

RESSURSRAPPORT 2017

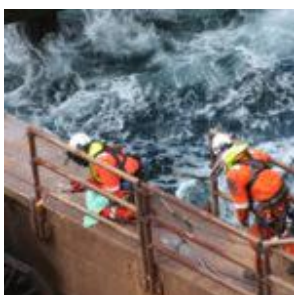
Snu alle steiner

Oljedirektoratet 14.06.2017

Stengning av felt og innretninger er en naturlig del av petroleumsvirksomheten. Før produksjonen avsluttes, er det viktig at alle tiltak som kan gi lønnsom produksjon er vurdert.



Selv om kontinuerlig teknologi-, feltutvikling og oppkobling av nye funn bidrar til økt levetid for mange felt, vil man til slutt nå et punkt der kostnadene ved fortsatt produksjon er høyere enn inntektene fra feltets egenproduksjon og produksjonen fra eventuelle tilknyttede felt. Da vil det besluttes å stenge ned produksjonen og starte arbeidet med disponering av innretningene. Det er vanskelig å anslå presise nedstengningstidspunkt for de ulike feltene og innretningene ettersom dette vil avhenge av flere faktorer. Slike faktorer kan være olje- og gasspriser, forventet produksjonsutvikling, forbedrede produksjonsteknikker, drifts- og vedlikeholdskostnader og installasjonenes tekniske tilstand og levetid. I tillegg til usikkerhet for nedstengningstidspunktet kan tidspunkt for oppstart og varighet av selve avviklingsprosjektet være usikkert.



Felt som er stengt eller kan stenge innen fem år

I løpet av den kommende femårsperioden kan inntil 25 prosent av feltene som nå er i drift bli stengt. Dette kan virke dramatisk, men de aktuelle feltene har så lav produksjon at det har lite å si for den totale produksjonen på sokkelen. Ved utgangen av 2016 er 23 felt på norsk sokkel stengt. Produksjonen fra disse feltene har bidratt med seks prosent av totalproduksjonen.



Endrede forutsetninger påvirker levetiden

Når Plan for utbygging og drift (PUD) blir levert til myndighetene, har rettighetshaverne planlagt hvordan og hvor lenge feltet skal produsere. Dette er basert på kunnskap og data på innleveringstidspunktet. På noen felt har det vist seg at de tidlige estimatene var for optimistiske, men som oftest lever felt lenger og produserer mer enn antatt.

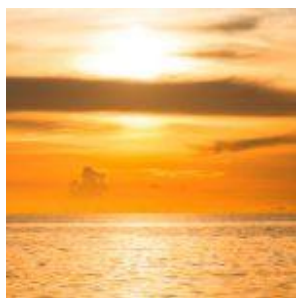
Endringer i levetid



Kostnader knyttet til avslutning

De siste fem årene var de totale nedstengningskostnadene 32,5 milliarder 2016-kroner, og disponeringskostnadene 8,5 milliarder 2016-kroner. Kostnadene er isolert sett store, men sammenlignet med kostnadene til leting, utbygging og drift og inntektene fra feltene, er de relativt små.

Mer om avslutningskostnader



Plugging av brønner

Alle brønner som bores på norsk sokkel skal plugges når produksjon/injeksjon har opphørt. Også letebrønner skal plugges. Oljedirektoratet har estimert at det skal plugges om lag 40-50 brønner per år de nærmeste årene.

Mer om stenging og plugging av brønner



Regelverk for avslutning og disponering

Avslutning av petroleumsvirksomhet og disponering av innretninger er regulert i petroleumslovens kapittel 5. Den fastsetter krav til avslutningsplan og regler for melding om opphør, vedtak om disponering, ansvar, heftelser og statlig overtakelse.

Avslutningsplan og regelverk

Gå til neste tema: ODs rolle

FJERNING



Frigg-feltet er det hittil største feltet på sokkelen hvor disponering av innretningene er gjennomført. Produksjon på feltet ble avsluttet i 2004 etter 27 års drift. Disponeringen til havs startet i 2005 og det omfattende arbeidet ble avsluttet i 2010.

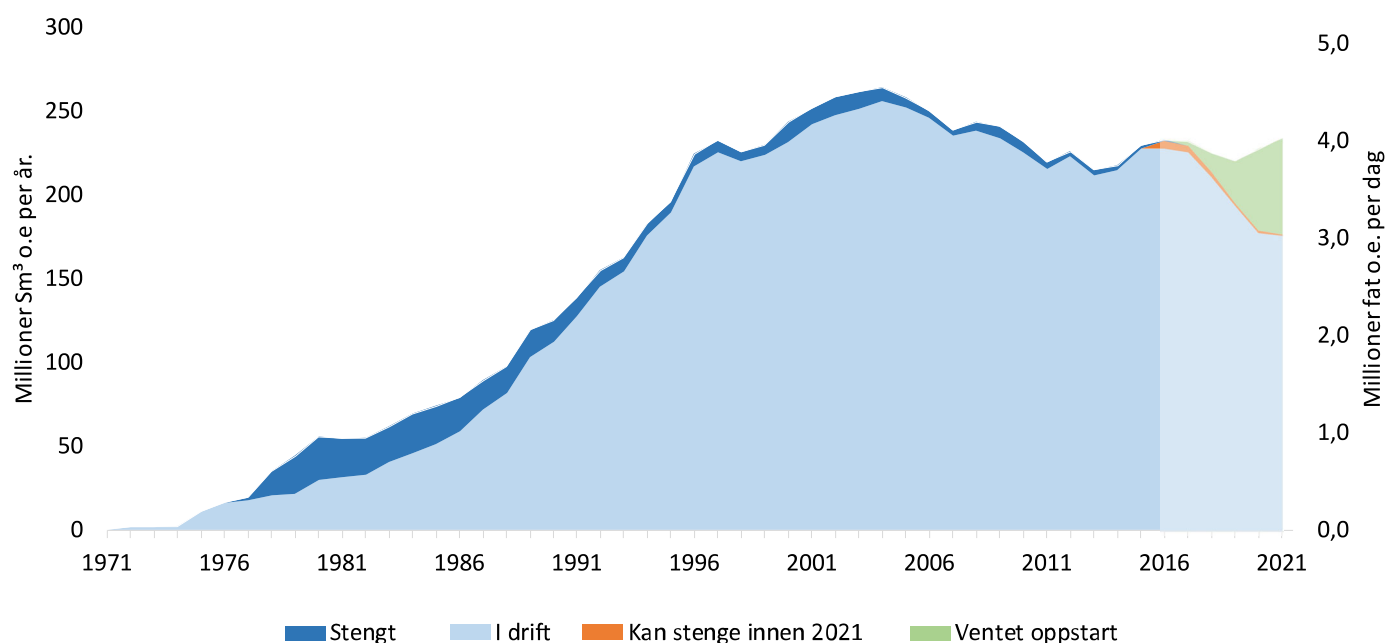
LES MER: [Fjerning av Frigg tok flere år](#)

RESSURSRAPPORT 2017

Status for stengte felt

Oljedirektoratet 14.06.2017

Ved inngangen til 2017 var det 80 produserende og 23 stengte felt på norsk sokkel. Oljedirektoratet (OD) venter at produksjonen fra ytterligere 10-20 felt vil bli stengt fram mot 2021. Det er hovedsakelig mindre felt med enkle utbyggingsløsninger og relativt kort produksjonsperiode som nå nærmer seg avslutning. Det ventes også at enkelte større felt som har vært lenge i drift, og som nå produserer lite, vil bli stengt innen 2021.



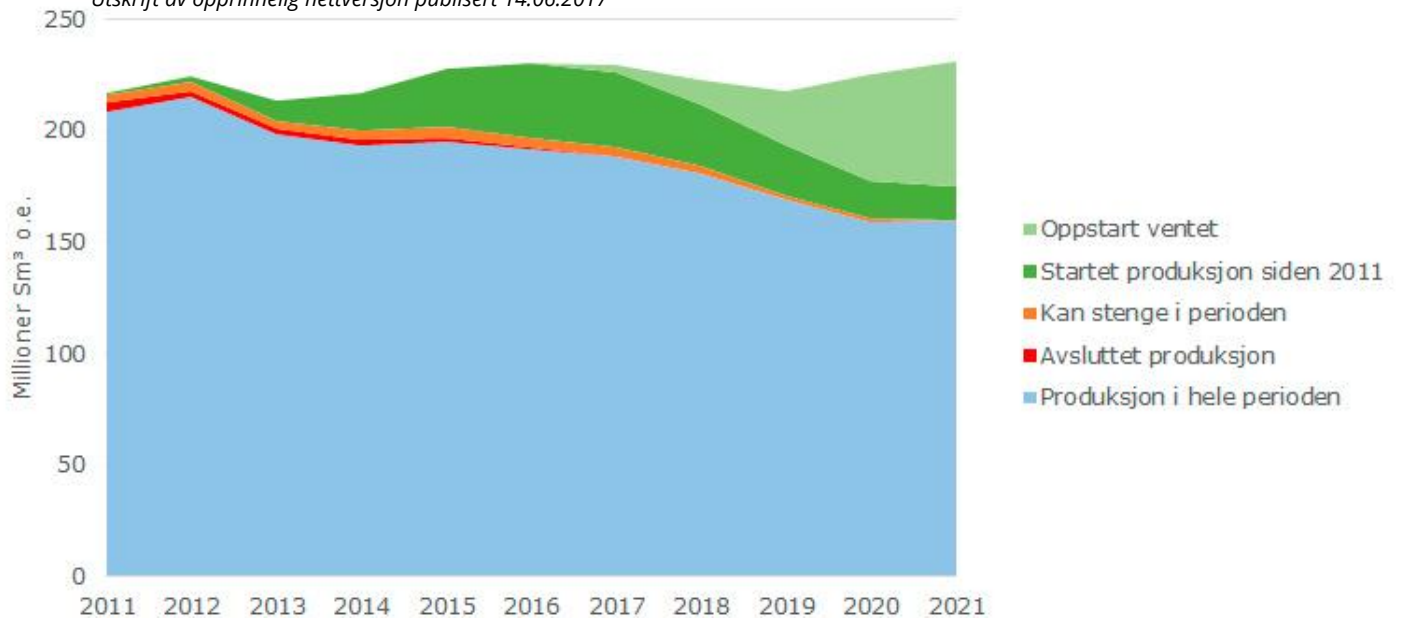
De 23 feltene som er stengt har stått for seks prosent av totalproduksjonen fram til 2016.

Produksjon 2011-2021

Isolert sett kan det virke dramatisk at inntil 25 prosent av feltene, som nå er i produksjon, kan bli stengt i kommende femårsperiode, men feltene har så lav produksjon at de samlet bidrar bare marginalt til totalproduksjonen.

Totalt utgjør produksjonsbidraget fra felt som er stengt eller som sannsynligvis kan bli stengt i perioden 2011 til 2021, to prosent av den samlede produksjonen i denne perioden. Til sammenligning antas det at felt der produksjonen starter i denne perioden vil stå for 14 prosent av den totale produksjonen.

Utskrift av opprinnelig nettsversjon publisert 14.06.2017

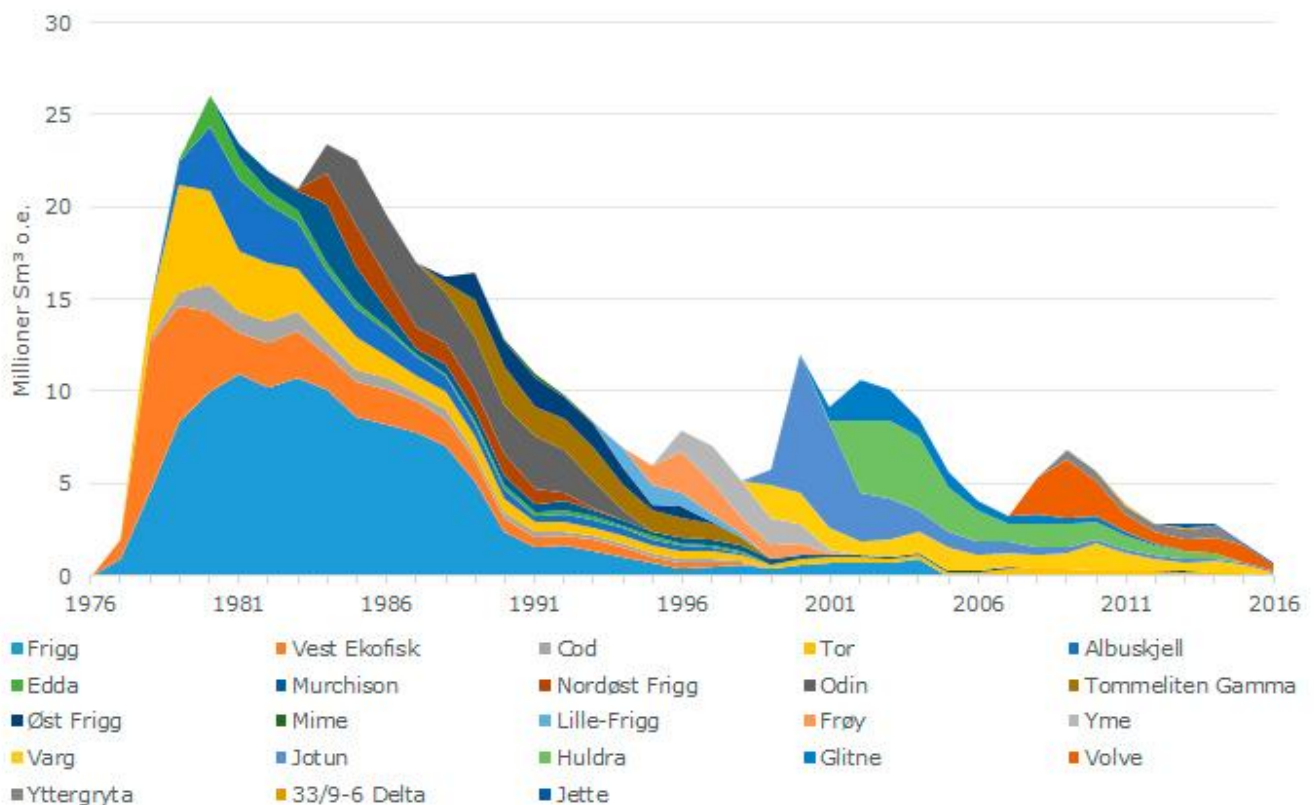


Kun to prosent av produksjonsbidraget kommer fra felt som er stengt eller som sannsynligvis kan stenge innen 2021

↓ Last ned grunnlag

Historisk produksjon fra stengte felt

Figuren viser petroleumsproduksjonen fra de stengte feltene. Frigg, som er det største, rangerer som det 20. største feltet på norsk sokkel.



Figuren viser at feltene produserer mest de første årene etter at de er satt i produksjon (Frigg og Murchison er felt på delelinjen mot Storbritannia, ressursene her viser kun norsk andel).

Historien viser tydelig at det aller meste av produksjonen skjer i de første årene, deretter fortsetter mange felt å produsere på et betydelig lavere og avtakende nivå til produksjonen ikke lenger lønner seg og feltene stenges.

Levetiden til innretninger som ikke lenger produserer selv kan forlenges dersom de kan fungere som vertsinnretning for andre funn i området. Det er derfor viktig at alle muligheter for bruk av innretninger er utredet før de disponeres.

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Levetid på felt](#)

STATUS

Olje- og energidepartementet fatter vedtak om disponering og fastsetter frist for gjennomføring av vedtaket.

Når en innretning stenger, skal produksjonen avsluttes, brønner skal plugges og innretningen klargjøres for disponering. Deretter blir innretningen fjernet i et eller flere trinn.

I noen tilfeller må deler av innretningen etterlates på stedet etter forutgående rensing og merking. Store og omfattende disponeringsprosjekter gjennomføres over flere år.

LES OGSÅ: [Regelverk](#)

Felt	Status	Disponeringsfrist
Albuskjell	Fjernet	
Cod	Fjernet	
Edda	Fjernet	
Frigg	Fjernet	
Frøy	Fjernet	
Glitne	Nedstengt (FPSO fjernet)	2018
Huldra	Nedstengt	2021
Jette	Nedstengt	2019
Jotun	Nedstengt	Jotun A 2023

Lille-Frigg	Fjernet	
Mime	Fjernet	
Nordøst-Frigg	Fjernet	
Odin	Fjernet	
Tommeliten Gamma	Fjernet	
Varg	Nedstengt (FPSO fjernet)	2021
Vest Ekofisk	Fjernet	
Volve	Nedstengt	2018
Tor	Nedstengt	Tor 2/4 E 2022
Yme	Delvis fjernet	
Yttergryta	Nedstengt	Vil behandles sammen med hovedfeltet (Åsgard)
Øst-Frigg	Fjernet	

Murchison og 33/9-6 Delta er ikke med i oversikten over. Murchison er bygd ut på britisk sektor, og 33/9-6 Delta et funn med prøveutvinning som nå er stengt ned.

RESSURSRAPPORT 2017

Endringer i levetid

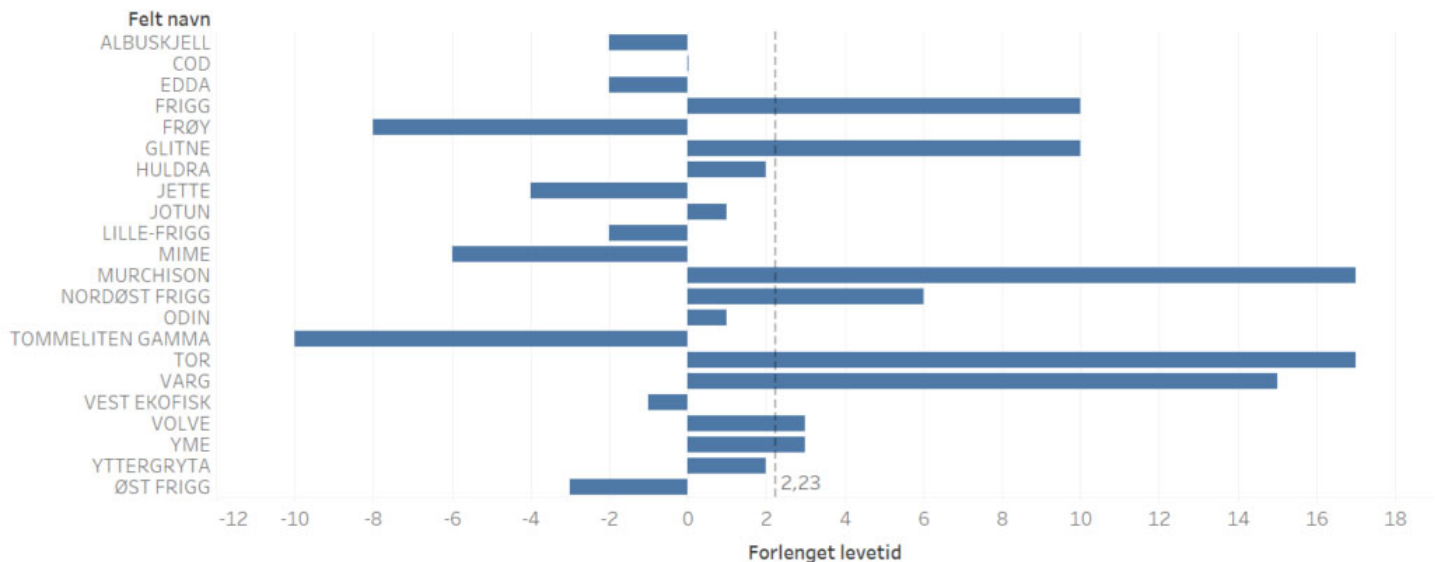
Oljedirektoratet 14.06.2017

Felt lever betydelig lenger enn opprinnelig planlagt, og kapasitet på felt og i infrastruktur må utnyttes på en effektiv måte. Median for forventet levetid ut over levetid i plan for utbygging og drift (PUD) for alle felt i produksjon er ni år, med et gjennomsnitt på nesten 12 år.

Det er flere forhold som kan bidra til forlenget levetid for et felt:

- Det tar lenger tid å produsere ressursene enn estimert
- Endret ressursgrunnlag
- Tiltak for å øke utvinningen
- Innfasing av olje og gass fra andre felt

Når rettighetshaverne leverer sine planer for utbygging og drift av felt, anslår de også hvor lenge feltet kommer til å produsere. Sluttdatoen kan imidlertid framskyndes eller utsettes etter som forutsetningene endres i løpet av feltets levetid. Enkelte felt stenger tidligere enn planlagt. Hovedårsaken er at produksjonsutviklingen har vært dårligere enn antatt.



Gjennomsnittlig levetid for de feltene som nå er stengt, var litt over to år lenger enn ventet ved innlevering av PUD.

Det haster med å kartlegge og lete etter ressurser rundt infrastruktur der produksjonen skal avsluttes i nær fremtid. Kanskje kan denne infrastrukturen nyttes til innfasing av nye funn i området og slik bidra til økt verdiskaping.

De fleste funn blir bygd ut med havbunnsinnretninger og innfasing til eksisterende innretning. Dette reduserer de samlede utbyggingskostnadene i et område og gjøre flere små funn lønnsomme å bygge ut. I tillegg kan det gjøre det mulig å øke utvinningen på vertsfeltet.

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Kostnader knyttet til avslutning](#)

FORLENGET LEVETID

En avslutningsplan for Varg-feltet ble behandlet av myndighetene i 2001. Planen var da å produsere til sommeren 2002, men tiltak som ble gjennomført på feltet forlenget levetiden. En ny avslutningsplan ble levert til myndighetene i 2015. Varg sluttet å produsere i juni 2016 og produksjonsskipet har forlatt feltet. Det pågår permanent plugging av brønner, og disponeringsarbeidet er ventet ferdigstilt i slutten av 2021.



Varg sluttet å produsere mange år etter det som var antatt i opprinnelig plan for utbygging og drift (PUD).

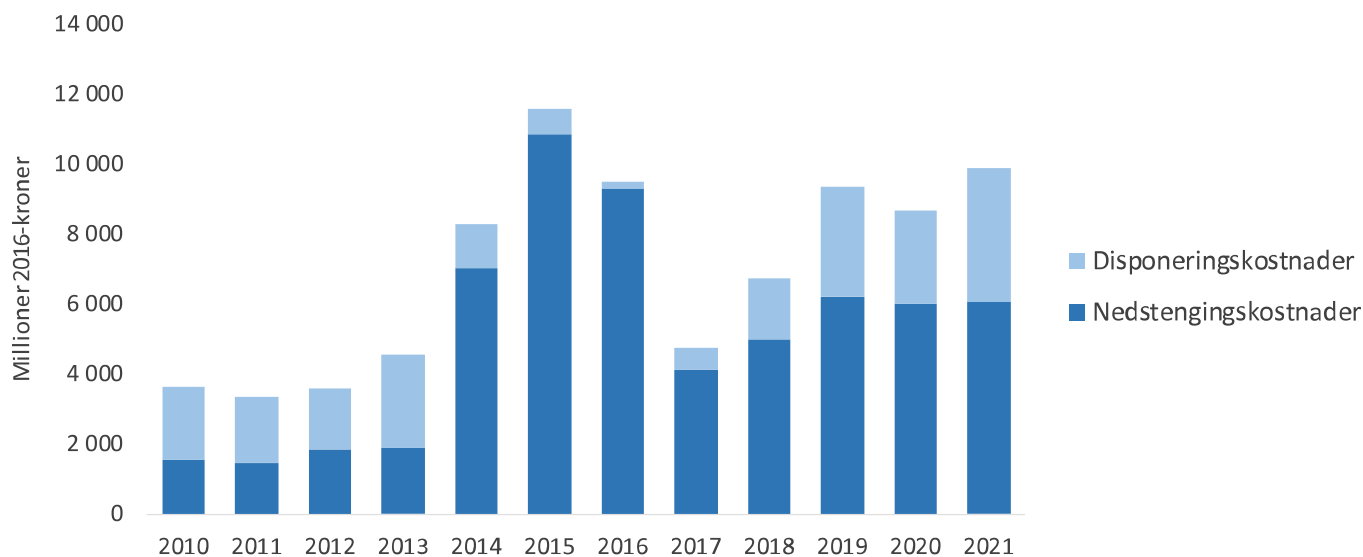
NORSKPETROLEUM.NO: [Fakta om Varg-feltet](#)

RESSURSRAPPORT 2017

Avslutningskostnader

Oljedirektoratet 14.06.2017

Kostnadene ved å stenge felt og disponere innretningene er relativt små sammenlignet med kostnadene til leting, utbygging og drift og inntektene fra feltene. De siste fem årene var de totale nedstengningskostnadene 32,5 milliarder 2016-kroner, og disponeringskostnadene 8,5 milliarder 2016-kroner. Oljedirektoratet (OD) ventet at de tilsvarende tallene fem år fram i tid vil være henholdsvis 23,4 og 12 milliarder 2016-kroner.



I figuren er kostnadene knyttet til avslutning for perioden 2010-2015 faktiske kostnader, for perioden 2016 til 2021 er det prognosen til RNB 2017 som er vist. Det er en forventning til økte kostnader knyttet til avslutning fra 2018/19, dette er også i samsvar med et økt aktivitetsnivå i forhold til fjerning av innretninger.

Nedstengningskostnader er et vidt begrep og inkluderer forberedende kostnader for de feltene som planlegger å stenge, og kostnader for å stenge ned produksjonen på felt, samt plugging av brønner. I tillegg er også kostnader for nødvendig opprydding på felt som ikke skal stenge produksjonen innenfor tidsperioden inkludert. Disponeringskostnader er relatert til gjennomføring av den fysiske fjerningen eller etterlatelsen av innretningen.

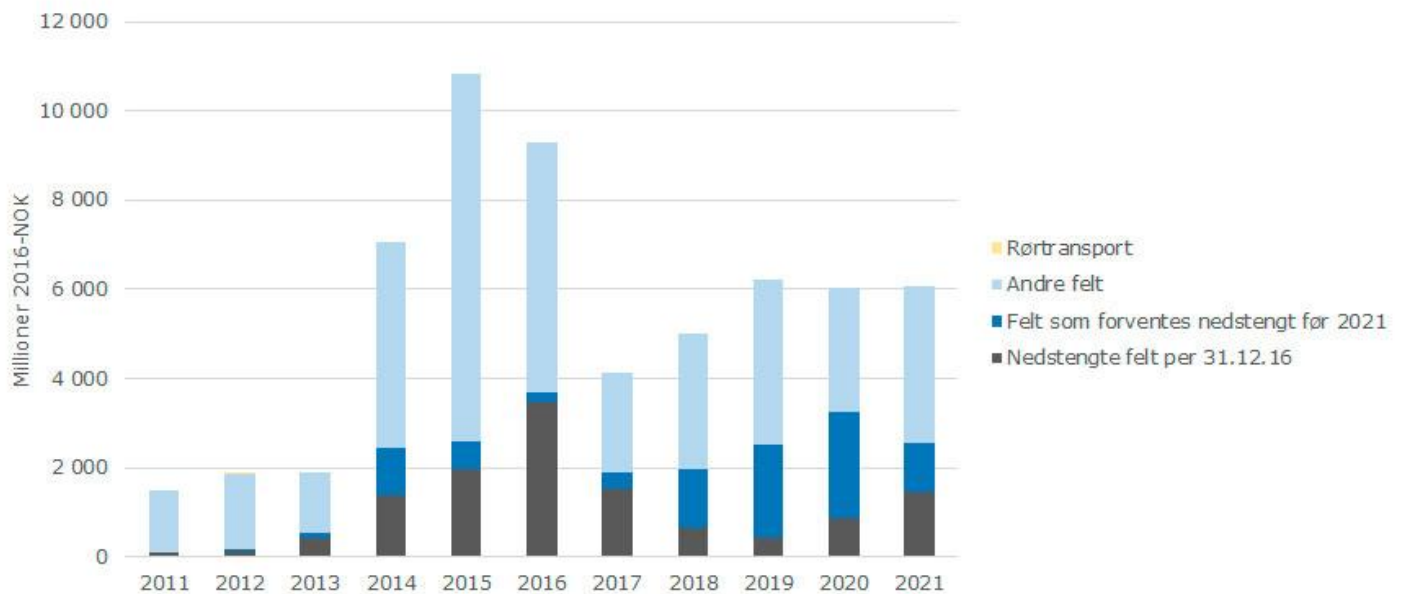
I perioden fra 2011 til 2021 står avslutningskostnadene for tre prosent av de 2 733 milliarder kronene som brukes til petroleumsaktivitet:

- 58 prosent investeringer
- 24 prosent driftskostnader
- 12 prosent letekostnader
- **3 prosent avslutningskostnader**
- 3 prosent øvrige kostnader

Andelen vil sannsynligvis øke når de store feltene skal stenges.

Nedstengningskostnader

I 2015 steg nedstengningskostnadene med 54 prosent fra året før. Det er ikke en følge av at flere felt stenger på grunn av lav oljepris. Det meste av nedstengningskostnadene i 2015 er relatert til plugging av brønner og opprydding av utstyr som ikke lenger er i bruk på felt i drift. De største bidragsyterne er blant annet Ekofisk, Eldfisk og Statfjord.

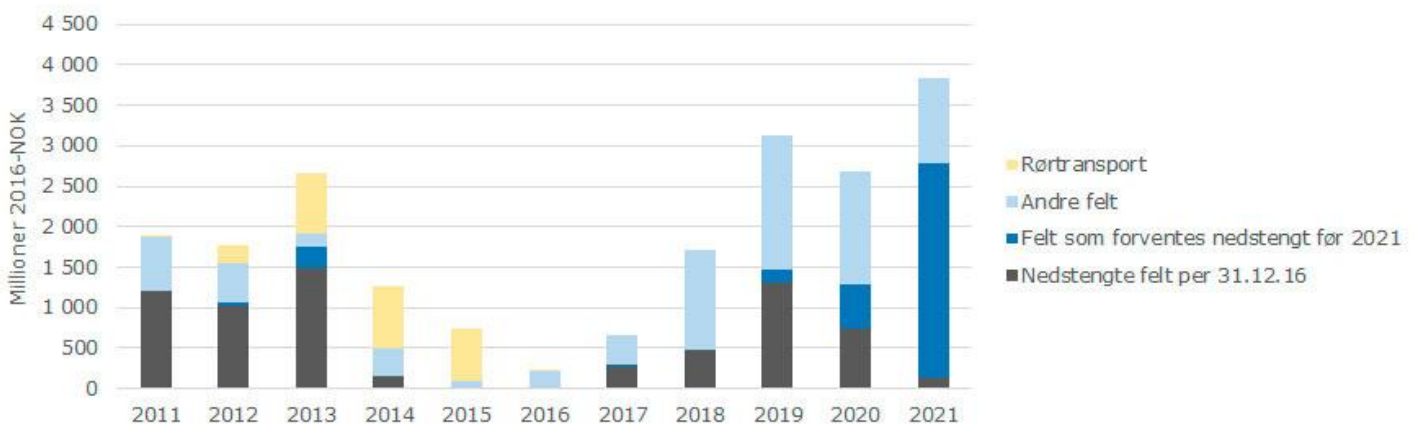


En stor del av nedstengningskostnadene er knyttet til felt som skal fortsette produksjonen i mange år (lyseblå)

[Last ned grunnlag](#)

Disponeringskostnader

Selv om de totale nedstengningskostnadene økte i 2015, var det nedgang i disponeringskostnadene. I kategorien rørtransport ligger blant annet fjerning av kompressorplattformen B11. B11 var tilknyttet Norpipe som går fra Ekofisk til Emden i Tyskland. Den ble fjernet fordi behovet for gasskompresjon i Norpipe har avtatt siden plattformen kom i drift i 1977.



Disponeringskostnader

↓ Last ned grunnlag

Usikre prognoser

Det er betydelig usikkerhet i prognosene for nedstengnings- og disponeringskostnader fram i tid. Innretningenes materielle tilstand, markedsvolatilitet, erfaring i industrien, kompetanse og kunnskap, kapasitet i leverandørindustrien og teknologiutvikling er noen av faktorene som vil påvirke kostnadsbildet.

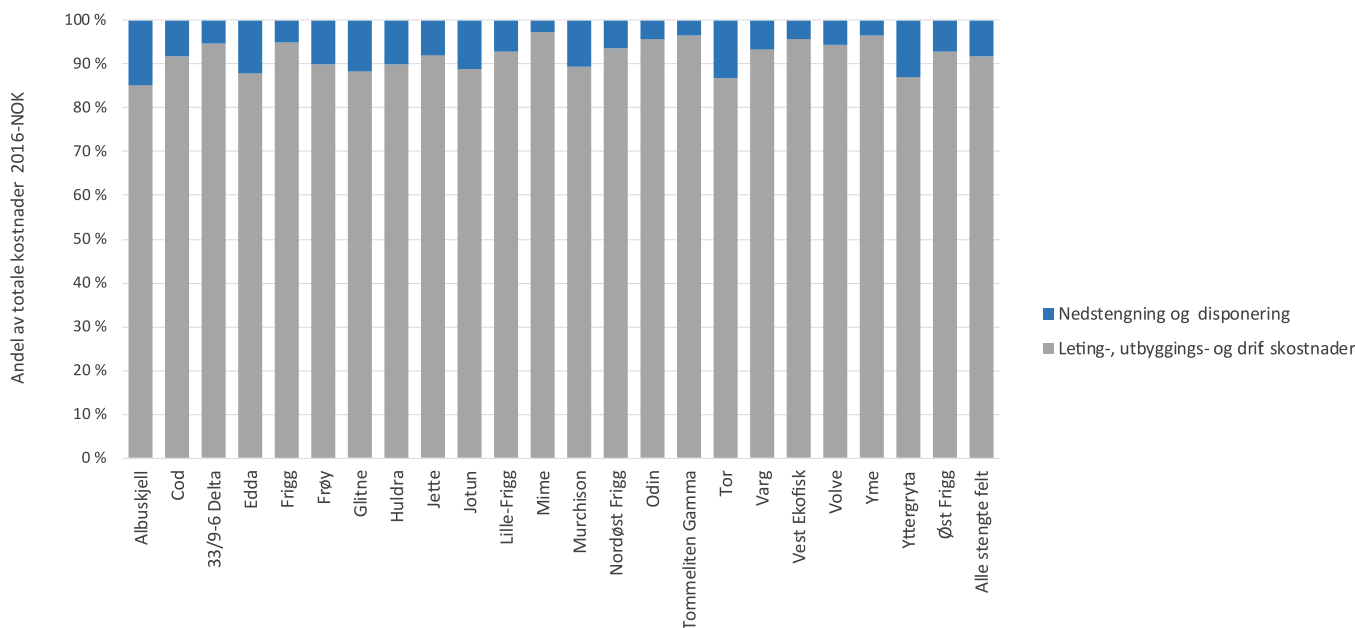
Etterhvert som flere disponeringsprosjekt blir gjennomført, vil myndighetene og næringen gjennom økt informasjon få et mer presist bilde av de framtidige kostnadene.

Selv om kostnadene ved fjerning av innretninger og plugging av brønner sannsynligvis vil gå ned gjennom læring og teknologiutvikling, er det sannsynlig at de totale disponeringskostnadene blir noe høyere på lengre sikt. Godt samarbeid mellom rettighetshaverne, leverandørindustrien, myndighetene og berørte interessegrupper vil være viktig for best mulig disponering og dermed reduserte kostnader.

Historisk kostnadsfordeling

De totale kostnadene på felt der produksjonen var avsluttet per 31.12.2016, er 428 milliarder 2016-kroner. Feltutbygginger er svært forskjellige med hensyn til størrelse, kompleksitet og antall innretninger. Det vil derfor være stor forskjell i disponeringskostnadene ved å fjerne et felt med en havbunnsramme og et felt med en eller flere store innretninger. For store disponeringsprosjekt vil kostnadene bli fordelt over en lengre tidsperiode enn på felt med små og enkle utbyggingsløsninger.

For de feltene som nå er stengt, varierer nedstengnings- og disponeringskostnadene mellom tre og 15 prosent av de totale kostnadene.



Gjennomsnittlig er åtte prosent av totale kostnader knyttet til nedstengning og disponering på felt som har avsluttet produksjonen

 Last ned grunnlag

Kostnader ved plugging av brønner

Alle brønner på norsk sokkel skal plugges permanent og på forsvarlig vis. Kostnadene ved plugging av brønner kan variere fra knapt 50 millioner kroner til flere hundre millioner kroner per brønn. Dette avhenger av kompleksiteten i feltene og brønnene. OD har, basert på tall som er rapportert fra selskapene, estimert at det skal plugges om lag 40-50 brønner per år de nærmeste årene.

I 2009 ble det i regi av [Norsk Olje og Gass](#) etablert et eget forum for permanent plugging (P&A) av brønner. Her utveksles erfaringer fra en rekke selskap og felt. Eksempler på dette er operasjonell P&A-erfaring fra Ekofisk/Valhall og arbeid med barrierefilosofi for Ekofisk og Huldra. Det blir arbeidet med å utvikle enklere og mer kostnadseffektive løsninger for brønnplugging.

Tilbake

Neste kapittel: Plugging av brønner

FORDELING AV AVSLUTNINGSKOSTNADER



Avslutningsvirksomheten vil gi grunnlag for ulike typer aktiviteter. Under er kostnadene knyttet til avslutning fordelt på ulike kostnadskategorier.

55-85 prosent: Offshore

Den største utgiftsposten gjelder fjerning av innretninger offshore og [permanent plugging av brønner](#).

5-20 prosent: Drift

Driftskostnadene gjelder vedlikehold av innretninger fra driften opphører til innretningen er ferdig disponert til havs. Ved å forkorte denne perioden, vil de totale kostnadene i denne fasen kunne reduseres, samtidig som selve fjernings- og huggearbeidet blir mer effektivt.

5-15 prosent: Onshore

Kostnadskategorien «onshore» gjelder avfallshåndtering og gjenvinning på land. Den omfatter blant annet rensing og håndtering av farlig avfall, opphugging, gjenbruk, gjenvinning og deponering.

5-10 prosent: Administrasjon

Administrasjonskostnader gjelder selskapets egne kostnader knyttet til prosjektorganisasjon i forberedelse og gjennomføring av avslutningsprosjektet. Det omfatter også kostnader til eksterne studier i en tidlig fase av planleggingen.

RESSURSRAPPORT 2017

Plugging av brønner

Oljedirektoratet 14.06.2017

På sokkelen er det et stort og økende antall brønner. Det er viktig at de store investeringene en brønn representerer, blir utnyttet så lenge det er lønnsomt. Derfor må selskapene vurdere gjenbruk av eksisterende brønner for å opprettholde lønnsom produksjon på felt.

I løpet av de tre-fire siste årene er det fremmet forslag om at ledig riggkapasitet bør brukes til å plugge alle brønner som ikke er i bruk. OD mener dette vil gi dårligere ressursforvaltning, [se artikkel fra 23.november 2015](#).

OD forstår at det stilles spørsmål om hvorfor mange tilsynelatende uvirksomme brønner ikke er plugget. Alle brønner skal plugges permanent og på forsvarlig vis. Derfor er det viktig at industrien fortsetter å identifisere ny teknologi og løsninger som kan bidra til å redusere tid og kostnader ved permanent plugging (P&A*).

**Plug and abandonment (P&A): Når det er snakk om letebrønn betyr det at brønnen er plugget og forlatt. Når det brukes i forbindelse med utvinningsbrønn betyr det at produksjon/injeksjon i brønnen er avsluttet og brønnen er endelig plugget.*

Brønnstatistikk

Alle brønnbaner har et fast utgangspunkt kalt brønnhode. Brønnhodet kan være på en plattform eller i en havbunnsramme, og det definerer toppen av brønnen. Fra hvert brønnhode kan det bores flere brønnbaner. Hittil er det boret i gjennomsnitt to brønnbaner fra hvert brønnhode. Brønn er her benyttet som et samlebegrep for alle brønnbanene knyttet til brønnhodet.

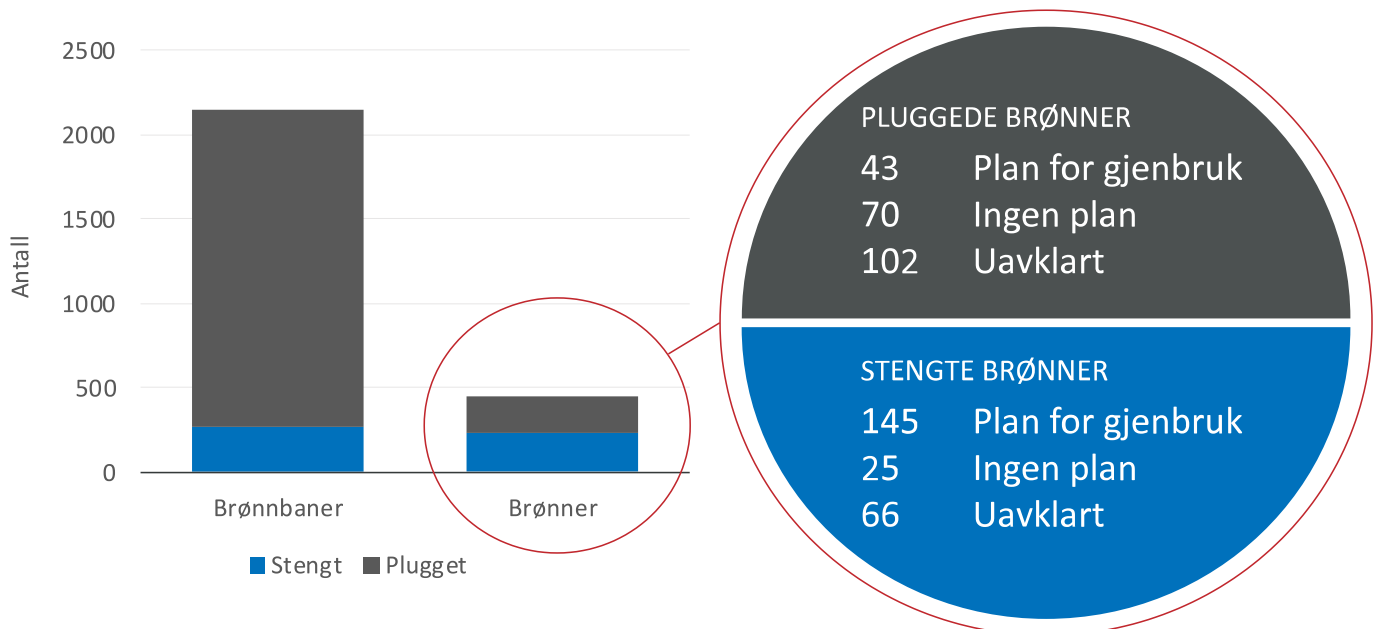
ODs brønnstatistikk viser at det er over 2 000 brønnbaner som verken er i bruk eller er permanent plugget på produserende felt. Dette kan gi opphav til en forestilling om at det nå er et omfattende marked for permanent plugging. Antallet brønnhoder og status for bruk gir et annet bilde.

Det er tre hovedgrunner til at det bores flere brønnbaner fra hvert brønnhode:

1. For å finne optimal plassering av en brønnbane i reservoaret, bores det i enkelte tilfeller en første brønnbane for å fastslå nøyaktig hvor ressursene finnes. Denne brønnbanen plugges, og en ny brønnbane som skal benyttes til utvinningsformål bores.
2. **Sideboring:** Etter at en brønnbane har vært i produksjon i noen år, kan området der brønnen er plassert være ferdig produsert. I stedet for å bore en helt ny brønn, plugges den nederste delen, og en ny brønnbane bores ut fra den eksisterende brønnen til et område i reservoaret med gjenværende ressurser. Dette kan gjenta seg flere ganger i en brønns levetid.
3. **Flergrensbrønner:** Det bores to eller flere brønnbaner i samme brønn som skal produsere eller injisere samtidig. I tilfelle problemer med en av grenene, kan den stenges mens andre grenen fortsatt er operasjonell.

I fortsettelsen blir brønnbaner med status stengt og plagget omtalt som uvirksomme.

- *Stengt:* Utvinningsbrønn som er stengt i en kortere eller lengre periode
- *Plugget:* Utvinningsbrønn som er plagget, men feltet er fortsatt i drift
- *Ingen plan:* Utvinningsbrønn som er stengt vil bli plagget, og skal plugges permanent når innretningene fjernes
- *Uavklart:* Uavklarte brønner er fortsatt under evaluering for gjenbruk eller plugging



For 145 av de stengte brønnene på sokkelen finnes det konkrete planer for å ta dem i bruk igjen. Det samme gjelder for 43 av de pluggede brønnene.

[Last ned grunnlag](#)

Søylediagrammet over viser antall uvirksomme brønnbaner og brønner. Det er stor forskjell på antall pluggede brønnbaner og antallet pluggede brønner. Årsaken er alle sideboringene. Disse brønnene vil bli permanent plagget når feltet stenger.

OD innhenter årlig en status over gjennomført og planlagt brønnaktivitet på felt i drift. Her beskrives blant annet årsaken til at brønnbanen ikke er i drift og planer for brønnene. Oversikten i sirkelen over viser at det for nesten halvparten av brønnene er konkrete planer for å ta dem i bruk igjen, enten det skjer ved brønnvedlikehold eller ved å bore en ny brønnbane.

Noen brønner er også stengt fordi det ikke er kapasitet i produksjonsanleggene eller for å bygge opp reservoartrykket. Disse kan settes i produksjon igjen når forholdene endrer seg.

[Tilbake](#)

[Neste kapittel: Regelverk for avslutning og disponering](#)



Gyda-feltet

Gyda er et oljefelt i Nordsjøen som kom i produksjon i 1990. Feltet har produsert åtte år lenger enn forventet ved PUD og er nå i halefasen. Produksjonsopphør er planlagt i september 2018. Før Gyda-innretningen kan fjernes og fraktes til land for opphugging må 32 brønner plugges permanent.

LES MER: [Før lyset slukkes på Gyda-feltet](#)



Kostnadsreduksjon i plugging av brønner

Siste del av pluggingen på Jotun blir utført med en modulbasert rigg spesielt tilpasset Jotun B. I tillegg har det vært brukt kveilerør for å plassere barrierene i brønnene. Gjennom tilpasning av løsningene, enklere utstyr med lavere dagrater og redusert behov for personell i de ulike fasene av arbeidet har Jotun oppnådd kostnadsreduksjoner.

RESSURSRAPPORT 2017

Før lyset slukkes på Gyda

Oljedirektoratet 14.06.2017

Gyda-feltet er i halefasen og har for tiden lav og stabil produksjon. Produksjonsslutt er planlagt i september 2018. Prosjekter for å øke utvinningen og forlenge feltets levetid, er vurdert å ikke være lønnsomme. Dessuten fins det andre tilknytningsalternativer enn Gyda for utbygging av nye ressurser i området.

Feltet kom i produksjon i 1990. De utvinnbare ressursene har økt med omtrent 10 prosent, og levetiden er forlenget med åtte år sammenlignet med anslaget i PUD.



Gyda er et oljefelt i blokk 2/1 i den sørlige del av Nordsjøen, på 66 meters havdyp som ligger omlag 280 kilometer sørvest for Stavanger. Feltet ligger mellom Ula og Ekofisk, og er bygd ut med en kombinert bore-, bolig- og prosessinnretning med stålunderstell. (Bilde: Sysla Offshore)

Kostnader og tidsramme

Gyda-innretningen skal etter planen fjernes og fraktes til land for opphugging. Ifølge rettighetshavernes tidsplan skal disponeringsarbeidet til havs være avsluttet innen første del av 2020-tallet. Ved at innretningen fjernes så kort tid etter at produksjon er avsluttet, blir unødvendige vedlikeholdskostnader unngått.

Endelig disponering av Gyda-innretningen er kostnadsberegnet til om lag 5,7 milliarder kroner fordelt på plugging av brønner, fjerning av plattformdekket, stålunderstellet og havbunnsutstyret, og de

operasjonelle kostnadene etter fjerning. Kostnadsestimatene vil bli oppdatert når rettighetshaverne endelig beslutter pluggemetode og disponeringsløsning.

Plugging, teknologi og teknologiutvikling

På Gyda er det 32 brønner med ulike brønndesign som skal plugges permanent og forlates. Brønnplugging står for omlag 35 prosent av de totale avslutningskostnadene på Gyda. Det er generelt store variasjoner i kostnadene for plugging av brønner. Rettighetshaverne på Gyda har vurdert en rekke teknologier og løsninger og gjort omfattende arbeid for å sikre lave kostnader. Gydas eget boreanlegg skal brukes til pluggingen.

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Regelverk for avslutning og disponering](#)

RESSURSRAPPORT 2017

Regelverket for avslutning og disponering

Oljedirektoratet 14.06.2017

Avslutning av petroleumsvirksomhet og disponering av innretninger er regulert i [petroleumslovens kapittel 5](#), som handler om krav til avslutningsplan og gir regler for melding om opphør, konsekvensutredning, vedtak om disponering, ansvar, heftelser og statlig overtakelse.

Avslutningsplanen skal beskrive fremtidige anvendelsesområder for en innretning og gi myndighetene grunnlag for å fatte vedtak om disponering. En avslutningsplan skal ikke være gjenstand for godkjenning og planens forslag til disponeringsløsning er ikke bindende for myndighetene.

Krav til disponering følger også av vedtak i [Oslo- og Paris-konvensjonen](#) (OSPAR) som trådte i kraft i 1999. Dette legger føringer for hvilke disponeringsalternativer som er akseptable for ulike typer innretninger til havs. Dermed må følgende installasjoner eller deler av installasjoner fraktes til land for resirkulering eller annen disponering:

- Undervannsinstallasjoner, altså produksjonsanlegg på havbunnen
- Flytende stålinstallasjoner
- Små, faste stålinstallasjoner (installasjoner med understellsvekt på mindre enn 10.000 tonn)
- Øverste del av store, faste stålinstallasjoner (dekksanlegg og den delen av understellet som er over pæleverket på installasjoner som har en understellsvekt på mer enn 10.000 tonn)
- Dekksanlegg på betonginstallasjoner

Det kan gjøres unntak for:

- Nederste del av store, faste stålinstallasjoner (understellsvekt på mer enn 10.000 tonn) utplassert før februar 1999
- Understell på betonginstallasjoner og ankerfundament av betong
- Enhver annen installasjon når uvanlige eller uforutsette omstendigheter som skyldes skade på konstruksjonen eller forringelse, eller andre årsaker som innebærer tilsvarende vanskeligheter påvises.

OSPAR-vedtaket omfatter ikke rørledninger, deler av innretninger som befinner seg under havbunnen eller ankerfundament i betong som ikke er til hinder for fiskeriene. Regelverket for disponering av rørledninger er nærmere omtalt i St.meld. nr. 49 (1999-2000).

I tillegg til reglene i OSPAR-konvensjonen, fins også de internasjonale retningslinjene til International Maritime Organization (IMO). IMO-retningslinjene (MSC/Circ. 490, 4 May 1988) er veiledende og er i første rekke ment å ivareta hensynet til skipsfarten.

Disponeringsforpliktelser og ansvarsforhold

Rettighetshaver og eier er forpliktet til å sørge for at vedtak om disponering blir gjennomført, med mindre Olje- og energidepartementet bestemmer noe annet. Tilsvarende gjelder ansvar ved skade eller ulempe som voldes forsettlig eller uaktsomt i forbindelse med disponering av innretningen eller gjennomføring av vedtaket. Det gjelder også framtidig ansvar der disponeringsvedtaket innebærer at innretningen skal etterlates på feltet. Ansvarer gjelder uavhengig av om utvinningstillatelsen eller tillatelsen til anlegg og drift er utløpt.



Petroleumsloven § 10-8 fastslår at rettighetshaverne er solidarisk ansvarlige overfor staten for økonomiske forpliktelser som følger av petroleumsvirksomhet i henhold til tillatelsen. Dette gjelder også de kostnader som er forbundet med gjennomføringen av disponering. Solidaransvaret innebærer at den enkelte rettighetshaver i interessentskapet er ansvarlig for å dekke sin forholdsmessige andel av disponeringskostnadene. Overfor staten er hver enkelt rettighetshaver ansvarlig for hele beløpet. Dersom en rettighetshaver misligholder sin del, blir de øvrige derfor subsidiært ansvarlige for å dekke hans forholdsmessige andel

av kostnadene.

Dersom hele eller deler av en tillatelse overdras, vil den som overdrar sin rettighetsandel være subsidiært økonomisk ansvarlig overfor både de øvrige rettighetshaverne og staten for kostnadene ved gjennomføring av disponeringsvedtaket. Det vil kort sagt si at ansvaret inntreffer dersom ny rettighetshaver misligholder sin betalingsforpliktelse knyttet til gjennomføring av disponeringsvedtaket.

Departementet har påpekt at det på dette punktet ikke bør være forskjell på om det er en andel eller et helt rettighetshaverselskap som selges. Departementet har varslet at det i forbindelse med samtykkebehandlingen av overdragelser av rettighetshaverselskap med felt i drift vil vurdere om det skal fastsettes vilkår knyttet til morselskapets subsidiære ansvar for disponeringskostnader.

Forpliktelsene består ved senere overdragelser av andelen eller deler av denne. Krav skal da først rettes mot det selskapet som sist overdro andelen. Ansvarer beregnes på grunnlag av størrelsen på den overdratte andelen, og er begrenset til kostnader knyttet til innretninger som eksisterte på overdragelsestidspunktet.

Mer om informasjon om forpliktelser og ansvar kan finnes i petroleumsloven §§ 5-3, 5-4 og 10-8 samt petroleumsforskriften § 45a. I tillegg gjelder erstatningsreglene i lovens kapittel 7 og 8.

Tilbake

Gå til neste tema: ODs rolle

REGELVERK

Det er tydelig regelverk og ansvarsfordeling i Norge.

[St.prp. nr. 8 \(1998-99\):](#)

Beslutning om disponering av utrangerte offshore installasjoner (pdf)



[St.prp. nr. 8 \(1998-99\):](#)



Beslutning om disponering av utrangerte offshore installasjoner – vedlegg (pdf)

[St.meld. nr. 47 \(1999-2000\):](#)

Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel

[Regelverk i forbindelse med disponering av betonginnretninger](#)

[Petroleumsloven kap. 5](#)

[Petroleumsforskrift kap. 6](#)