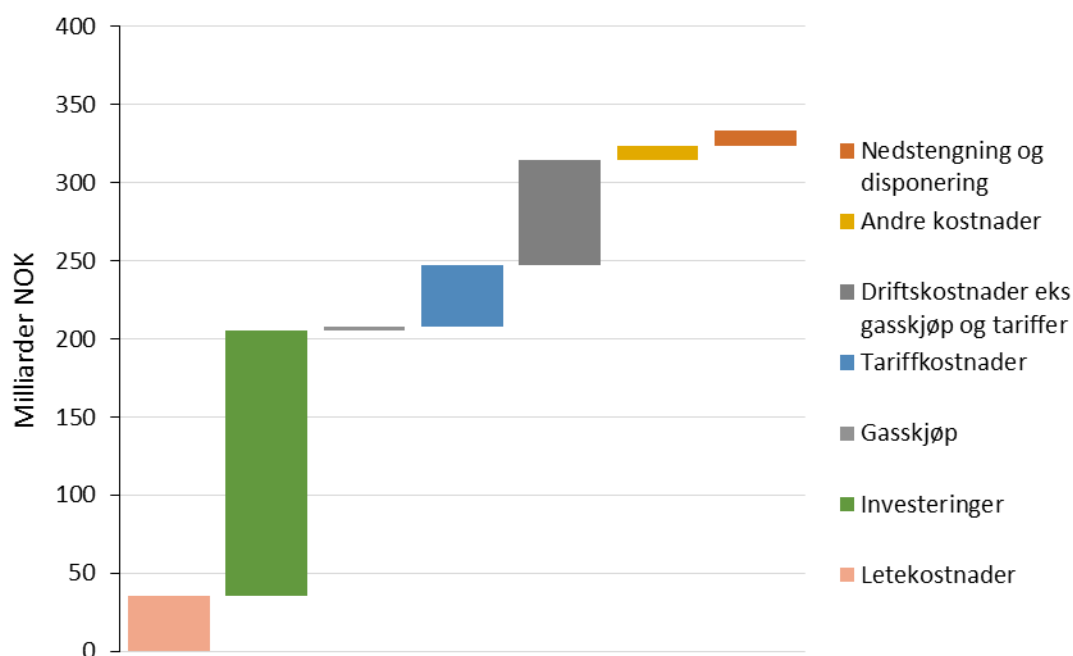
Kostnadsnivået i petroleumsnæringen har steget i løpet av flere år, både nasjonalt og internasjonalt. På norsk sokkel har driftskostnadene økt spesielt kraftig siden midt på 2000-tallet. Samtidig har produksjonen gradvis avtatt.

Denne rapporten tar for seg utviklingen av driftskostnader for alle felt på norsk sokkel og for de 36 feltene som kom i produksjon i 2000 eller tidligere og som fortsatt var i drift ved utgangen av 2014. Sammensetningen og utviklingen av driftskostnadene blir belyst etter alder og utbyggingsløsning. Analysen baserer seg på tall som er innrapportert til Oljedirektoratet i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett til og med høsten 2014.

2 KOSTNADS- OG PRODUKSJONSUTVIKLING

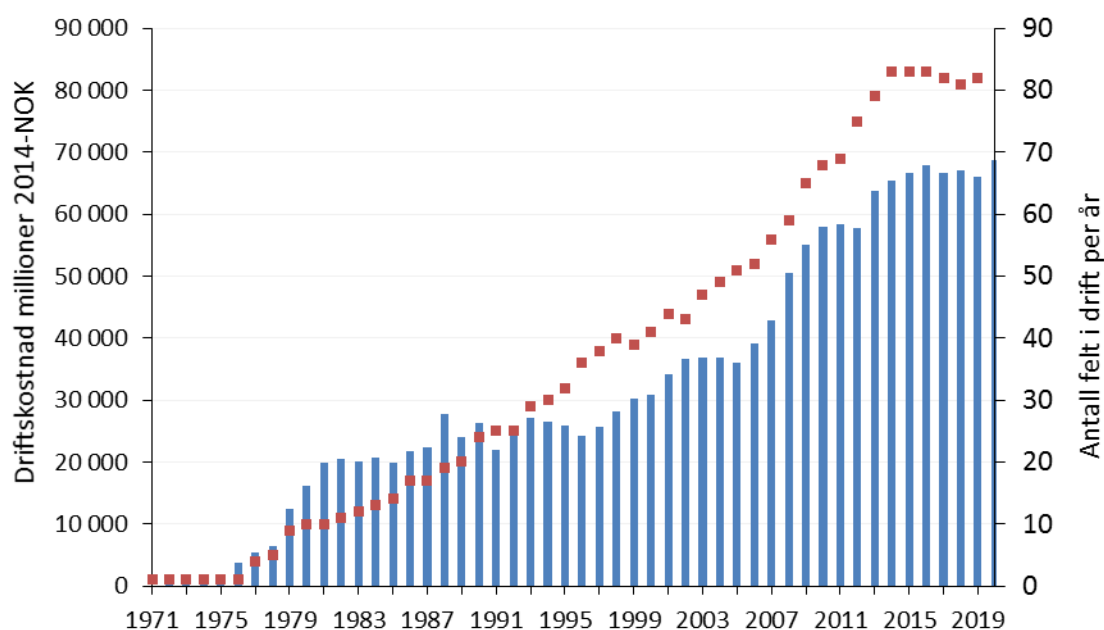
Kostnadene for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i 2014 var til sammen 334 milliarder kroner. Når kostnader til gasskjøp og tariffer holdes utenfor, summerer de totale utgiftene seg til 294 milliarder kroner, ref. Sokkelåret 2014 som OD la fram i januar i 2015.

Figur 2-1 viser hvordan kostnadene for fjoråret fordeler seg på ulike hovedstørrelser.



Figur 2-1: Samlede kostnader pr utgangen av 2014. Foreløpige tall.

Produksjonen på norsk sokkel startet på Ekofisk i 1971. Fram til utgangen av 2014 har i alt 96 felt kommet i produksjon. 18 felt er stengt ned i perioden. Figur 2-2 viser utviklingen i driftskostnader og antall felt i produksjon, både historisk og prognose.



Figur 2-2: Utvikling i driftskostnader (stopler) og antall felt i drift (punkter). Historisk og prognose (2014-2019).

Driftskostnadene har økt markert målt i faste 2014-kroner¹. Kostnadsveksten har vært spesielt sterk siden midt på 2000-tallet. Dette skyldes både økt aktivitet og økt kostnadsnivå. De nærmeste årene forventer OD, basert på prognosen som ble lagt fram i januar 2015, at driftskostnader videreføres på om lag samme nivå som ved utgangen av fjoråret. Antallet felt i drift og samlet produksjon de nærmeste årene antas også å ligge på om lag 2014 - nivå.

OD har i sin prognose lagt til grunn en lavere oljepris de nærmeste årene og deretter en gradvis oppgang. ODs prognose er imidlertid usikker, både på grunn av utviklingen i petroleumprisene, og på grunn av forventet effekt av effektiviseringstiltak i petroleumsnæringen.

3 KOSTNADSSTRUKTUREN

[Samarbeidsavtalen](#), som er et vedlegg til utvinningstillatelsene, spesifiserer hvilke kostnadstyper lisensene er pliktig til å rapportere i sine budsjetter, arbeidsprogram mv. Over tid har kravet til detaljeringsgraden i rapporterte data økt, men strukturen har ligget fast siden 2006. Våre analyser er derfor konsentrert om perioden fra 2007, fordi vi fra da av har sett effekten av de nye rapporteringsrutinene.

¹ For omregning fra løpende til faste kroner er konsumprisindeksen fra Statistisk sentralbyrå benyttet

I henhold til Petroleumsforskriften skal operatørene hver høst sende inn historiske data og prognoser til OD for blant annet driftskostnader for felt, funn, transport- og landanlegg. For driftskostnader har rapporteringen til OD i hovedsak fulgt strukturen i Samarbeidsavtalen, ref. Tabell 3.1.

Hovedkategorier	Beskrivelse
Driftsforberedelser	Aktiviteter knyttet til å rekruttere, lære opp og forberede driftsorganisasjonen på å overta anlegget og utføre driften. Operasjonsaktivitet knyttet til uttesting av anlegg inngår ikke som del av driftsforberedelser.
Ordinære driftskostnader	Alt arbeid som kan direkte henføres mot produksjon og drift av anlegg. Hovedsakelig består det av driftsaktiviteter på offshore/onshore anlegget, samt kostnader som støtteaktiviteter fra land og produksjonskjemikalier.
Vedlikehold	Alle vedlikeholdsaktiviteter forbundet med plattform, landanlegg og tilknyttede rør. Hovedsakelig består det av inspeksjon, tilstandskontroll, forebyggende og korrektivt vedlikehold, overflatevedlikehold, vedlikehold boremodul samt vedlikeholdsstøtte.
Brønnvedlikehold	Alle kostnader som gjelder arbeid nedi brønnen fram til strupeventil, og som ikke er en del av et boreprosjekt.
Modifikasjoner	Aktiviteter relatert til utvidelse eller modifisering av eksisterende utstyr og anlegg som krever endring av teknisk dokumentasjon. Endringsprosjekter og ombygginger som ikke er vedlikehold, men som heller ikke kvalifiserer som driftsinvestering.
Driftsstøtte	Diverse drifts- og støtteaktiviteter.
Logistikk	Kostnader knyttet til maritime operasjoner, lufttransport, forsyningsbaser og beredskap.
Tariffkostnader	Kostnader knyttet til feltekstern prosessering og transport av olje og gass mellom felt.
Andre driftskostnader	Kostnader som ikke kan henføres mot andre operative poster.
Gasskjøp	Gasskjøp i forbindelse med injeksjon.

Tabell 3.1: Driftskostnadsstrukturen. Hovedposter.

Foreløpige tall for 2014 viser at de største utgiftspostene er tariffkostnader, ordinære driftskostnader og utgifter til vedlikehold. Til sammen utgjorde disse postene om lag 70 prosent av de totale driftskostnadene, ref.

Tabell 3.2. Driftskostnadene, bortsett fra utgifter til gasskjøp og tariffkostnader, utgjorde 61 prosent av de samlede driftskostnadene.

Driftskostnader	Mill 2014 kroner	I prosent
Tariffkostnader	40 028	37 %
Ordinære driftskostnader	20 259	19 %
Vedlikehold	17 863	16 %
Driftsstøtte	11 696	11 %
Brønnvedlikehold	8 150	8 %
Logistikk	3 944	4 %
Driftsforberedelser	2 171	2 %
Modifikasjoner	2 120	2 %
Gasskjøp	1 795	2 %
Andre driftskostnader	566	1 %
Sum driftskostnader	108 592	100 %
Sum driftskostnader eks gasskjøp og tariffer	66 769	61 %

Tabell 3.2: Driftskostnader 2014. Fordeling på hovedposter. Foreløpige tall.

I 2014 utgjorde driftsstøtte 11 prosent av de totale driftskostnadene. Posten kan brytes ned på følgende seks elementer, se Tabell 3.3.

Kategorier	Beskrivelse
Undervannsoperasjoner og vedlikehold	All drifts- og vedlikeholdsaktivitet relatert til undervannsanlegg, inkludert inspeksjons- og beredskapskostnader for undervannsanleggene.
Plattformtjenester	Kostnader relatert til til hoteldriften/forpleining av plattformen, og evt. andre støttetjenester på plattform.
Administrasjon	Kostnader relatert til ledelse, direkte og indirekte administrasjon av operativ organisasjon, eksempelvis feltsjef, økonomi, personal og IT.
HMS	Aktiviteter relatert til HMS-arbeid samt lisensspesifikke HMS-prosjekter.
Reservoarstyring og utvikling	Kostnader i forbindelse med langtidsplanlegging, kvalitetssikring, reservoarstyring, produksjonsoptimalisering, modellering og økt oljeutvinning.
Forretningsutvikling	Kommersielle aktiviteter i forbindelse med vurdering av forretningsmuligheter for en lisens i drift.

Tabell 3.3: Driftsstøttestrukturen

Foreløpige tallene for 2014 viser at utgifter til undervannsoperasjoner og vedlikehold, reservoarstyring og utvinning utgjør de største utgiftspostene, ref. Tabell 3.4.

Driftsstøtte	Mill 2014 kroner	I prosent
Undervannsoperasjoner og vedlikehold	3 004	26 %
Plattformtjenester	1 592	14 %
Administrasjon	1 904	16 %
HMS	930	8 %
Reservoarstyring og utvikling	2 476	21 %
Forretningsutvikling	1 790	15 %
Sum	11 696	100 %

Tabell 3.4: Driftsstøtte 2014. Fordeling på underposter. Foreløpig tall

Tariffkostnader rapporteres til OD i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett i noe mer detalj enn det Samarbeidsavtalen spesifiserer, ref. Tabell 3.5.

Underposter	Beskrivelse
Tariffer – import av tjenester	Kostnader knyttet til bruk av transport- eller prosesseringsanlegg som geografisk eller i petroleumslovens forstand er utenfor norsk sokkelområde, men som likevel kommer til fradrag mot petroleumsskatt.
Tariffer – transport av olje	Kostnader ved oljetransport før normprispunkt. Det vil si transportkostnader som er fradragsberettiget mot petroleumsskatt.
Tariffer – transport av gass	Kostnader ved gasstransport fram til omsetningssted, dvs. transportkostnader som er fradragsberettiget mot petroleumsskatt.
Prosesserings- og behandlingstariffer offshore	Kostnader knyttet til prosessering og behandling på 3. parts innretning inkludert lagring, modulering mv. av petroleum, dvs. prosesserings- og behandlingskostnader som er fradragsberettiget mot petroleumsskatt.
Prosesserings- og behandlingstariffer land	Kostnader knyttet til prosessering og behandling inkludert lagring, modulering mv. av petroleum som finner sted på terminaler på land, dvs. prosesserings- og behandlingskostnader i landanlegg som er fradragsberettiget mot petroleumsskatt.
Tariffer – kostnadsdeling drift	Direkte dekning av driftskostnader knyttet til en kostnadsdelingsavtale, dvs. driftskostnader som knyttes til et vertsfelt.
Tariffer – kostnadsdeling investeringer	Direkte dekning av investeringer knyttet til kostnadsdelingsavtale, dvs. investeringer som må gjøres på et vertsfelt grunnet tilknytting til dette feltet.

Tabell 3.5: Tariffkostnadsstrukturen

Fordeling av tariffkostnader basert på foreløpige tall for 2014 viser at betaling for transport av gass utgjorde 40 prosent av kostnadene og var den klart største utgiftsposten, ref. Tabell 3.6. Tariffer for prosessering og behandling på terminaler offshore og på land står for henholdsvis for 22 og 19 prosent av de totale tariffkostnadene.

Tariffkostnader	Mill 2014-kroner	I prosent
Tariffer- import av tjenester	2 765	7 %
Tariffer- transport av olje	2 965	7 %
Tariffer- transport av gass	16 069	40 %
Proseserings- og behandlingstariffer offshore	8 829	22 %
Proseserings- og behandlingstariffer land	7 794	19 %
Tariffer- kostnadsdeling drift	1 501	4 %
Tariffer- kostnadsdeling investering	105	0 %
Sum tariffkostnader	40 028	100 %

Tabell 3.6: Tariffkostnader i 2014. Fordeling på underposter. Foreløpige tall

Driftskostnadene skal rapporteres på det feltet der de oppstår. Det innebærer at vertsfelt som tar imot brønnstrømmen fra ett eller flere felt, rapporterer driftskostnader både for sin egen

produksjonen og for tredjepartsvolumer. For tjenester som utføres på et vertsfelt betales tariffkostnader.

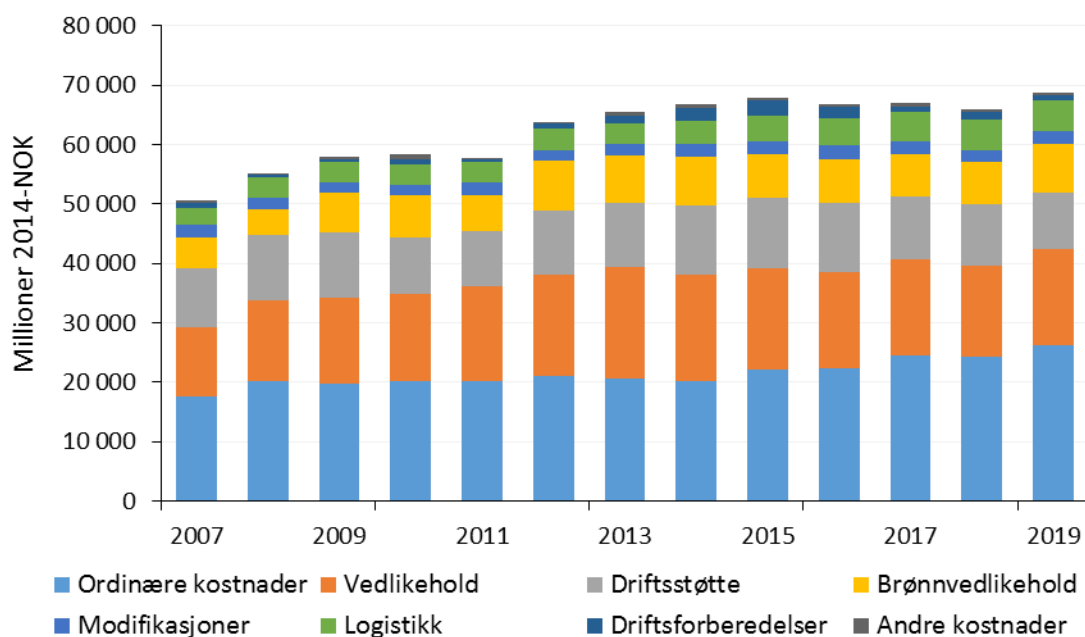
Felt som bruker andre felts innretninger som vertsfelt, kalles satellittfelt. Vertsfelt kan håndtere produksjonen fra satellittfelt for behandling, transport og lagring. Typiske satellittfelt er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koplet opp mot produksjonsinnretninger på andre felt og felt som produserer via brønner boret fra en vertsinnetning.

Fastsetting av tariffer for satellittfelt som bruker andre felts innretninger skal være i overensstemmelse med [Forskrift om andres bruk av innretninger](#) (TPA-forskriften) og [Forskrift om fastsettelse av tariffer mv for bestemte innretninger](#) (Tariff-forskriften). Med virkning fra 1. januar 2013 ble tariff-forskriften endret av Olje- og energidepartementet (OED). Endringen innebar at tariffer for nye bestillinger i Gassledsystemet i enkelte deler av Gassled ble lavere enn før. Denne forskriftsendringen ble påklaget. Ved dom i Oslo tingrett 25. september 2015 ble OED/staten frifunnet søksmålet. Saksøkerne bestemte seg 30. oktober 2015 for å anke dommen. Dersom forskriftsendringen til OED blir stående, kan tariffer for transport av gass og enkelte landtariffer bli noe lavere.

Tariffkostnader har langt på vei sin motpost som tariffinntekter for vertsfeltene. Unntak er betaling for transport av gass og delvis unntak for prosesserings- og behandlingstariffene offshore og på land. For felt som betaler tariffer, kan disse utgjøre en betydelig kostnad. Gass som kjøpes for å injiseres i reservoarene skal bidra til øke uttaket av olje fra feltene og dermed også til høyere oljeinntekter. I de fleste tilfeller blir injisert gass reproduisert og solgt senere. Utgifter til gasskjøp og tariffer holdes derfor utenfor i den videre analysen.

4 KOSTNADSUTVIKLINGEN PÅ SOKKELNIVÅ

viser utvikling og prognoser for samlede driftskostnader for funn, felt og rør- og landanlegg og fordeling på de ulike hovedkategorier av kostnader i perioden 2007 - 2019.

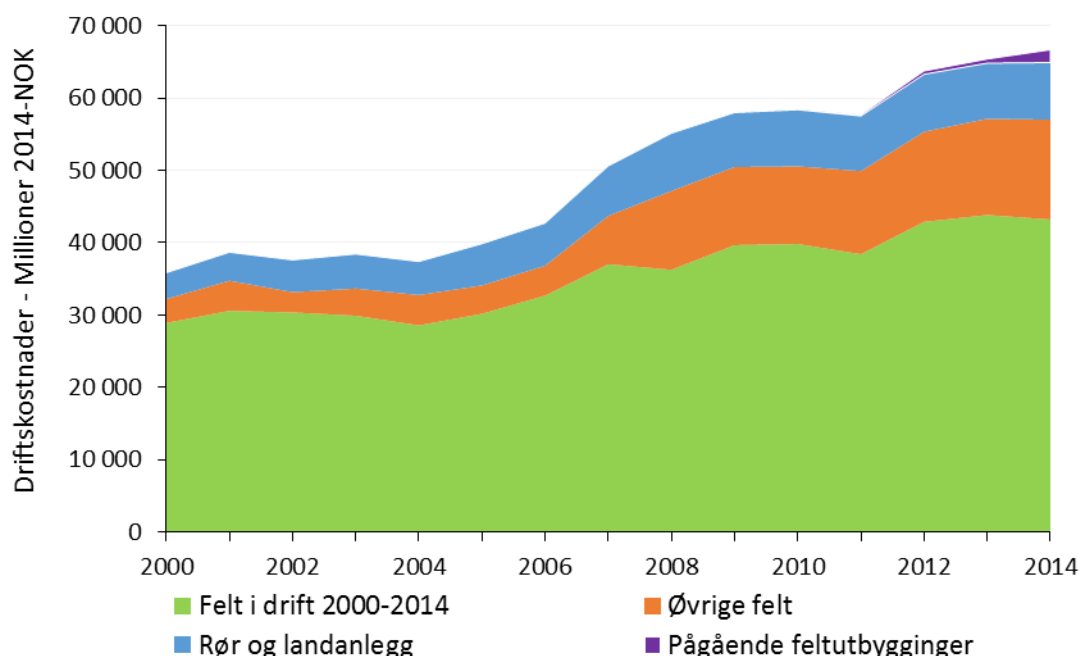


Figur 4-1: Driftskostnader fordelt etter hovedkategorier. Historisk og prognose (2014-2019)

Målt i faste 2014- kroner har de samlede driftskostnadene økt med 16 milliarder kroner til 67 milliarder kroner fra 2007 til 2014. Dette tilsvarer en vekst på 32 prosent. Utgiftene har økt for samtlige hovedkategorier. Veksten i driftsstøtte, vedlikehold, brønnvedlikehold og ordinære driftskostnader står for til sammen 85 prosent av veksten etter 2007.

5 DRIFTSKOSTNADER ETTER FELTSTATUS I 2014

Ved utgangen av 2014 var 78 felt i drift. I tillegg var 11 felt under utbygging, mens 92 funn var uten vedtatt utbyggingsplan. Figur 5.1 viser utviklingen i driftskostnader for felt sortert etter feltstatus pr utgangen av 2014. Felt i drift grupperes i to kategorier; felt som har vært i drift siden 2000 eller tidligere og øvrige felt, i alt 36 felt. I kategorien øvrige ligger felt der produksjonen startet før årtusenskiftet, men som ble stengt før utgangen av 2014. I tillegg inngår felt som kom i drift etter 2000, både de som fortsatt er i produksjon og de som var stengt ved utgangen av 2014. Rør- og landanlegg er skilt ut i en egen kategori.



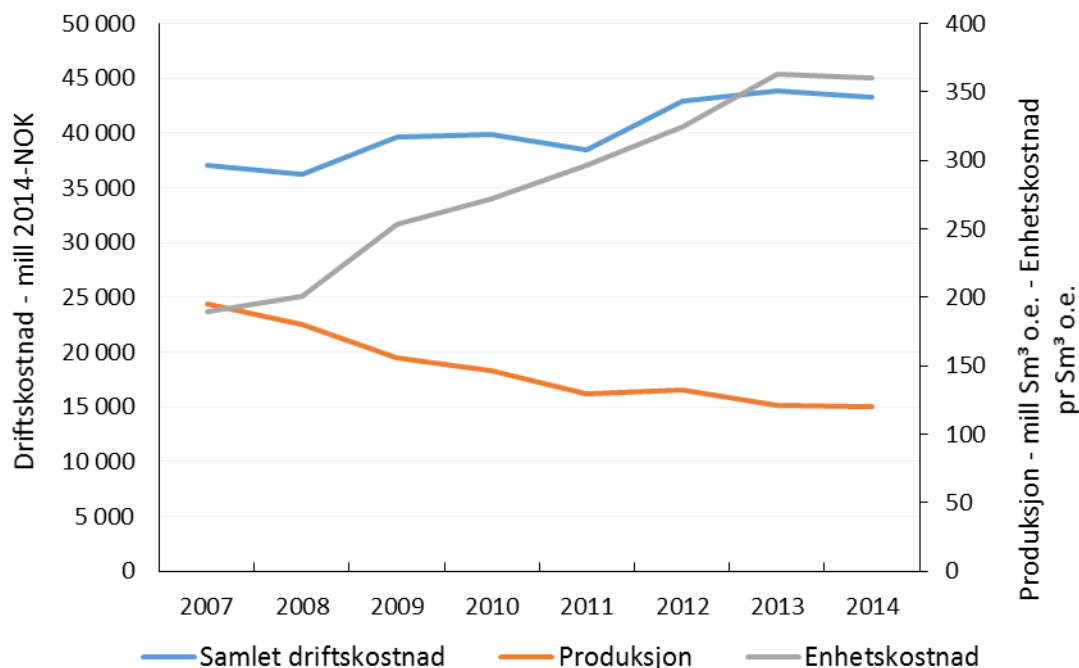
Figur 5-1: Driftskostnader fordelt etter feltstatus pr utgangen av 2014. Foreløpig tall for 2014

Om lag 65 prosent av de totale driftskostnadene i 2014 kan knyttes til felt som har vært i produksjon siden 2000, mens øvrige felt i drift, inkludert landanleggene på Nyhamna (Ormen Lange) og Melkøya (Snøhvit), står for 21 prosent. Driften av andre landanlegg/terminaler og rør utgjør 12 prosent av samlede driftskostnader.

Fra 2011 til 2012 gikk de samlede driftskostnadene opp med 6 milliarder kroner. Felt i drift i 2000-2014 stod for om lag 4,5 milliarder kroner av denne oppgangen. Dette skyldes i første rekke økte utgifter til brønnvedlikehold, vedlikehold og driftsstøtte.

6 DRIFTSKOSTNADER FOR FELT SOM HAR VÆRT I DRIFT I PERIODEN 2000-2014

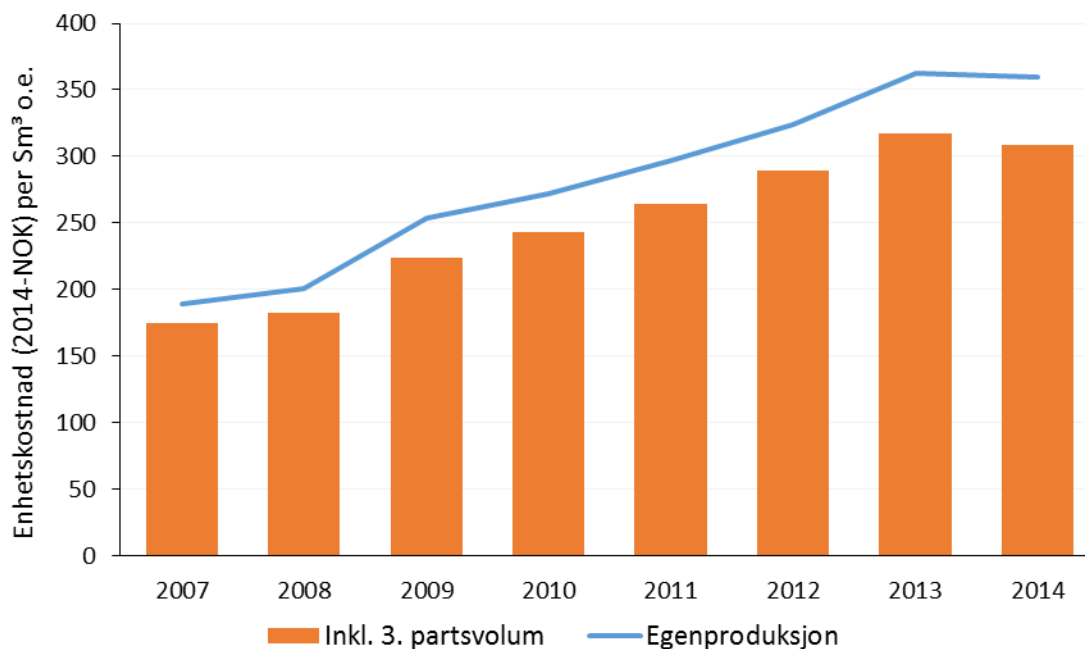
Av feltene som kom i produksjon i 2000 eller tidligere, var 36 felt fortsatt i drift ved utgangen av 2014, ref. vedlegg 1. Samlede driftskostnader, samlet produksjon og enhetskostnadene for disse feltene er vist i Figur 6-1.



Figur 6-1: Utvikling i samlet driftskostnad og egen produksjon. Foreløpige kostnadstall for 2014

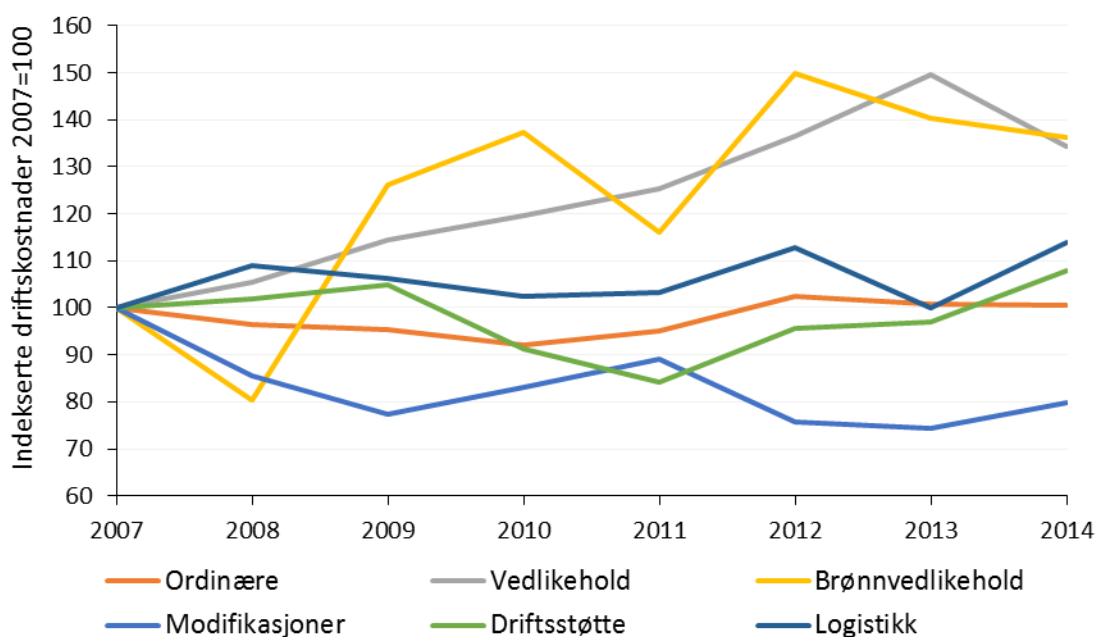
I 2014 var driftskostnadene for disse feltene 43,2 milliarder kroner, og produksjonen var 120 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Produksjonen i 2014 var 38 prosent lavere enn i 2007, men kostnadene var 17 prosent høyere. Enhetskostnadene, eller driftskostnadene pr produsert enhet oljeekvivalenter per felt, har dermed steget markert i perioden. Imidlertid er flere satellittfelt fasett inn til feltene i utvalget. Derfor er det viktig å ta hensyn til tredjepartsvolumer for å få et riktigere bilde av utviklingen i enhetskostnader.

Figur 6-2 viser utviklingen i enhetskostnader, inkludert tredjepartsvolumer. Fra 2007 til 2014 har volumer fra tredjepartsfelt bidratt til å øke produksjonen fra de 36 feltene med 11 prosent. Det går fram av figuren at enhetskostnadene med tredjepartsvolum inkludert, ligger lavere enn når bare egenproduksjon tas med. Figuren viser også at enhetskostnadene var noe lavere i 2014 enn 2013, etter å ha steget år for år i hele perioden fra 2007.



Figur 6-2: Utvikling i enhetskostnader for felt som har vært i drift 2000-2014. Foreløpige kostnadstall for 2014

For å belyse hvilke kostnadstyper som har drevet kostnadsveksten siden 2007, er de samlede driftskostnadene for de 36 feltene i utvalget brutt ned på hovedkategorier, og utgiftstallene er indeksert med 2007 som referanseår.



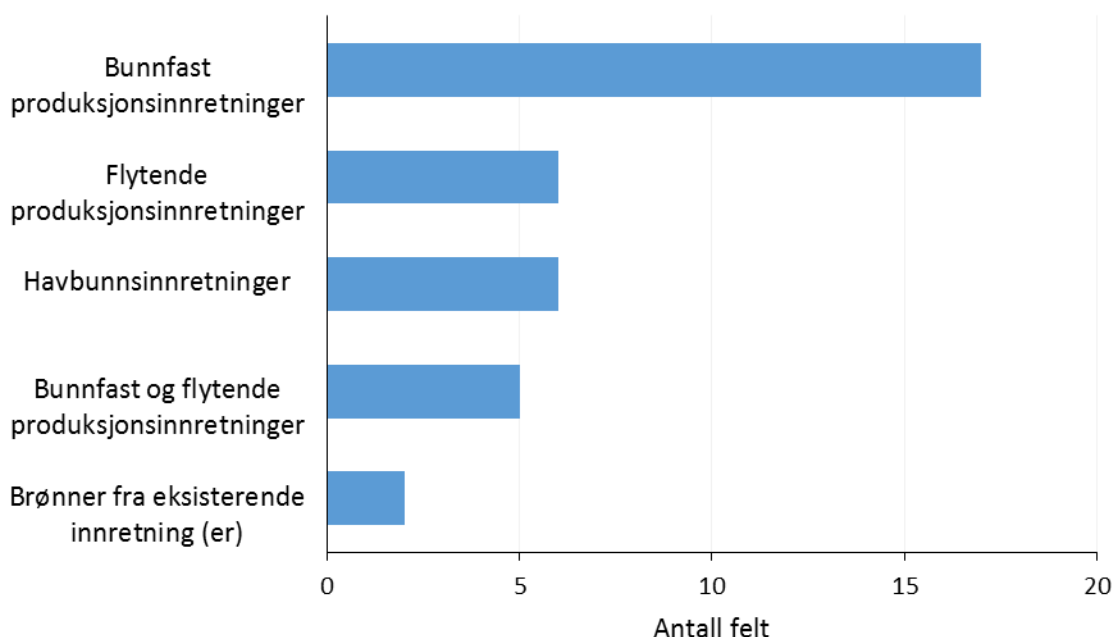
Figur 6-3: Indekserte driftskostnader på felt i drift i 2000-2014 etter hovedkategorier.

Figur 6-3 viser at veksten i driftskostnader i hovedsak skyldes vekst i vedlikeholdskostnader og brønnvedlikehold. Figuren viser også at det er store årlig variasjoner i brønnvedlikeholdsutgiftene. Dette har sammenheng med at det blir gjennomført kampanjer som omfatter flere brønner på felt der det benyttes flyttbar rigg til brønnvedlikehold.

7 DRIFTSKOSTNADER FOR FELT SOM HAR VÆRT I DRIFT I PERIODEN 2000-2014 – SORTERT PÅ UTBYGGINGSLØSNING OG PRODUKSJONSSTART

7.1 Utbyggingsløsning

OD har definert fem hovedkategorier av utbyggingsløsninger. Utbyggingsløsning ved utgangen av 2014 er førende for valg av kategori, ref. Figur 7-1. Feltene kan opprinnelig ha vært bygd ut med andre løsninger. For eksempel ble Hod i sin tid bygd ut med en produksjonsinnretning, men feltet har de siste årene produsert via brønner boret fra en av Valhallinnretningene. Produksjon over Hod-innretningen ble avsluttet i 2013.

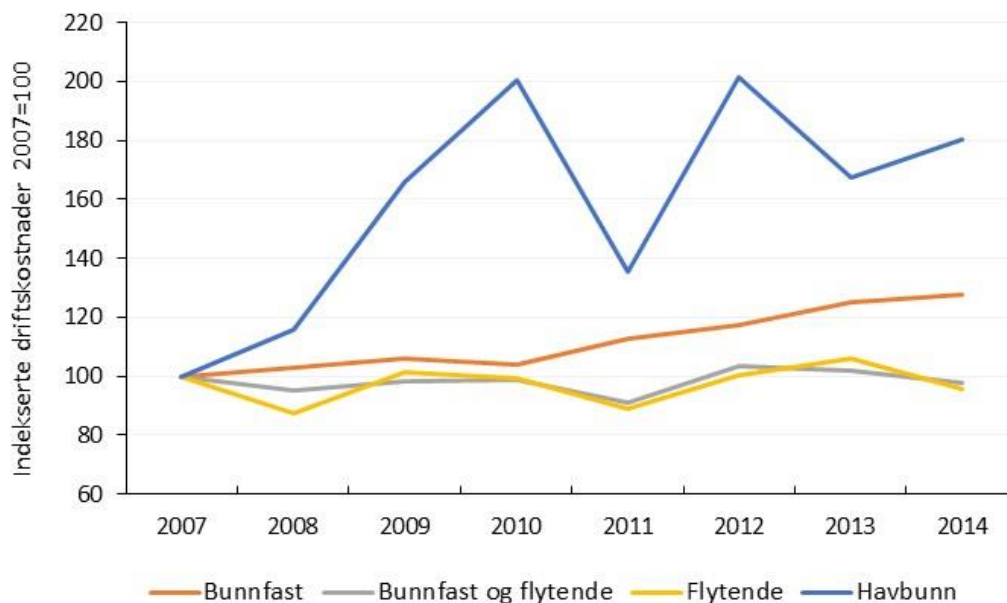


Figur 7-1: Antall felt i drift i perioden 2000-14 kategorisert etter utbyggingsløsning pr utgangen av 2014.

I alt 28 av de 36 feltene i utvalget er bygd ut med produksjonsinnretninger, bunnfaste, flytende, eller med både bunnfaste og flytende produksjonsinnretninger. De øvrige feltene er enten gruppert som havbunnsinnretninger koplet opp til infrastrukturen på vertsfelt eller som brønner boret fra vertsplattformer.

Endringene i samlede driftskostnader siden 2007 fordelt på utbyggingsløsning er vist i Figur 7-2, med unntak av felt som produserer via brønner boret fra vertsplattformer. Målt i prosent har kostnadsveksten vært kraftigst for havbunnsfelt. Samlede driftskostnader for havbunnsfelt har steget med nesten to milliarder kroner eller med 80 prosent fra 2007 til 2014. Dette skyldes i hovedsak økte utgifter til brønnvedlikehold.

Aktivitetsnivået på havbunnsfeltene er om lag uendret fra 2007 til 2014. Ved utgangen av 2014 var i alt 38 brønnrammer i drift, det er tre flere enn i 2007. Havbunnsfelt benytter flyttbare rigger til brønnvedlikehold. Økte kostnader generelt og riggrater spesielt er viktig for veksten i brønnvedlikeholdskostnadene på havbunnsfelt fra 2007 til 2014. For havbunnsfeltene utgjør utgifter til brønnvedlikehold en stor andel av de totale driftskostnadene, i gjennomsnitt 33 prosent i perioden 2007-2014. Til sammenlikning utgjorde denne andelen for felt bygd ut med flyttbare produksjonsinnretninger i gjennomsnitt 17 prosent i samme periode.



Figur 7-2: Felt i drift 2000-2014. Driftskostnader etter type utbyggingsløsning, 2007-2014.

De store årlig variasjonene i samlede driftskostnader for havbunnsfelt går fram av Figur 7-2. Variasjonene kan forklares med at brønnvedlikeholdet blir gjennomført i kampanjer som omfatter flere brønner. Nedgangen fra 2010 til 2011 kan forklares med at fem av seks havbunnsfelt brukte betydelig mindre penger på brønnvedlikehold i 2011 enn året før.

For felt med bunnfaste innretninger har samlede driftskostnader også økt markert siden 2007. I 2014 kostet det fem milliarder kroner mer å drifte disse feltene enn i 2007, noe som tilsvarer en vekst på 28 prosent. Utgiftene innenfor alle hovedgrupper av kostnader har økt. Størst har veksten vært for utgifter til vedlikehold, brønnvedlikehold og driftsstøtte.

Det er vanlig at felt som er bygd ut med bunnfaste eller flytende produksjonsinnretninger eller med begge typer innretninger også har havbunnsanlegg med enkle eller doble brønnrammer. Det er normalt at nye brønnrammer tas i bruk etter hvert som felt går over i en mer moden produksjonsfase. Seks av de 17 feltene som er gruppert som felt med bunnfaste produksjonsinnretninger har havbunnsinnretninger i tillegg. Totalt var 21 brønnrammer i drift pr utgangen av 2014 på felt bygd ut med bunnfaste produksjonsinnretninger. Dette er åtte mer enn i 2007. Utvikling i utgifter til brønnvedlikehold på disse feltene har sammenheng med betydelig økt aktivitet på havbunnsanleggene.

7.2 Alder

Figur 7-1 viser at det i alt er bygd ut 28 felt ut med enten bunnfaste eller flytende produksjonsinnretninger eller med begge deler. Tabell 7.1 viser hvilket 10-år produksjon fra disse feltene startet.

Produksjonsstart	Antall felt med produksjonsinnretninger
1971-1980	4
1981-1990	7
1991-2000	17
Sum antall felt	28

Tabell 7.1: Antall felt med produksjonsinnretninger etter det 10-året de startet å produsere i.

En sammenlikning av kostnadsutviklingen fra 2007 til 2014, der hovedgruppene av driftskostnader er indekset med 2007 som referanseår, indikerer at brønnvedlikehold og driftsstøtte er avhengig av alder på innretningen. Innenfor disse kostnadsgruppene har felt med oppstart i 1971-1980 har hatt størst prosentvis kostnadsvekst, så kommer felt som kom i drift i det neste tiåret, altså fra 1981 – 1990, mens felt med produksjonsstart det siste tiåret har hatt lavest prosentvis kostnadsvekst. Data tyder ikke på at vedlikehold og modifikasjoner er avhengig av alder på innretningen.

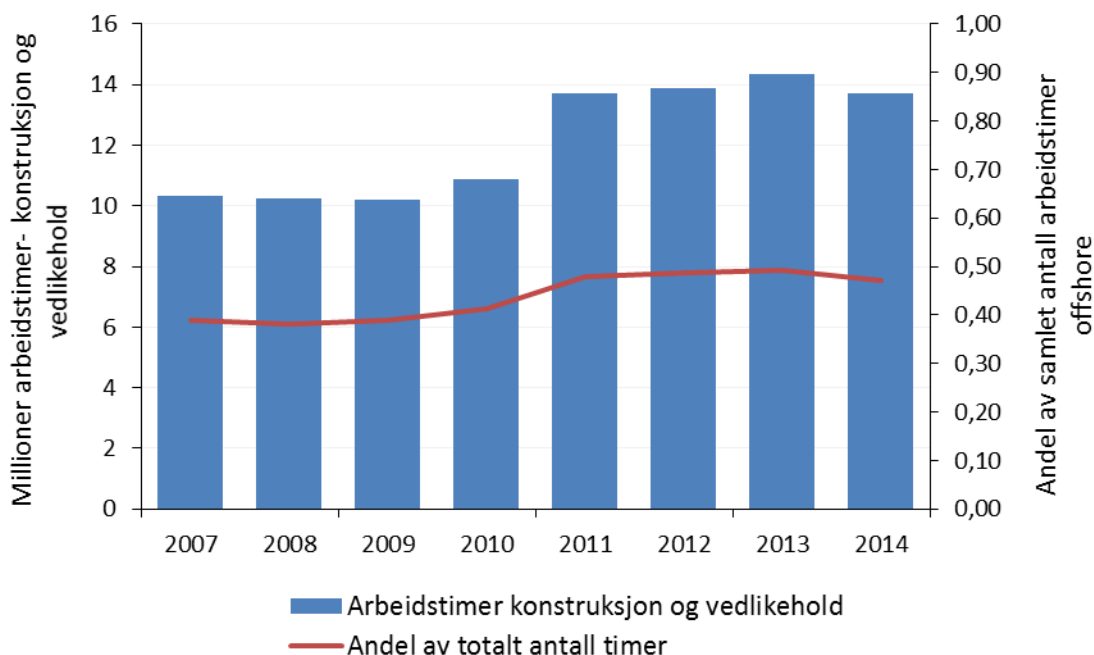
Samarbeidsavtalens rapporteringskrav om vedlikehold og modifikasjoner

Ifølge Samarbeidsavtalen skal all vedlikeholdsaktivitet føres som driftskostnader, mens modifikasjoner enten skal føres som driftskostnader eller som investeringer. Samarbeidsavtalen er ikke entydig på hvor skillet går. Om operatørene har ført modifikasjoner/vedlikehold som investeringer eller som driftskostnader kan derfor ha variert.

Oversikt over antall timer offshore fra Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet (Ptil) fører oversikt over antall timer offshore fordelt på fem ulike funksjoner, deriblant modifikasjoner og vedlikehold². Dette er aktivitet som i ODs egne kostnadsoversikter kommer fram dels som investeringskostnader og dels som driftskostnader.

Figur 7.3 viser utviklingen i timetall offshore benyttet til modifikasjoner og vedlikehold på felt som har vært i drift i siden år 2000. I tillegg vises andelen målt mot totalt antall timer offshore.



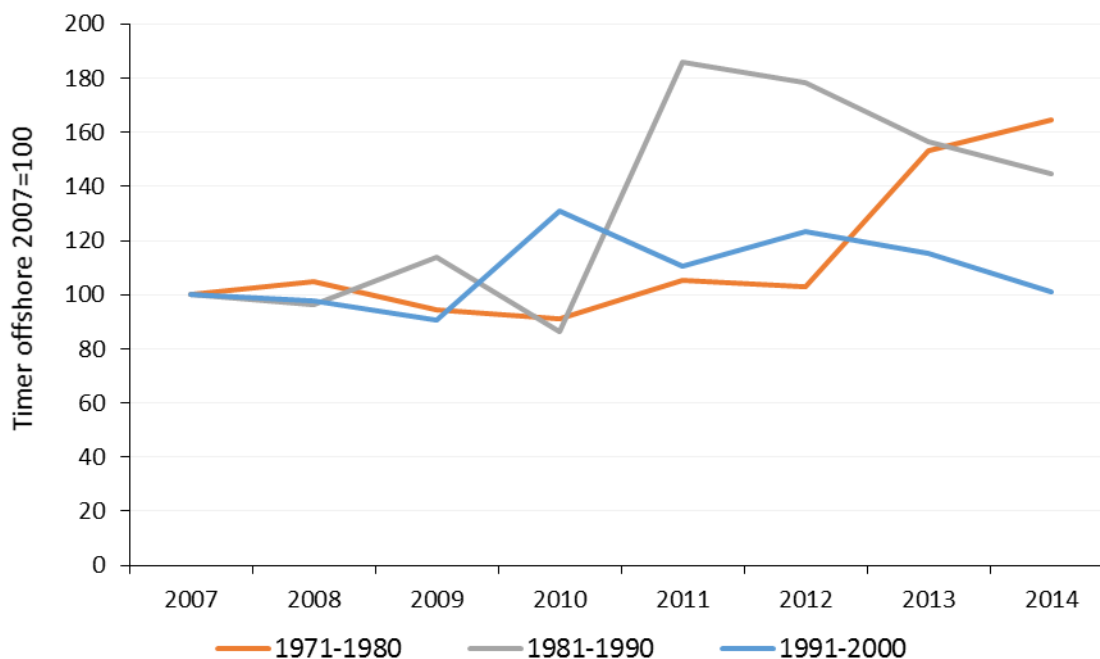
Figur 7-3: Arbeidstimer offshore til konstruksjon og vedlikehold rapportert til Petroleumstilsynet

Tallene fra Ptil viser at det fra 2007 til 2014 var en økning i antallet timer offshore til vedlikehold og modifikasjon på 3,4 millioner timer, fra 11,3 til 13,7 millioner timer. Dette tilsvarer en økning på 33 prosent. Andelen timer til modifikasjoner og vedlikehold i forhold til totalt antall arbeidstimer offshore har i samme periode steget fra 39 til 47 prosent. Større

² Se [Risikonivårappport](#) og [Vedlegg A til Risikonivårappport](#)

prosjekt på noen innretninger og klargjøring av nye innretninger på felt forklarer i hovedsak denne økningen.

Vi har også gruppert feltene etter det ti-året de kom i drift, for å vurdere om vedlikeholds- og konstruksjonsarbeid er avhengig av alder på feltet. Timetallet offshore til konstruksjon og vedlikehold på produksjonsinnretninger er indeksert med 2007 som referanseår, og utviklingen er vist i Figur 7-4.



Figur 7-4: Utvikling i antall timer offshore til vedlikehold og konstruksjon etter feltenes alder

Felt som kom i drift i 1971-1980 har hatt en høyere prosentvis vekst i timetall brukt til konstruksjon og vedlikehold enn felt som kom i drift de neste to tiårene. Den sterke økningen fra 2012 til 2013 skyldes i hovedsak aktivitet i Ekofiskområdet. For felt som kom i produksjon i perioden 1981-2000 var det en kraftig oppgang i timeforbruket fra 2010 til 2011. Dette skyldes i hovedsak omfattende arbeid på enkelte felt i forbindelse med nye innretninger og modifikasjoner på eksisterende innretninger.

8 AVSLUTTENDE KOMMENTARER

Den siste tiden har både oljeselskaper og leverandørindustrien varslet effektiviseringstiltak for å redusere kostnadene. Slike tiltak vil kunne være avgjørende for den totale ressursutnyttelsen på norsk sokkel. Lavere driftskostnader kan bidra til forlenget levetid på feltene og dermed mer produksjon. Dette vil også kunne gi større muligheter for økt produksjon gjennom tilknytning av mindre funn og stimulere interessen for å lete i nærheten av eksisterende felt. Ved utgangen av 2014 var det 92 funn uten vedtatt utbyggingsplan. Av disse vil 84 funn kunne bygges ut med havbunnsinnretninger koplet opp mot eksisterende eller planlagt infrastruktur eller som brønner boret fra eksisterende infrastruktur.

OD støtter opp om det arbeidet som nå pågår i næringen for å få ned kostnadene og øke lønnsomheten. Men vi vil samtidig understrekes at det er viktig å legge et langsiktig perspektiv til grunn. Det er avgjørende at effektiviseringstiltak på felt i drift ikke forringer muligheten til å kunne bygge ut funn eller gjøre vedtak om tiltak for å øke utvinningen på eksisterende felt. Kostnadsreducerende tiltak som kan medføre at felt stenger ned tidligere, eller at ny infrastruktur bygges ut med for liten kapasitet til å kunne ta inn 3. partsfelt, er ikke god ressursforvaltning. Næringen og myndighetene har et felles ansvar for å sikre at mest mulig av ressursene på norsk sokkel blir bygd ut og produsert til størst mulig verdi for samfunnet.

Vedlegg 1

Feltnavn	Oppstart produksjon	Utbyggingsløsning. ODs definisjon
TOR	1978	Bunnfast
BALDER	1999	Bunnfast og flytende
BRAGE	1993	Bunnfast
DRAUGEN	1993	Bunnfast
EKOFISK	1971	Bunnfast
ELDFISK	1979	Bunnfast
EMBLA	1993	Bunnfast
GULLFAKS	1986	Bunnfast
GULLFAKS SØR	1998	Havbunn
GUNGNE	1996	Brønner fra eksisterende
GYDA	1990	Bunnfast
HEIDRUN	1995	Flytende
HEIMDAL	1985	Bunnfast
HOD	1990	Brønner fra eksisterende
JOTUN	1999	Bunnfast og flytende
NJORD	1997	Flytende
NORNE	1997	Flytende
OSEBERG	1988	Bunnfast
OSEBERG SØR	2000	Bunnfast
OSEBERG ØST	1999	Bunnfast
SLEIPNER VEST	1996	Bunnfast
SLEIPNER ØST	1993	Bunnfast
SNORRE	1992	Flytende
STATFJORD	1979	Bunnfast
STATFJORD NORD	1995	Havbunn
STATFJORD ØST	1994	Havbunn
SYGNA	2000	Havbunn
TORDIS	1994	Havbunn
TROLL	1995	Bunnfast og flytende
ULA	1986	Bunnfast
VALHALL	1982	Bunnfast
VARG	1998	Bunnfast og flytende
VESLEFRIKK	1989	Bunnfast og flytende
VIGDIS	1997	Havbunn
VISUND	1999	Flytende
ÅSGARD	1999	Flytende

Tabell: Felt i drift i perioden 2000-2014