

Avvikling av Knarr gasseksportørledning. Konsekvensutredning



Forord

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning datert 4. juli 2019, i henhold til petroleumslovens bestemmelser for avvikling og disponering av innretninger på norsk sokkel (§5-1, jf.

petroleumsforskriften §45). Knarr Gasseksportørledning (KGP) eksporterer gass til Storbritannia fra Knarrfeltet helt nord i Nordsjøen. Utredningen omfatter den delen av KGP som ligger på norsk sokkel. En parallell prosess er igangsatt i henhold til britisk regelverk og myndighetsprosesser for den delen som ligger på britisk sokkel.

Rørledningen er operert av Gassco og eid av rettighetshaverne; deltakerne i Knarr Gas Pipeline Joint Venture. Avvikling av feltinnretninger på Knarrfeltet er gjenstand for en separat konsekvensutredning, ledet av operatøren A/S Norske Shell (Shell).

Produksjonen på feltet startet i 2015, men er nå avtagende. Opphør i produksjonen er ventet i løpet av første halvdel av 2020-tallet.

Foreliggende konsekvensutredning legges herved frem for offentlig høring. Eventuelle kommentarer anmodes sendt til Gassco med kopi til Olje- og energidepartementet. I forståelse med Olje- og energidepartementet er høringsperioden satt til 12 uker.

Bygnes, 28. november 2019.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	2
Innholdsfortegnelse	3
Forkortelser	5
1. Sammendrag og konklusjoner	1
2. Innledning.....	4
2.1. Kort om Knarr	4
2.2. Formålet med konsekvensutredning	5
2.3. Rettighetshavere og operatør	5
2.4. Beskrivelse av KGP og tilhørende utstyr.....	6
2.4.1. Havbunnsinnretning	6
2.4.2. Gasseksportørledningen (KGP)	7
2.5. Lovverk, prosess og saksbehandling.....	10
2.5.1. Krav i norsk lovverk	10
2.5.2. Krav i internasjonalt lovverk.....	10
2.5.3. Konsekvensutredningsprosessen	10
2.5.4. Forholdet til britiske krav og myndighetsprosesser	12
2.6. Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	13
2.7. Oversikt over tillatelser og myndighetsprosesser	14
3. Plan for avslutning og disponering	15
3.1. Klargjøring for avvikling og sluttdisponering	15
3.2. Alternative disponeringsløsninger og gjennomføring	15
3.2.1. Fjerning og sluttdisponering av PLET	16
3.2.2. Alternative disponeringsløsninger - KGP	16
3.2.3. Anbefalt disponeringsløsning	17
3.3. Opprydding, verifikasjon og overvåking	17
3.4. Tidsplan for gjennomføring av avslutningsarbeidet.....	17
3.5. HMS&K - visjoner og mål	17
4. Oppsummering av høringskommentarer.....	19
5. Metoder for utredningsarbeidet.....	27
5.1. Metode for konsekvensutredning	27
5.2. Erfaringer fra gjennomførte avviklingsprosjekter.....	28
5.3. Tematisk gjennomgang av forutsetninger og tilnærming	28
5.3.1. Utslipp til luft og energibruk	28
5.3.2. Planlagte utslipp til sjø eller grunn.....	29
5.3.3. Fysiske konsekvenser på habitater	30
5.3.4. Estetiske forhold / nærmiljøvirkninger	30
5.3.5. Avfallsstyring og ressursbruk.....	31

5.3.6.	Forsøpling	32
5.3.7.	Uplanlagte utslipp til sjø.....	32
5.3.8.	Konsekvenser for fiskeri og skipstrafikk	33
6.	Områdebeskrivelse og kunnskapsstatus	34
6.1.	Tidligere konsekvensutredninger og relevant informasjon	34
6.2.	Miljøtilstand, naturressurser og annen næringsvirksomhet i området.....	34
6.2.1.	Kunnskap fra miljøovervåkingen på feltet.....	34
6.2.2.	Fysiske miljøforhold.....	34
6.2.3.	Bunnforhold langs traséen for gasseksportørledningen	36
6.2.4.	Spesielt Verdifulle Områder (SVO)	37
6.2.5.	Fiskeressurser	37
6.2.6.	Sjøfugl.....	38
6.2.7.	Sjøpattedyr	39
6.2.8.	Kulturminner	40
6.3.	Fiskeriaktivitet.....	40
6.4.	Skipstrafikk.....	44
6.5.	Annen petroleumsvirksomhet	44
6.6.	Kunnskap om avslutning av petroleumsvirksomhet	44
7.	Vurdering av miljøkonsekvenser	46
7.1.	Energibruk og -balanse.....	46
7.2.	Utslipp til luft	47
7.3.	Utslipp til sjø, vann og grunn – virkninger på marine organismer	48
7.3.1.	Fysiske virkninger/effekter på habitater	50
7.3.2.	Avfall/ressursutnyttelse	51
7.3.3.	Forsøpling	52
7.3.4.	Konsekvenser for arkeologiske eller kulturhistoriske interesser	52
8.	Vurdering av samfunnsmessige konsekvenser	53
8.1.	Konsekvenser for fiskeri	53
8.1.1.	PLET:	53
8.1.2.	Gasseksportørledningen:	54
8.2.	Konsekvenser for ferdsel til sjøs	54
8.3.	Konsekvenser for lokalsamfunn og sysselsetting	54
8.3.1.	Virkninger på lokalmiljø	54
8.3.2.	Sysselsettingsvirkninger	55
9.	Oppsummering av konsekvenser og forslag til avbøtende tiltak og overvåking	56
9.1.	Oppsummering av konsekvenser for anbefalt løsning	56
9.2.	Avbøtende tiltak	57
9.3.	Ansvar, overvåking og planer for oppfølging.....	57
10.	Referanser	58

Forkortelser

ASD	Arbeids- og sosialdepartementet
BEIS	Department for Business, Energy & Industrial Strategy (UK)
EØS	Europeiske Økonomiske Samarbeid
EU	Europeiske Union
FLAGS	Far North Liquids and Associated Gas System
FPSO	Flytende produksjons- og lagerskip (Floating Production Storage Offloading)
GRP	Glasfibre reinforced plastic
HI	Havforskningsinstituttet
IMO	Internasjonale Maritime Organisasjon
KGP	Knarr Gas Pipeline
KINO	Program for overvåking av fiskegyting i Nordsjøen, «Dynamic Mapping of North Sea Spawning»
MAREANO	Program for havbunnskartlegging
OED	Olje- og energidepartementet
OLF	Oljeindustriens landsforening, nå Norsk Olje og Gass
OPRED	Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning (OPRED), (UK)
OSPAR	Konvensjon for beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet inkludert Nordsjøen.
PAH	Polyaromatiske hydrokarboner
PL	Utvinningstillatelse
PLEM	Pipeline end manifold
PLET	Pipeline end template
PUD	Plan for utbygging og drift

RKU	Regional konsekvensutredning
SEAPOP	Program for sjøfuglovervåking
SEATRACK	Modul innen SEAPOP for logging av sjøfugl
SSIV	Havbunnsbasert sikkerhetsventil
SVO	Spesielt Verdifullt Område
UNCLOS	FNs havrettstraktat

1. Sammendrag og konklusjoner

Produksjonen på Knarrfeltet startet i 2015 og er nå avtagende, med forventet produksjonsopphør første halvdel av 2020-tallet. Røreksport av gass fra Knarr til Storbritannia foregår gjennom en egen gasseksportørledning (KGP). Denne er operert av Gassco på vegne av rettighetshaverne til Knarr Gasseksportørledning (KGP). Knarrfeltet er operert av Shell.

I henhold til norsk regelverk skal rettighetshaverne legge frem for beslutning en avslutningsplan normalt to til fem år før forventet produksjonsopphør.

Det ble utarbeidet et felles program for konsekvensutredningsprosess for avvikling og disponering av innretninger på Knarrfeltet og KGP, mens det blir utarbeidet separate konsekvensutredninger (KU) og avslutningsplaner for de to.

KGP har en indre diameter på 12", er totalt 105,7 km lang og strekker seg ca. 11,6 km inn på britisk sokkel, hvor den er tilkoblet britisk infrastruktur. Aktuell del av rørledningen på britisk sokkel er som nevnt derfor gjenstand for en avslutningsplan etter britisk regelverk og er ikke omhandlet i foreliggende konsekvensutredning.

KGP er nedgravd fra Knarrfeltet og de første 70 km. Deretter er den lagt på havbunnen og overdekket med stein. Undersøkelser som er utført viser en overdekking av stein med gjennomsnittlig 0,6 meter over røret. Totalt er 99,7% av rørledningen overdekket med stein og/eller naturlige sedimenter, og de få eksponerte områdene ligger i grøft under havbunnsnivå.

Det er ikke identifisert gjenbruksmuligheter for rørledningen. Basisløsning for disponering er derfor etterlatelse, som også lå til grunn for KU og Plan for utbygging og drift (PUD) før utbygging. Det er likevel i foreliggende KU adressert muligheter for og problemstillinger ved fjerning av rørledningen til land for avhending. Dette alternativet er imidlertid funnet å være langt mindre gunstig på alle utredete temaområder, unntatt «avfall/ressursbruk» (som følge av materialgjenvinning), og etterlatelse av rørledningen som den ligger er anbefalt. Tilhørende strukturer (røredestruktur og glassfiberdeksler) vil bli fjernet til land. Tabell 1-1 indikerer konsekvenser for fjerningsalternativet sammenlignet mot anbefalt løsning.

Resultatene fra konsekvensutredningen viser at anbefalt løsning generelt har neglisjerbare virkninger både på miljø- og samfunnsmessige temaområder. Energibalansen er imidlertid lite negativ som følge av «erstatningsenergi», dvs. effekt av ikke å materialgjenvinne stålet i KGP. Siden KGP blir etterlatt nedgravd/overdekket, er dette vurdert som en robust løsning for å minimere potensialet for både å hindre trålfiske og/eller gi skade på fiskeutstyr. Virkninger av sluttdisponeringen på utøvelse av fiskeri er vurdert som neglisjerbart. Merkostnaden ved å fjerne KGP til land, i størrelsesorden 260 MNOK, rettfærdiggjør ikke en mulig og begrenset positiv effekt av et slikt tiltak for fiskeri.

Den alternative disponeringsløsningen, full fjerning av KGP og havbunnsinnretningen (PLET), har et langt mer nyansert konsekvensbilde, med både positive og negative virkninger. Positive virkninger vil være i form av god ressursutnyttelse med

materialgjenvinning av stålet i KGP, og samfunnsmessige virkninger i form av lokal midlertidig sysselsetting knyttet til materialhåndtering. For fiskeri er det vurdert at fjerning av «alt» vil gi liten positiv virkning, til tross for at det vil være noen operasjonelle ulemper knyttet til selve fjerningsarbeidet (varighet på noen måneder). Av negative virkninger vil løsningen med full fjerning medføre betydelige lokale virkninger på havbunn og tilhørende bunndyrsamfunn, med tanke på gravearbeid og flytting av steinfyllinger. Det vil være en god del utslipp til luft fra fartøyaktivitet knyttet til fjerningen, samt mulige negative virkninger på lokalmiljø knyttet til materialhåndtering og transport.

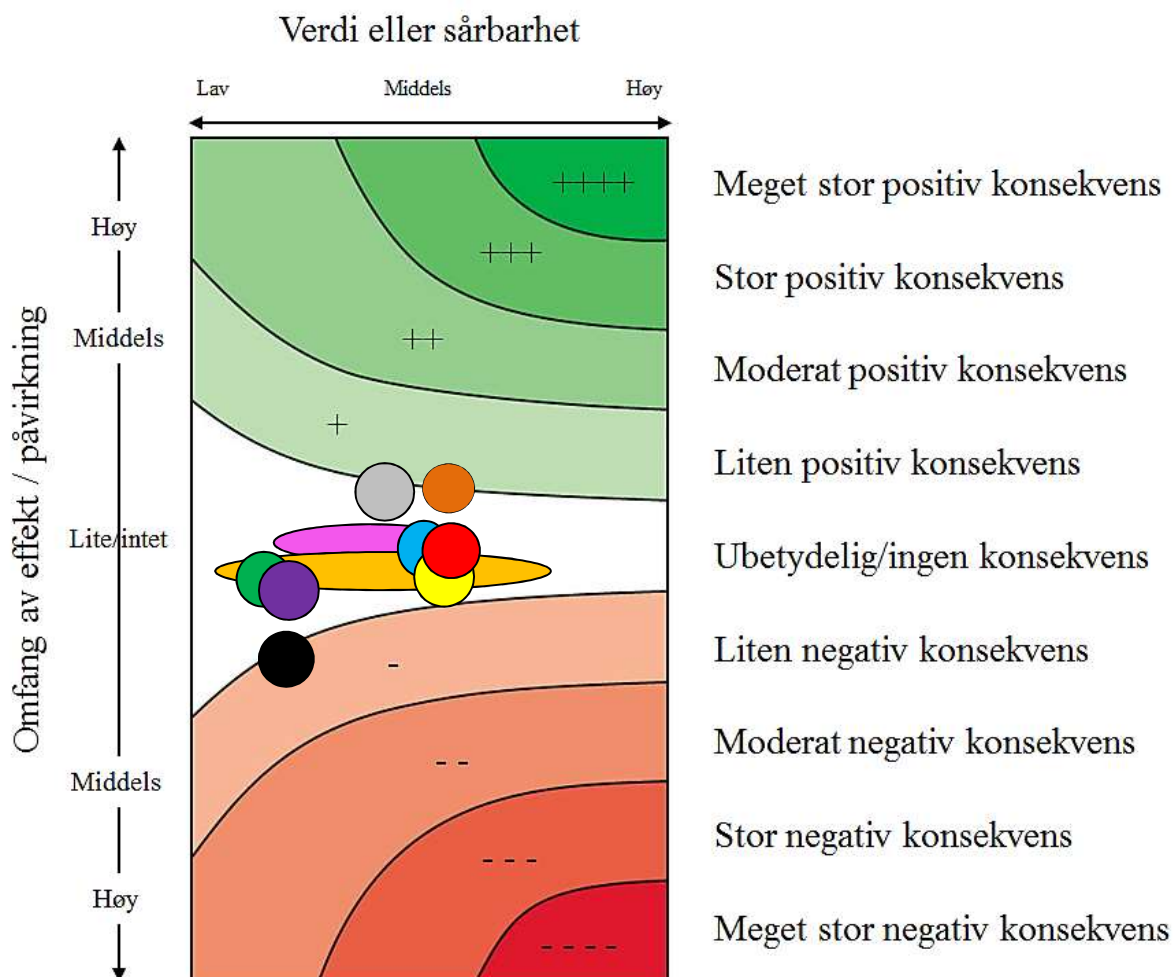
Virkningene for de to disponeringsløsningene er sammenstilt og presentert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1. Oppsummering av forventede virkninger for anbefalt og alternativ sluttdisponering av innretninger på Knarr-feltet, angitt som relativ virkning i forhold til anbefalt løsning.

Konsekvenstema		Disponeringsalternativer	
		Anbefalt løsning (etterlate KGP, fjerne PLET og GRP til land)	Fjerning (KGP, PLET og GRP)
Hovedtema	Deltema		
Teknisk	Gjennomførbarhet	Lav risiko	
Miljø	Energibalanse (GJ)	270 000	290 000
	Utslipp til luft (CO ₂ , tonn)	700	14 000
	Utslipp til sjø	Neglisjerbart	
	Påvirkning havbunn	Neglisjerbart	
	Påvirkning biota	Begrenset (negativ)	
	Forsøpling	Neglisjerbart	
	Avfall/ressursbruk	Neglisjerbart (positiv)	
Samfunn og næringer	Kulturminner	Neglisjerbart	
	Nærmiljø	Neglisjerbart	
	Sysselsetting	Neglisjerbart (positiv)	
	Fiskeri - operasjonelt	Neglisjerbart	
	Fiskeri - langtidsperspektiv	Neglisjerbart	
Økonomi	Skipstrafikk	Neglisjerbart	
	Kostnader (MNOK)	20	280

	Tilsvarende
	Litt bedre
	Betydelig bedre
	Litt dårligere
	Betydelig dårligere

En oppsummering av forventede virkninger ved gjennomføring av aktiviteter og sluttddisponering (anbefalt løsning) av KGP er illustrert i figur 1-1, i henhold til «OLF-metoden». Konsekvensene ved å etterlate KGP er generelt funnet å være små og/eller neglisjerbare. Ulike tiltak for å redusere negative negative virkninger er foreslått, herunder oppfølgende inspeksjon og sluttverifikasjon.



Energibalanse



Avfallsstyring og ressursutnyttelse



Utslipp til luft



Forsøpling



Utslipp til sjø og grunn



Fiskeri



Fysiske påvirkninger på habitater



Skipstrafikk



Estetiske-/ nærmiljøvirkninger



Samfunnsmessige ringvirkninger



Figur 1-1. Illustrasjon av oppsummerte konsekvenser for gjennomføring av avvikling og sluttddisponering av anbefalt løsning for KGP.

2. Innledning

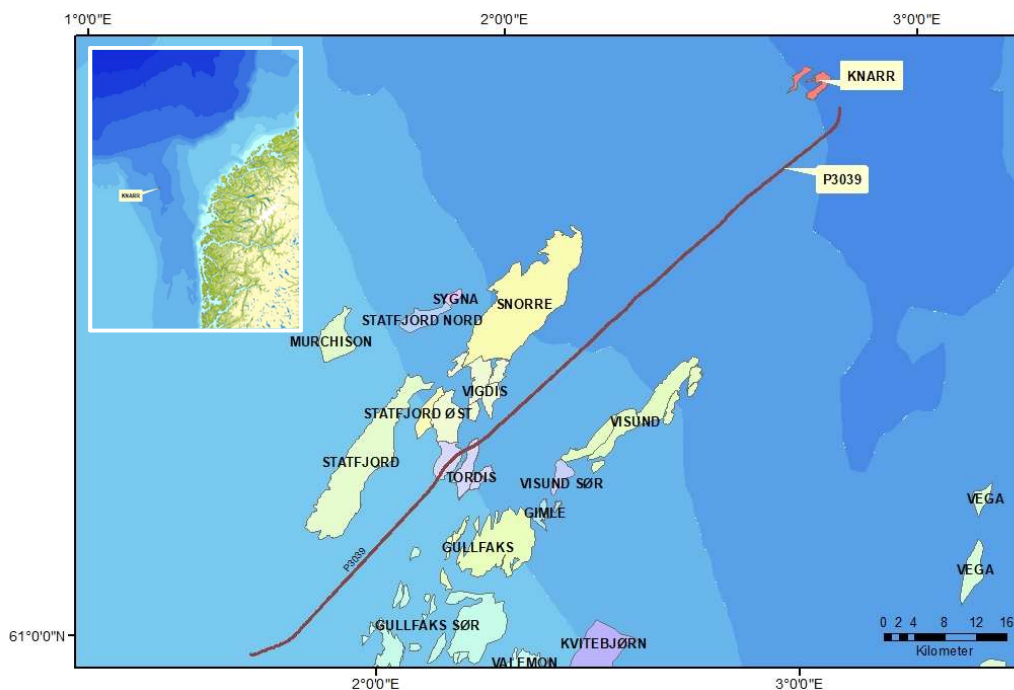
På vegne av eierne av Knarr Gassetransportrørledning (KGP) legger Gassco som operatør frem en konsekvensutredning for avvikling og disponering av denne. Feltinnretningene på Knarr, operert av A/S Norske Shell, er gjenstand for en separat konsekvensutredning, men har felles program for konsekvensutredning med KGP.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til norsk regelverk og Programmet for konsekvensutredning (utredningsprogrammet) som ble fastsatt av Olje- og energidepartementet (OED) 4. juli 2019. Foreliggende konsekvensutredning er i tillegg innholdsmessig basert på OEDs «PUD/PAD-veileder» (OED, 2018) og metodisk gjennomført i henhold til Norsk Olje og Gass sin «Håndbok i konsekvensutredning ved offshore avvikling» (OLF, 2001).

2.1. Kort om Knarr

Knarrfeltet representerer en utbygging av funnene 34/3-1 S og 34/3-3 S. Funnet ble oppdaget i 2008 og ble tidligere omtalt som «Jordbær». Plan for utbygging og drift av petroleumforekomst (PUD) ble godkjent i 2011, og utbyggingen foregikk i 2013 og 2014. Knarrfeltet har vært i drift siden mars 2015.

Knarrfeltet er lokalisert helt nord i Nordsjøen, i Tampenområdet (blokk 34/3) (figur 2-1). Feltet ligger ca. 120 km vest for Florø og ca. 50 km nordøst for Snorre. Korteste avstand til land er omtrent 100 km. Vanndyp på feltet er 390 til 410 meter. KGP strekker seg sørvestover, opp eggaskråningen og over sokkelområdet til FLAGS (*Far North Liquids and Associated Gas System*) i britisk sektor (figur 2-1).



Figur 2-1. Lokalisering av Knarrfeltet helt nord i Nordsjøen og rørledningstrassé for KGP.

Feltet er bygd ut med to havbunnsrammer tilknyttet et flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) for prosessering, og med skytteltankere for oljeeksport og gassrørledning til Storbritannia for gasseksport. Produksjonen på feltet startet i 2015. Opphør i produksjonen er ventet i løpet av første halvdel av 2020-tallet.

Som en følge av denne situasjonen vil KGP bli overflødig og skal planlegges for avvikling og sluttdisponering, med et tidsløp tilpasset driften på Knarr.

På vegne av rettighetshaverne igangsatte operatøren Shell en prosess for å planlegge avslutning av driften på Knarrfeltet og sluttdisponering av innretningene. Tilsvarende har operatøren for gasseksportørledningen, Gassco, startet arbeidet med planlegging for avslutning av denne. Disse prosessene blir koordinert, men det blir utarbeidet egne konsekvensutredninger og avslutningsplaner av formelle årsaker.

2.2. Formålet med konsekvensutredning

I henhold til petroleumsloven § 5-1 skal rettighetshaverne utarbeide en avslutningsplan som normalt skal legges frem for departementet 2-5 år før bruken av en innretning endelig opphører. Avslutningsplanen skal bestå av en disponeringsdel og en konsekvensutredning (jmfør petroleumsforskriften § 43).

Formålet med konsekvensutredningen er å sikre at norske myndigheter har et godt grunnlag til å kunne fatte vedtak om endelig disponering. Konsekvensutredningsprosessen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold, og arbeidet skal tilrettelegge for en åpen og medvirkende prosess der ulike aktører kan uttrykke sin mening, samt påvirke utformingen av prosjektet.

Konsekvensutredningen skal gi en beskrivelse av vurderte disponeringsalternativ og anbefalt disponeringsløsning for KGP. Hensikten er å vurdere mulig positive og negative virkninger på miljø, naturressurser og samfunn som følge av avviklingen, samt klargjøre forebyggende og avbøtende tiltak.

2.3. Rettighetshavere og operatør

Gasseksportørledningen ble bygget av Knarrlisensen og ble ved driftsstart overdratt til Knarr Gas Pipeline Joint Venture, med Gassco som operatør. Rettighetshavere i Knarr Gas Pipeline Joint Venture er de samme som i Knarrlisensen, og i samme forhold:

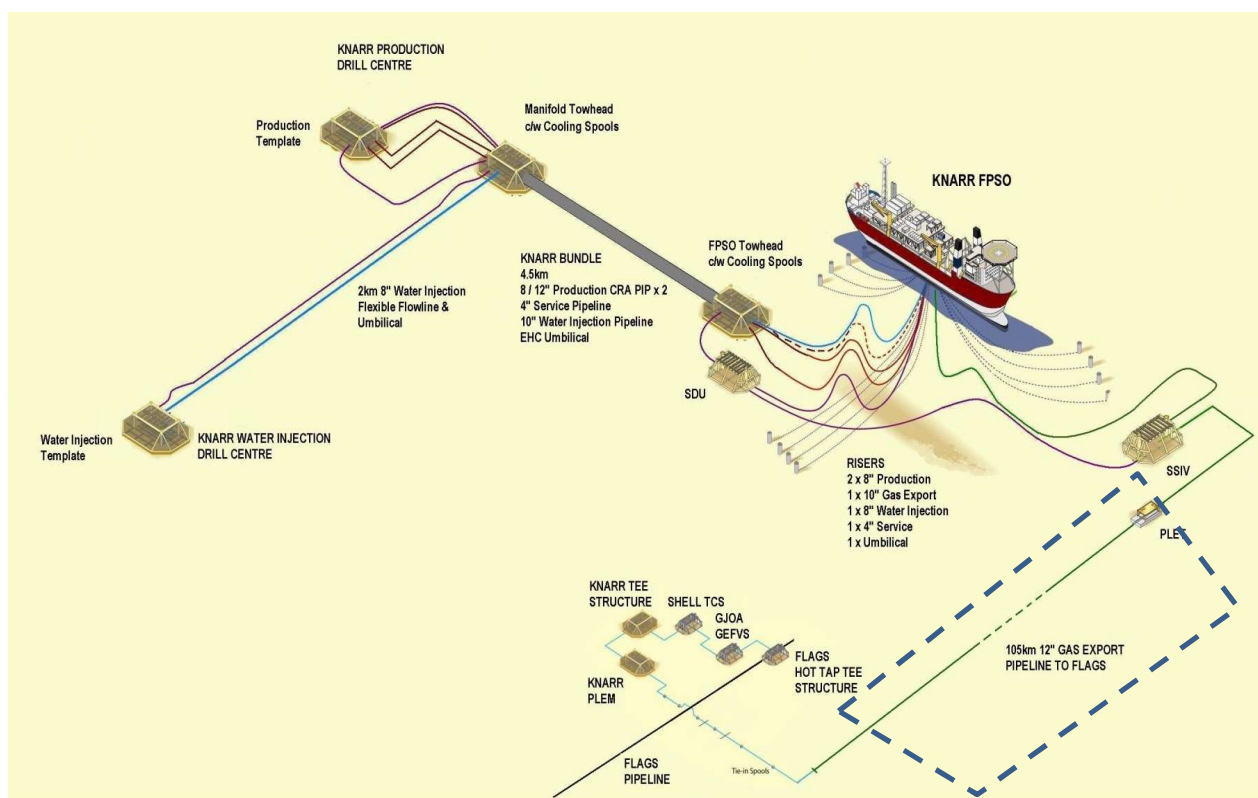
- A/S Norske Shell (45%)
- Idemitsu Petroleum Norge AS (25%)
- Wintershall Norge AS (20%)
- Dea Norge AS (10%)

Som operatør er Gassco formelt ansvarlig for myndighetsprosessen knyttet til avvikling av gass eksportørledningen.

2.4. Beskrivelse av KGP og tilhørende utstyr

Knarrfeltet består av havbunnsrammer knyttet opp mot Petrojarl Knarr FPSO. Gass blir eksportert til Storbritannia gjennom KGP, som er 105,7 km lang og tilknyttet FLAGS. Innretninger og infrastruktur er skissert i figur 2-2. Grensen for hva som er dekket av foreliggende konsekvensutredning går ved PLET-strukturen på Knarrfeltet. Omfanget av KGP som inngår er fra og med PLET til grensen mot Storbritannia, en rørlengde på omlag 94 km.

I konsekvensutredningen for utbygging og drift av Knarr (Jordbær) ble det under kapitlet «Avslutning og sluttdisponering» angitt at feltinnretninger vil bli fjernet og brønner plugget i henhold til gjeldende praksis. Nedgravde rørledninger og kabler vil bli etterlatt etter rengjøring og sikring av endene. Sistnevnte dekker også KGP.

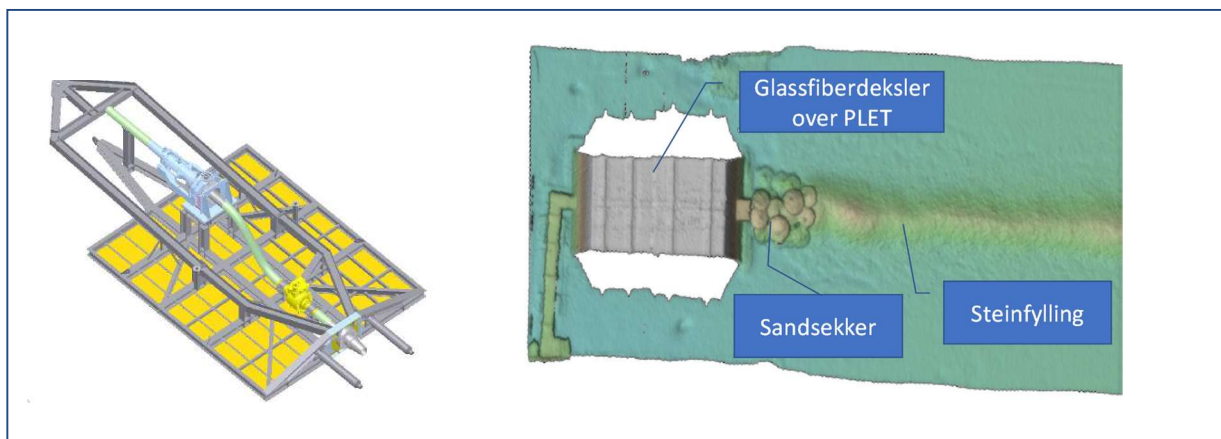


Figur 2-2. Feltoversikt for Knarr. KGP illustrert nederst til høyre. Deler omfattet av foreliggende konsekvensutredning er innenfor stiplede område.

2.4.1. Havbunnsinnretning

Gass fra Knarr går via havbunnsikkerhetsventilen (SSIV), rørendestykke (spool) inn i en rørledningsavslutningstruktur (PLET) og deretter inn i gass eksportørledningen. Gassco sitt operatøransvar starter ved PLET. Denne har en vekt på ca. 83 tonn inkludert glassfiberdeksler. Det er to glassfiberdeksler tilhørende PLET, med en total vekt på 39

tonn. Tilsvarende finnes en endemanifold (PLEM) i andre enden av rørledningen, men denne er på britisk sektor og er dermed ikke omhandlet i foreliggende utredning.

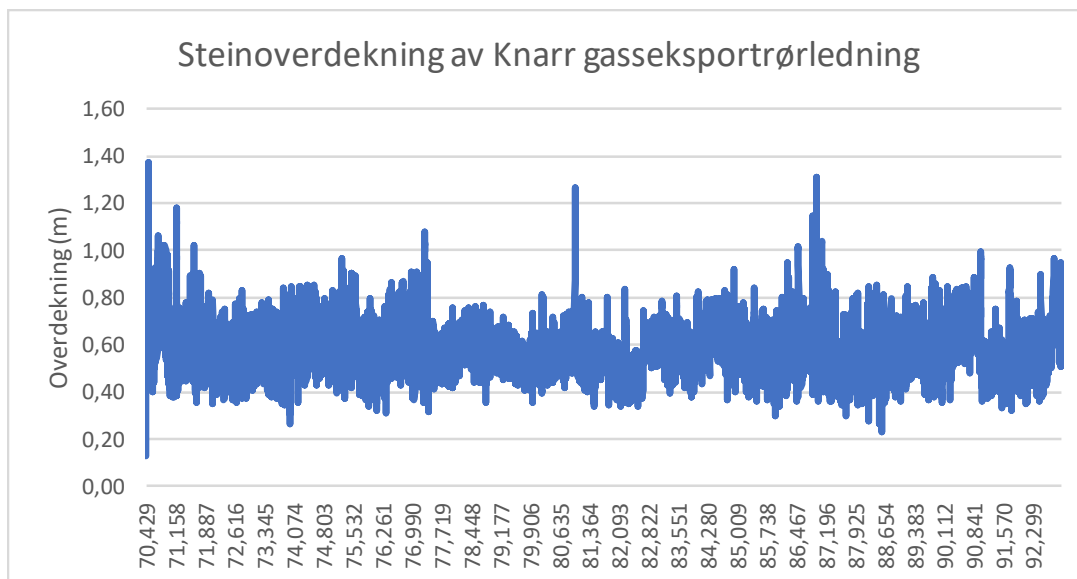


Figur 2-3. Endestruktur (PLET) for gasseksportørledningen på Knarrfeltet og angivelse av deksler, steinoverdekning og plassering av sandsekker (Deepocean 2018).

2.4.2. Gasseksportørledningen (KGP)

KGP er 105,7 km lang hvorav 94,1 km er på norsk sokkel. Indre diameter er 12" og rørledningen består av stål med et 2-4 mm tykt polypropylenbelegg som beskyttelseslag. Totalvekt av rørledningen på norsk sokkel er ca. 9 500 tonn inkludert stål, polypropylenbelegg og anoder (røret har ingen betongkappe). Det er totalt installert 450 aluminiumanoder, hvorav ca. 6 tonn aluminium på norsk side. Anodene inneholder 2-3% sink.

Stålrøret er lagt i grøft med overdekning av naturlige sedimenter de første 70 km og det ble i 2016/2017 gjennomført ytterligere overdekning mot slutten av dette området for å sikre god overdekning. Fra ca 70 km og frem til britisk sokkel ligger røret på havbunnen med steindekke frem til endestrukturen. Steinoverdekningen er i gjennomsnitt ca. 0,6m over røret. Figur 2-4 angir overdekningshøyde over røret på norsk sokkel. Langs den nedgravde delen har rørledningen ingen frie spenn over grøfta og omfanget av eksponerte områder utgjør kun vel 300 meter. Men, hele røret ligger i grøft og godt under havbunnsnivå. Totalt er 99,7% av rørledningen overdekket av naturlige sedimenter og/eller stein (Deepocean 2018).



Figur 2-4. Overdekning av stein (meter over røret) over gasseksportørledningen i området fra 70 km fra Knarr til grensen mot Storbritannia (94,1 km).

På veien til FLAGS krysser Knarr-rørledningen totalt ti andre rørledninger og kabler, hvorav sju på norsk sokkel; Danice Telecom kabel, Cantat 3 Telecom kabel, Snorre kabel, Snorre gasseksportør, Gullfaks 14" gasseksportør, Statline 30", Gjøl 26" gasseksportør, Brent South 10" oljerør, Brent South 8" vanninjeksjonsrør og FLAGS 36" gasseksportør (se figur 2-5 på neste side), de tre siste på britisk sokkel.

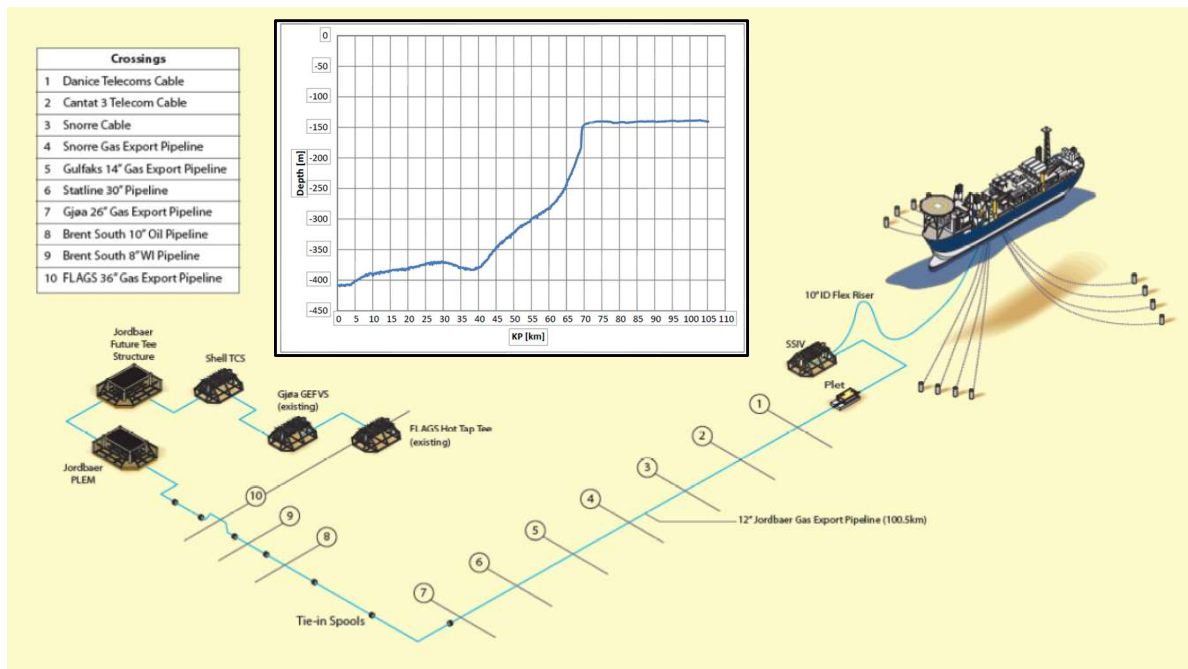
I forbindelse med overkryssninger av rør og kabler er det utplassert betongmatter og noe steinfylling. Totalt 47 betongmatter ble installert på norsk side, hver med en vekt på 5-10 tonn. Mattene er sydd sammen med polypropylentau.

Vanndypet langs traséen varierer fra vel 410 m ved Knarr FPSO til knapt 140 m ved FLAGS-tilkoblingen. Traséen er vist i figur 2-6 på neste side og dybdeprofil innfelt i figur 2-5.

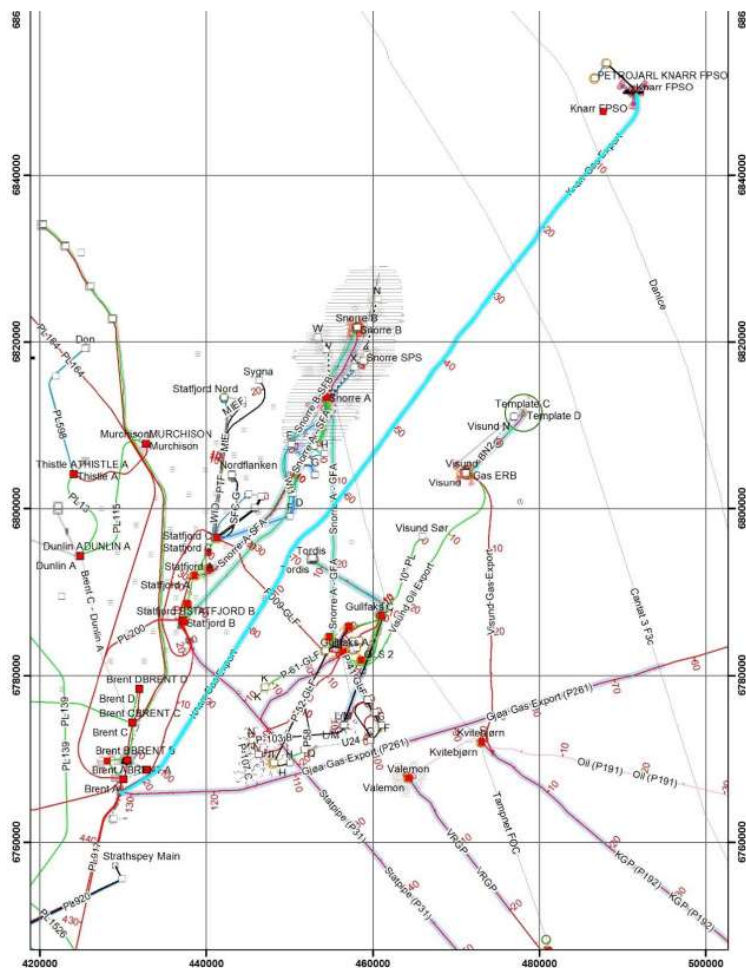
Grensesnittet for Gassco sitt ansvar inn mot FLAGS-rørledningen går ved Tee-strukturen (figur 2-5), hvor Shell UK er ansvarlig operatør.



Bilde fra produksjon av betongmattene



Figur 2-5. Gasseksportørledningen med tilhørende utstyr, kryssninger med andre rør og kabler, samt dybdeprofil langs traséen (innfelt).



Figur 2-6. Oversiktsbilde av traséen for gasseksportørledningen.

2.5. Lovverk, prosess og saksbehandling

2.5.1. Krav i norsk lovverk

Avslutning av petroleumsvirksomhet er underlagt bestemmelsene i Petroleumsloven, jmfør lovens kapittel 5. Rettighetshaverne er ansvarlige for å utarbeide en plan for avslutning og disponering av feltets innretninger i god tid (normalt 2-5 år) før forventet endelig opphør av produksjon på feltet/bruk av innretninger eller utløp av lisensperioden. Lovens forskrifter stiller krav til innholdet i avslutningsplanen. Avslutningsplanen skal bestå av to deler; en disponeringsdel og en konsekvensutredning. Kravet om en konsekvensutredning er nedfelt i Petroleumslovens § 5-1, med tilhørende detaljer i petroleumsforskriften § 45.

Nasjonale krav til disponering av offshore innretninger implementerer anbefalingene gitt gjennom internasjonale avtaler (se avsnitt 2.5.2.).

Nasjonale rammebetingelser for avhending og sluttdisponering av rørledninger er gitt gjennom St. Meld. nr. 47 (1999-2000) «Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel» og representerer en sak-til-sak vurdering der særlig hensynet til fiskeriinteresser vektlegges ved sluttdisponering. Implisitt i denne vurderingen ligger det at rørledningene ikke vil utgjøre noen fare for forurensning av miljøet. Generelt gjelder det at nedgravde rørledninger kan etterlates, mens eksponerte rørledninger er gjenstand for nærmere vurderinger.

2.5.2. Krav i internasjonalt lovverk

FNs havrettskonvensjon (UNCLOS) gir rammebetingelser for utplassering av innretninger (inkludert rørledninger) og fjerning av overflødige innretninger etter endt bruk. Basert på denne har Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen (IMO) utarbeidet retningslinjer for å sikre fri ferdsel til sjøs (IMO, 1989). Retningslinjene er ikke bindende, men gir anbefalinger vedrørende avslutning av utrangerte offshoreinnretninger. Generelt anbefales fjerning av faste innretninger i områder med vandyp mindre enn 75 m, og minimum 55 m overseilingsdyp over etterlatte innretninger i dypere områder.

For det nordøstlige Atlanterhavet, inkludert Nordsjøen, har OSPAR etablert spesifikke kriterier knyttet til disponering av overflødige offshore-innretninger. OSPAR beslutning 98/3 gir et generelt forbud mot dumping eller etterlatelse av overflødige offshore petroleumsinneinretninger som ikke har noen videre funksjon (OSPAR, 1998). OSPAR-beslutningen omfatter ikke rørledninger.

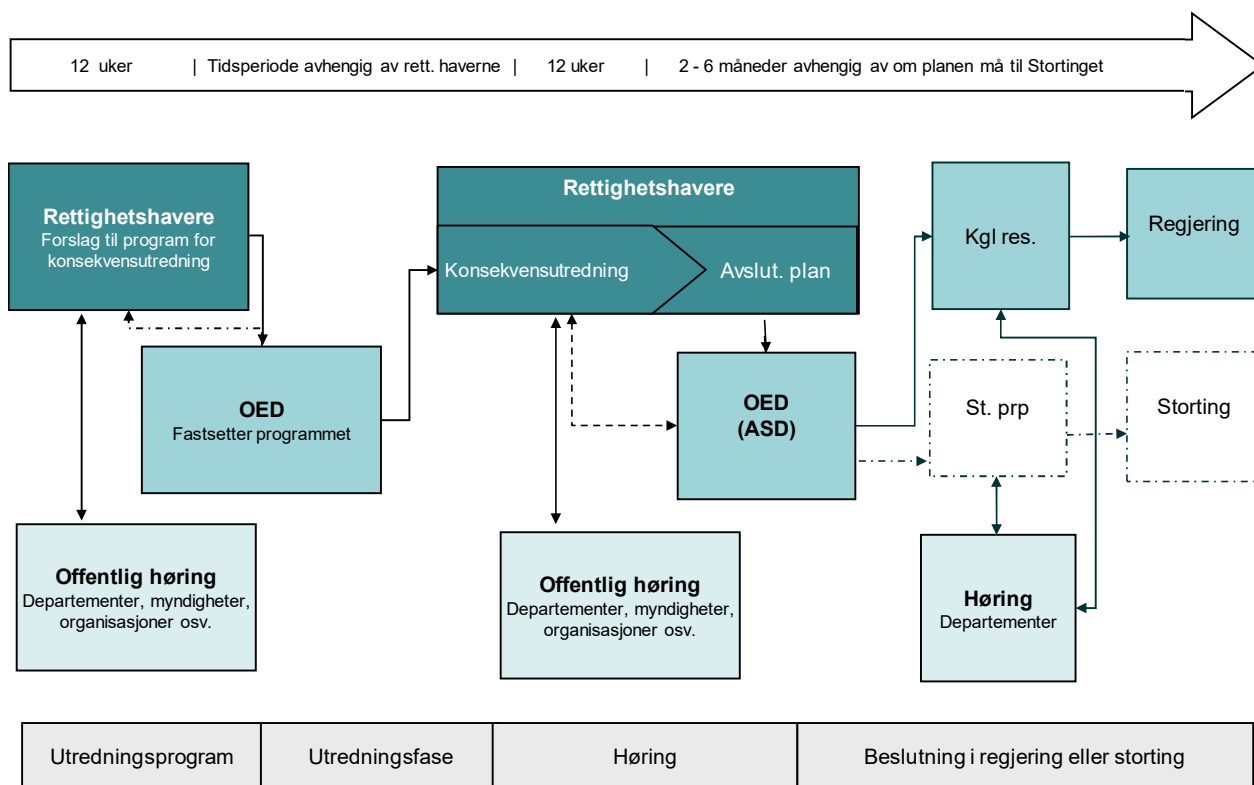
2.5.3. Konsekvensutredningsprosessen

Konsekvensutredningsprosessen starter med at rettighetshaverne utarbeider et forslag til program for konsekvensutredning. For Knarr var det et felles program for feltinnretninger og KGP, administrert av A/S Norske Shell. Operatøren sendte forslaget til utredningsprogram elektronisk på høring til relevante høringsparter (myndigheter, organisasjoner og andre interessenter) som er anbefalt av OED. Forslaget til

utredningsprogram ble også gjort tilgjengelig på internett hos operatøren for Knarrfeltet (www.shell.no). Høringsperioden var satt til 12 uker. Høringsuttalelsene til utredningsprogrammet ble sendt til operatøren med kopi til OED. Shell, i samarbeid med Gassco, sammenfattet disse og ga sin vurdering i forhold til implementering i utredningsprogrammet. Dette ble igjen lagt frem for OED som fastsatte utredningsprogrammet basert på uttalelsene og rettighetshavernes kommentarer til og/eller plan for implementering av disse. Høringskommentarer og vurdering av disse er presentert i kapittel 4.

Rettighetshaverne gjennomfører konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt utredningsprogram. Konsekvensutredningen blir sendt elektronisk på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det blir kunngjort i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig relevant bakgrunnsinformasjon, blir gjort tilgjengelig på internett. Fristen for høring skal ikke være kortere enn seks uker, og er for avslutning og disponering av KGP satt til 12 uker. Uttalelser til konsekvensutredningen blir sendt til Gassco (operatør) med kopi til OED. Operatøren vil forelegge for departementet en oppsummering med vurdering. Departementet vil, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken. OED presenterer saksdokumentene for Regjeringen (eller Stortinget) for beslutning.

Myndighetsprosessen for konsekvensutredning for avvikling av offshore innretninger er skissert i figur 2-7 på neste side. Et disponeringsvedtak for innretningene antas å bli fattet av regjeringen basert på prosjektets disponeringsløsninger og begrensede økonomiske ramme.

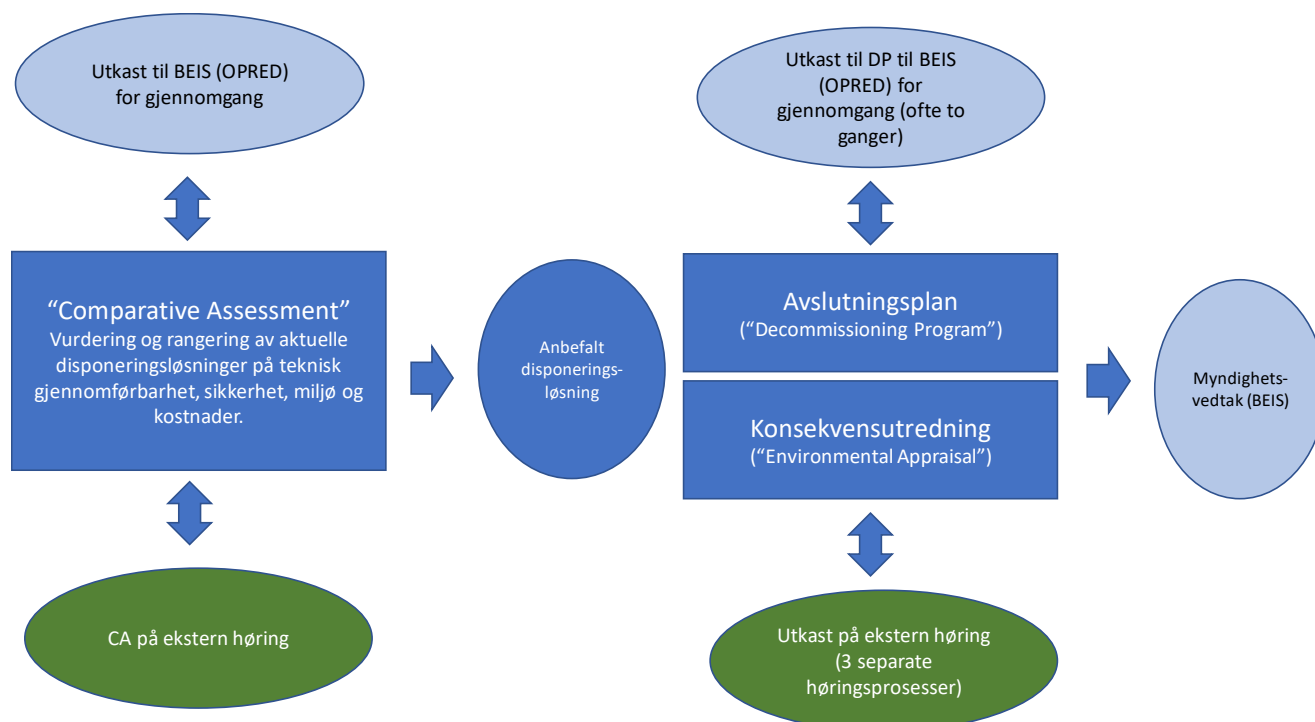


Figur 2-7. Skematisk fremstilling av utredningsprosessen og saksbehandlingen for avvikling av offshore innretninger. ASD: Arbeids- og sosialdepartementet, OED: Olje- og energidepartementet.

2.5.4. Forholdet til britiske krav og myndighetsprosesser

Deler av KGP er lagt på britisk sokkel og er koblet inn mot FLAGS-rørledningen for eksport av gass til St. Fergus i Storbritannia. Den delen av gassrørledningen som ligger på britisk side hører inn under britisk jurisdiksjon og er gjenstand for en avviklingsprosess etter britisk regime.

Det er inngått en rammeavtale mellom britiske og norske myndigheter om grensekryssende petroleumsprosjekter, gyldig fra 2007. I henhold til denne skal begge de to landenes myndigheter godkjenne tidspunkt for avslutning og søke enighet om standarder og metoder for avslutning og disponering. En avslutningsplan kan være felles og dekke kravene i begge lands regelverk, eller være todelt. For KGP er det avtalt med de to landenes myndigheter å levere separate avslutningsplaner. Disse avslutningsplanene vil imidlertid være harmonisert i forhold til disponeringsløsning og tidsplan for avviklingarbeidet. Som en del av den britiske avslutningsplanen vil det, som i Norge, utarbeides en konsekvensutredning («Environmental Appraisal»). Tilsvarende som i Norge vil det der være høringsprosesser som involverer myndigheter og relevante interessenter. Prosessen knyttet til avslutningsplanen i Storbritannia er skissert i figur 2-8.



Figur 2-8. Forenklet skisse av prosess for utarbeidelse, høring og godkjenning av avslutningsplan i Storbritannia. BEIS: Department for business energy and industrial strategy, OPRED: Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning.

2.6. Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Planlegging for avvikling av KGP er igangsatt med utarbeidelse av avslutningsplan inkludert en konsekvensutredning. Det formelle myndighetskravet tilsier at en avslutningsplan normalt skal legges frem 2-5 år før endelig bruk av innretningen opphører. Det er derfor igangsatt en prosess med tidsplan frem til myndighetsbeslutning som angitt i tabell 2-1.

Tabell 2-1. Tidsplan for konsekvensutredningsprosess og myndighetsbehandling av avslutningsplanen.

Aktivitet	Tidsplan
Forslag til program for konsekvensutredning på høring	1. kvartal 2019
Fastsetting av programmet (OED)	4. juli 2019
Høring av konsekvensutredning	4.kvartal 2019
Levering av avslutningsplan	1.kvartal 2020
Godkjenning avslutningsplan	2. kvartal 2020

2.7. Oversikt over tillatelser og myndighetsprosesser

I forbindelse med avviklingen av KGP må nødvendige søknader og tillatelser innhentes fra norske myndigheter. Tabell 2-2 gir en oversikt over mulige søknader og tillatelser som må innhentes. Listen er ikke nødvendigvis komplett og vil oppdateres som en del av den videre prosjektplanleggingen.

Tabell 2-2. Aktuelle søknader og tillatelser i forbindelse med avviklingen av Knarr og Knarr gasseseportørledning.

Søknad/tillatelse	Gjeldende regelverk	Ansvarlig myndighet
Eventuell søknad om tillatelse til bruk og utslipp av kjemikalier som benyttes i forbindelse med avviklingsarbeidet til havs, og som ikke inngår i eksisterende tillatelse.	Forurensningsloven § 7	Miljødirektoratet
Eventuell søknad om mudring og/eller etablering av steinfylling i forbindelse med disponeringsarbeidet.	Forurensningsforskriften § 22-6	Miljødirektoratet
Søknad om samtykke før fjerning/disponering av en innretning.	Styringsforskriften § 25, 4. ledd, bokstav d	Petroleumstilsynet
Eventuell søknad om grensekryssende transport av avfall.	Avfallsforskriften § 13-1 og § 16	Miljødirektoratet/ Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet.

3. Plan for avslutning og disponering

Planmessig vil avslutning av driften for KGP være knyttet til avslutningen på Knarrfeltet. Som beskrevet innledningsvis er det noe usikkerhet knyttet til tidspunkt for opphør av produksjonen. Aktivitetene vil likevel være de samme, uavhengig av tidspunkt.

3.1. Klargjøring for avvikling og sluttdisponering

Rørledningen vil bli rengjort uavhengig av disponeringsløsning. Ulike metoder for rengjøring som har vært vurdert inkluderer:

- Vanngjennomspyling
- Vasking med kjemikalier
- Vasking med varmt vann
- Mekanisk rengjøring («pigging»)

Basert på gasskomposisjon er det ikke forventet, eventuelt kun et begrenset omfang, av voks og avsetninger. Vasking med varmt vann er lite praktisk gjennomførbart for en så lang rørledning. Kun vanngjennomspyling kan kreve et betydelig vannvolum for å oppnå ønsket rensing, anslagsvis 14 700 m³ vann som må håndteres på Knarr FPSO. En løsning med mekanisk rengjøring er derfor vurdert som beste løsning. Med denne metoden vil eventuelle avsetninger (korrosjonsprodukter og hydrokarbonrester) bli fjernet effektivt. Et mekanisk piggetog, sammen med vann/glykol, vil bli sendt fra PLEM på britisk side og mottatt på Knarr FPSO, hvor væskestrøm blir ivarettatt av eksisterende prosesssystemer og avfall håndtert. I størrelsesorden 9000 m³ vann vil da bli pumpet inn i rørledningen for å drive piggetoget gjennom. Anslagsvis 200 m³ vann må håndteres på Knarr FPSO. Siden det ikke er identifisert gjenbruksmuligheter for KGP, vil vannet ikke bli tilsatt konserveringskjemikalier.

Annen type klargjøring vil avhenge av disponeringsløsning, herunder eksempelvis behov for flytting av steinfyllinger, frakobling av KGP mot røredestykker, mudring, kutting av rør, og overdekking med stein.

3.2. Alternative disponeringsløsninger og gjennomføring

For KGP og tilhørende enheter er følgende disponeringsløsninger aktuelle:

- KGP blir etterlatt som den ligger.
- KGP blir fjernet til land for avhending (materialgjenvinning).
- PLET blir fjernet til land for avhending (materialgjenvinning).
- Glassfiberdeksler blir fjernet til land.

For utstyr som blir fjernet gjelder avfallshierarkiet (jf. figur 5-3), primært gjenbruk, sekundært materialgjenvinning og eventuelt avfallsavhending. Konkret gjenbruk av strukturer og utstyr vil bli vurdert fortløpende.

Grunnleggende for disponeringsarbeidet er trygg gjennomføring og fokus på helse, miljø og sikkerhet i alle ledd, med gode og robuste disponeringsløsninger både på kort og lang sikt. For gjennomføring av avslutnings- og disponeringsaktiviteter vil Gassco spesielt undersøke muligheter for kosteffektive løsninger blant annet gjennom synergi med andre prosjekter, og minimere bruk av kostbare og energikrevende tungløftfartøy.

3.2.1. Fjerning og sluttdisponering av PLET

Etter rengjøring (pigging), vil PLET bli forberedt for fjerning; inspeksjon, frakobling/kutting av rør, fjerning av deksler, eventuelt flytting av steinfylling for å legge til rette for frigjøring fra havbunnen og løft. PLET er installert på mudmatter og er ikke pælet i havbunnen.

Et mindre kranfartøy vil bli benyttet til å løfte ut PLET (44 tonn) og frakte denne til anlegg på land for demontering. Ambisjonen er å samordne denne aktiviteten med fjerning av andre havbunnsinnretninger på Knarrfeltet.

På land vil eventuelle miljøfarlige stoffer sikres og mulig salgbart utstyr ivaretas. Resterende enheter vil bli kuttet opp, sortert og i hovedsak levert for materialgjenvinning. Dette er standard industriaktiviteter ved de aktuelle anlegg.

3.2.2. Alternative disponeringsløsninger - KGP

KGP er lagt i grøft med overdekning de første 70 km, deretter er røret lagt på havbunnen med steindekke frem til endestrukturen.

Det er i PUD beskrevet at aktuelle disponeringsløsninger er etterlatelse som den ligger, eventuelt full fjerning. Fjerning til land vil kreve at steinfyllinger blir flyttet og sedimentdekke blir mudret bort før rørledningen kan bli forberedt for fjerning. Røret må deretter trekkes opp eller kuttet i mindre lengder der det ligger før opptak til fartøy. Dette er svært arbeidskrevende og omfattende arbeid. Flere hundre tusen tonn med steinfyllinger må flyttes, en operasjon som er anslått til å ta over en måned. Arbeidet krever en undervanns graveenhet og et tilhørende støttefartøy. Kutting av røret i eksempelvis 25 meters lengder vil kreve over 4 000 kutt, og deretter betydelig arbeid med løft og transport til land. En metode med reversert S-legging er vurdert som mest effektiv, vil kreve et rørleggingsfartøy i aktivitet i omlag en måned, men er lite ønskelig i forhold til teknisk sikkerhet. En slik løsning er kostnadsestimert til over 280 MNOK for andelen på norsk side.

Etterlatelse av KGP medfører frakobling/kutting mot tilgrensende infrastruktur som skal fjernes og overdekking av ender etter fjerning av tilgrensende strukturer (PLET, og PLEM på britisk sokkel). KGP blir etterlatt som den ligger ved overkryssninger (avtaler inngås med de respektive rettighetshaverne). Løsningen er kostnadsestimert til 20 MNOK og

inkluderer forberedende arbeid, fjerning og disponering på land, overdekking av rørender og etterfølgende undersøkelser.

3.2.3. Anbefalt disponeringsløsning

Med henvisning til vurderingene av de alternative disponeringsløsningene som presentert over, er det basert på utredning av virkninger på miljø og samfunn, som dokumentert i foreliggende konsekvensutredning, og i henhold til prinsippene om risikoreduksjon (jf. Rammeforskriften §9), anbefalt følgende disponeringsløsninger for de ulike innretninger/rørledninger:

- KGP blir etterlatt som den ligger etter rengjøring og kutting, der rørender blir overdekket og overkrysningsrør etterlatt (inkludert betongmatter/steinfyllinger).
- PLET blir fjernet til land for avhending (materialgjenvinning).
- Glassfiberdeksler blir fjernet (gjenbruk eller energigjenvinning).

Anbefalt løsning er kostnadsestimert til 20 MNOK eksklusive rengjøringsaktiviteter, men inkludert undersøkelser og sluttverifikasjon.

3.3. Opprydding, verifikasjon og overvåking

Etter endt sluttdisponering skal det ikke være strukturer eller utstyr igjen på havbunnen, med unntak av en nedgravd/overdekket KGP som blir avklart i myndighetsvedtak, jf. godkjenning av avslutningsplanen. Undersøkelser vil bli gjennomført for å identifisere og fjerne eventuelt avfall på havbunnen. En verifikasjon etter endt disponering vil bli gjennomført for å sikre og dokumentere ønsket slutttilstand.

Siden KGP blir etterlatt overdekket/nedgravd og uten frie spenn over havbunnsnivå, er det ikke vurdert som nødvendig med ytterligere fremtidig overvåking etter sluttverifikasjonen.

3.4. Tidsplan for gjennomføring av avslutningsarbeidet

Som nevnt i kapittel 2.1 er tidspunkt for avslutning av produksjonen på Knarr ikke fastsatt. Uavhengig av tidspunkt, vil det forut for dette bli gjennomført nødvendige aktiviteter for nedstengning og klargjøring før fjerning/etterlatelse, herunder rengjøring av KGP.

Forberedende arbeider for fjerning/etterlatelse, og gjennomføring av fjerningsarbeidet av PLET, vil ha en varighet på anslagsvis et par uker. I tillegg kommer håndtering/materialgjenvinning av PLET på land.

3.5. HMS&K - visjoner og mål

Gassco har følgende policy for HMS&K:

- Gassco sørger for sikker og pålitelig gasstransport fra den norske sokkelen.

- Kundenes krav og forventninger skal ivaretas på en effektiv, etisk og profesjonell måte.
- Ledelsesforankring er avgjørende for å oppnå utmerkede HMS&K-resultater.
- Risiko for personell, miljø, materielle verdier og samfunn må forstås og styres.
- H: Vi vil ha et arbeidsmiljø som stimulerer kreativitet, effektivitet og arbeidsglede og som forebygger arbeidsrelaterte skader og sykdommer.
- M: Vi skal drive vår virksomhet uten å skade miljøet og i tråd med prinsippene om bærekraftig utvikling.
- S: Målet vårt er null ulykker samt ingen skader på personer, miljø eller materielle verdier.
- K: Vår eierstyring og selskapsledelse skal fokusere på effektivitet, samsvar med krav gitt i våre rammedokumenter og kontinuerlig forbedring.
- HMS&K er et linjeansvar, der alle ansatte skal bidra til at vi når våre mål.
- Vi forventer at alle våre samarbeidspartnere deler våre holdninger, ambisjoner og atferd.

4. Oppsummering av høringskommentarer

Et forslag til program for konsekvensutredning ble utarbeidet i henhold til departementets veileder for konsekvensutredning (som del av PUD/PAD veilederen, 2018), samt etter industriens håndbok for konsekvensutredning relatert til avvikling av offshore innretninger (DNV, 2001). Programforslaget ble sendt på høring per epost 19.02.2019, samtidig som det ble gjort tilgjengelig på selskapets nettsider. Høringsfristen ble i samråd med OED satt til 17. mai 2019. Det ble mottatt svar fra 12 høringsparter, hvorav seks hadde innspill eller kommentarer:

- Arbeids- og sosialdepartementet
- Fiskeridirektoratet
- Justis – og beredskapsdepartementet
- Kartverket
- Klima- og miljødepartementet
- Landsorganisasjonen (LO)
- Miljødirektoratet
- NAV
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
- Norsk Oljemuseum
- Riksantikvaren
- Samferdselsdepartementet

Kommentarene er oppsummert og vurdert i tabell 4-1.

Basert på dette fastsatte Olje- og energidepartementet programmet for konsekvensutredning 4. juli 2019

Tabell 4-1. Oppsummering av høringsuttalelser til program for konsekvensutredning og rettighetshavernes vurdering av disse.

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
Arbeids- og sosialdepartementet	ASD har innhentet Petroleumstilsynets vurdering. PTIL har ikke merknader til løsninger angitt for avvikling av Knarr og Knarr	Kommentaren tas til orientering.

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
	gasseksportørledning. Departementet har ikke ytterligere kommentarer.	
Fiskeridirektoratet	Beskrivelsen av fiskeriaktivitet, kap. 4.2.8, synes i all hovedsak å være dekkende ifølge FDIR. FDIR påpeker likevel at fiske er dynamisk og vil variere etter fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer. På sikt kan dette føre til en økende fiskeriaktivitet i området. Det er derfor viktig at installasjoner, kabler, rør og annet som er lagt på bunnen i forbindelse med petroleumsaktiviteten fjernes.	Hensynet til fiskeriaktivitet er en viktig del av vurderingsgrunnlaget for disponeringsløsninger som blir gjort gjennom konsekvensutredningen. Intensjonen er at havbunnen blir etterlatt uten hefter for bunnfiske.
	FDIR påpeker at under punkt 6.1, Konsekvenser for fiskeri, står det blant annet at «etter endt avvikling vil det ikke være gjenværende hefter eller arealbeslag på feltet». Dette ser FDIR som svært positivt, men påpeker også at under samme kapittel står følgende «For enkelte rørledninger vil alternative disponeringsløsninger bli utredet».	Det er ingen motsigelse mellom de to henviste tekstene. Alternative disponeringsløsninger blir utredet for å finne den samfunnsøkonomisk beste løsningen vurdert ut fra hensynet til beskyttelse av miljøet og annen bruk av havet, sammenholdt med kostnadene. I tilfelle av etterlatelse av rørledning, vil avbøtende tiltak bli gjennomført for å sikre at det ikke er gjenværende hefter på havbunnen.
	Med henvisning til forrige kommentar poengterer FDIR at de er skeptisk til en praksis med etterlatelse av petroleumsrelaterte	Kommentaren tas til orientering. Utredning av alternative disponeringsløsninger for rørledninger og kabler følger av norsk

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
	gjenstander på havbunnen, inkludert rørledninger.	praksis jfr. Stortingets føringer (St. Meld 47 (1999-2000)). Hensynet til fiskeri er her tillagt en sentral vekt som del av beslutningskriteriene.
Justis- og Beredskapsdepartementet	Departementet har ingen merknader til forslaget.	
Kartverket	Kartverket har ingen kommentarer eller merknader til forslaget.	
Klima- og Miljødepartementet	Klima- og miljødepartementet mener forslaget til program for konsekvensutredning i hovedsak dekker de områdene som er viktige å belyse når det gjelder både ytre miljø og kulturminner. Miljødirektoratet og Riksantikvaren har imidlertid enkelte kommentarer til forslaget som de slutter seg til, og viser derfor videre til høringsuttalelsene fra Miljødirektoratet og Riksantikvaren.	Kommentaren tas til orientering. Det henvises til mottatt uttalelse fra Miljødirektoratet og Riksantikvaren.
Landsorganisasjonen (LO)	LO vil understreke at Norge har et politisk mål om at aktiviteten på norsk sokkel skal gi ringvirkninger i Norge. Fjerning av installasjonene inngår som ringvirkninger av aktiviteten. LO vil derfor understreke betydningen av at operatørene bestreber seg på å tilrettelegge for at norske aktører kan sikres	Kommentaren tas til orientering. Norge har en veletablert industri for nedbygging av petroleumsinnretninger, med flere godkjente anlegg på land for slik virksomhet. Erfaring viser at denne industrien er konkurransedyktig og vinner oppdrag både i Norge og internasjonalt. Anbudsprosesser knyttet

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
	oppdragene med fjerning av installasjonene. Samt at gjenvinning av materialer kommer til Norge. Det er viktig for Norge og industriarbeidsplasser at man får kompetanse på dette. Det kan bli en ny industri som er viktig for landet.	til avvikling av Knarr vil følge nasjonale krav og internasjonale avtaler.
	LO vil minne om at maritime oppdrag i norske farvann må basere seg på norske tariffavtaler. Bruk av rederier med fartøy registrert i det norske ordinære registeret sikrer dette. LO forutsetter at arbeidet med fjerning av innretningene utføres av aktører som er bundet av landsomfattende norske tariffavtaler. Den støtten næringen trenger for å sikres gode langsiktige rammebetingelser henger sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.	Ved tildeling av kontrakter til utenlandske aktører vil rettighetshaverne påse og sikre at gjeldene regler og tariffavtaler overholdes i tråd med regelverket.
	LO er opptatt av arbeidsmiljøet i fjerningsfasen. Støy er en utfordring og vi forventer at beskyttelsestiltak for arbeiderne vil bli gjennomført.	Rettighetshaverne vil ha høy fokus på alle sider ved arbeidsmiljø, inkludert støy, i alle fasene av fjerningsprosjektene, og sikre at kontraktører og underleverandører opererer i henhold til gjeldende standarder og krav.

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
Miljødirektoratet	Miljødirektoratet mener at det er flere punkter hvor Shell ikke har tatt stilling til endelig løsning. Miljødirektoratet ønsker tidlig dialog dersom operatøren må ta valg som kan få konsekvenser for ytre miljø og minner om at eventuelle søknader om tillatelse etter forurensningsloven må sendes inn i god tid før aktiviteten skal gjennomføres.	Hensikten med forslaget til program for konsekvensutredning er å presentere mulige alternativer som vil bli utredet og dokumentert i konsekvensutredningen. Basert på utfall av utredningene vil anbefalt disponeringsløsning her bli presentert, og så langt som mulig gi en vurdering av aktuell metode for gjennomføring av disponeringsarbeidet. Søknadspliktig virksomhet vil bli omsøkt som påpekt.
	Miljødirektoratet mener tidsplanen for KU er stram. Dette gir lite rom for eventuelle tilleggsutredninger, dersom det skulle bli nødvendig.	Kommentaren om stram tidsplan tas til etterretning og planen er nå forlenget i forhold til opprinnelig.
	Miljødirektoratet mener Shell må konkretisere hvilke behov som foreligger for tømning og rengjøring av rørledninger, samt belyse hvordan dette skal foregå. Fjerning og håndtering av fleksible produksjons- og stigerør må inngå i utredningen.	Konkretisering av behov og metoder for tømning og rengjøring av rørledninger vil være en del av utredningen. Håndtering og sluttdisponering av fleksible rør vil også inngå i konsekvensutredningen.
	Shell må belyse hvordan fjerning av utstyr med "destruktive metoder" kan gi mindre miljøbelastning.	Bruk av destruktive metoder kan være aktuelt hvor materialet skal til materialgjenvinning og gjenbruk ikke er mulig. Energibruk og miljøpåvirkning med denne og konvensjonelle

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
		metoder vil bli adressert og utredet
	Miljødirektoratet anbefaler at marin begroing fjernes offshore hvis det er teknisk mulig, forutsatt at begroingen ikke inneholder miljøskadelige stoffer fra f.eks. maling.	Aktuelt havbunnsutstyr ble utplassert i 2015 og er på 400m vanddyp. Video-inspeksjon angir svært lav grad av begroing. Det vil ikke være hensiktsmessig å fjerne dette offshore. Problemstillingen vil bli belyst i konsekvensutredningen.
	Miljødirektoratet forutsetter at landanlegg som Shell eventuelt velger for nedbygging av havbunnsutstyr og avfallshåndtering har tillatelse til slik virksomhet fra Miljødirektoratet.	Rettighetshaverne bekrefter at det vil være et krav at anlegg for nedbygging og materialhåndtering har alle nødvendige tillatelser på plass.
NAV	Arbeids- og velferdsdirektoratet har gjort seg kjent med hovedinnholdet i høringssaken, og har ingen merknader til det fremlagte forslaget.	
Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)	NVE har ingen merknader til høringssaken	
Norsk Oljemuseum	Norsk oljemuseum har en prioriteringsliste over felt som industrien, fagmyndighetene og Riksantikvaren definerer som de mest interessante kulturminner fra petroleumsvirksomheten – med A som høyeste og D som laveste prioritet. Knarr har i denne sammenheng ikke fått	Kommentaren tas til etterretning. Aktuell dokumentasjon for arkivering vil avklares i dialog med Norsk Oljemuseum på et senere tidspunkt. Påpekte forhold vil bli omtalt i konsekvensutredningen.

Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
	noen prioritet da kulturminneplanen ikke er oppdatert etter at feltet ble satt i produksjon. Basert på en preliminær vurdering av feltet basert på utvalgskriterier i kulturminneplanen vil det ikke fremmes forslag om at dette feltet blir utsatt for grundig dokumentering. Det er likevel av stor betydning for den generelle kunnskapen om aktivitetene på sokkelen at visse dokumenter tas vare på fra alle felt som har vært i produksjon. Det gjelder i første rekke fotografier og film, generelle konstruksjonstegninger og overordnet driftsdokumentasjon (driftshåndbøker). Disse dokumentene tas vare på og ordnes av Norsk Oljemuseum og lagres hos Nasjonalbiblioteket i Mo i Rana og hos Statsarkivet i Stavanger. Disse synspunktene ønskes belyst i konsekvensutredningen.	
Riksantikvaren	Omtalen av kulturminner er i hovedsak tilstrekkelig.	Kommentaren tas til orientering.
	Riksantikvaren henviser til Kulturminneplanen og anbefaler dialog med Norsk Oljemuseum for å avklare dokumentasjonsmateriale i	Kommentaren tas til etterretning. Det henvises til mottatt uttalelse fra Norsk Oljemuseum.

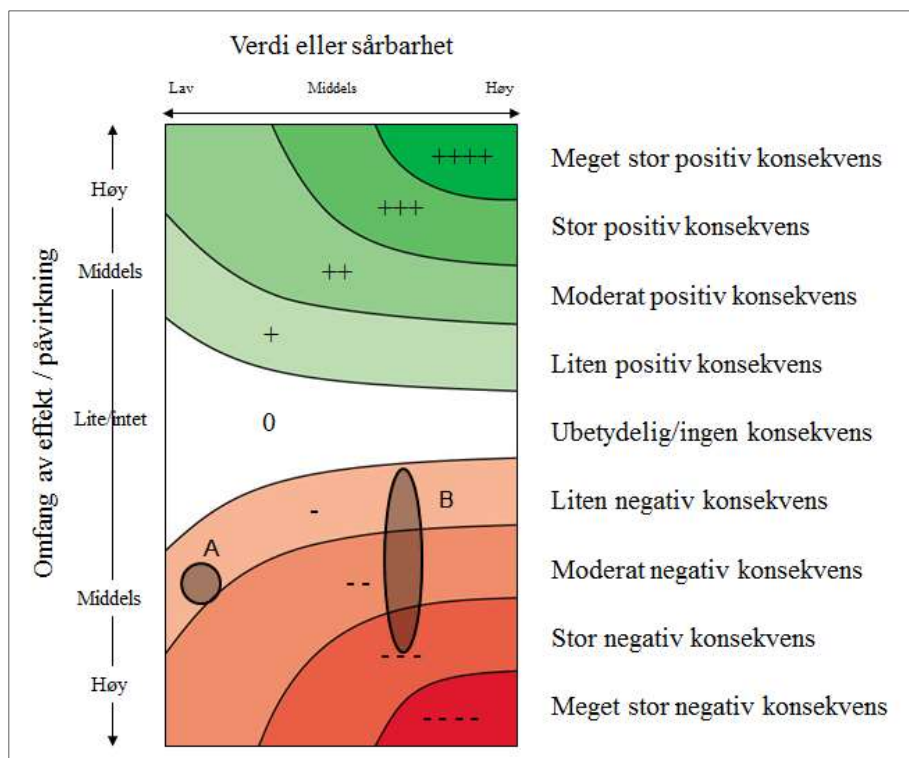
Høringspart	Uttalelse	Rettighetshavernes vurdering
	forbindelse med avvikling av Knarr.	
	Riksantikvaren gjør oppmerksom på at finner av skipsfunn plikter å melde disse til vedkommende myndighet, jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.	Kommentaren tas til etterretning. Da avviklingsarbeidet omfatter områder med allerede utplasserte innretninger er det ikke forventet å gjøre funn av skipsvrak eller andre marine kulturminner.
Samferdselsdepartementet	Samferdselsdepartementet har ingen merknader til forslaget.	

5. Metoder for utredningsarbeidet

5.1. Metode for konsekvensutredning

Metode for konsekvensutredning som benyttes er i henhold til OLF håndbok for konsekvensutredning ved avvikling (DNV, 2001). Denne metoden er «industristandard» i Norge og er benyttet for en rekke felt og innretninger på norsk og britisk sokkel. Hensikten med metoden er i hovedsak å bedre kommunikasjon av ikke- kvantifiserbare konsekvenser. Samtidig sørger metoden for en ensartet vurdering av ulike aspekter og tema, hvor tilhørende dokumentasjon skal være transparent og etterrettelig. Dette skal også motvirke subjektivitet, og dokumentere faglig skjønn, som kan forekomme i vurderingene.

Metoden benytter en todelt skala hvor steg 1 er å vurdere et område/resipient eller ressurs sin sårbarhet eller verdi, sett i forhold til den aktuelle påvirkning eller aktivitet. Denne vurderingen skal så langt som mulig baseres på litteratur eller omforent fagkunnskap, og vurderinger og vektlegging som gjøres skal dokumenteres. I steg 2 vurderes omfang av effekter på et område/resipient eller ressurs som følge av den aktuelle påvirkning eller aktivitet knyttet til avvikling og/eller sluttdisponering. Herunder inngår vurdering av type påvirkning, omfang og varighet av påvirkning/effekt, restitusjonstid, kumulative effekter osv. Sammenstilt i en matriseform, som vist i figur 5-1, angir dette da forenklet sett konsekvenspotensialet. De faglige vurderingene er likevel det viktige, og metoden skal primært visualisere og forenkle kommunikasjon av resultater.



Figur 5-1. Matrise for presentasjon av ikke-kvantifiserbare konsekvenser. Sirklene A og B angir henholdsvis en liten konsekvens med liten usikkerhet og en liten-stor konsekvens med betydelig usikkerhet knyttet til effektomfang.

5.2. Erfaringer fra gjennomførte avviklingsprosjekter

Det er i dag bygget opp betydelig med erfaringer fra avviklings- og fjerningsprosjekter på norsk sokkel¹. Erfaringsdata benyttet i foreliggende KU er basert på selskaperfaringer samt informasjon fra andre operatører der dette er tilgjengelig (for eksempel Moltu og Aavik, 2010 (om energibruk og CO₂-utslipp), Nesse og Moltu, 2012 (erfaringsbasert sammenligning mot antatte virkninger i konsekvensutredningen for Frigg) og DNV 2014 (KU for avvikling av Ekofisk Charlie og Tor, basert på erfaringsdata fra Ekofisk I).

5.3. Tematisk gjennomgang av forutsetninger og tilnærming

5.3.1. Utslipp til luft og energibruk

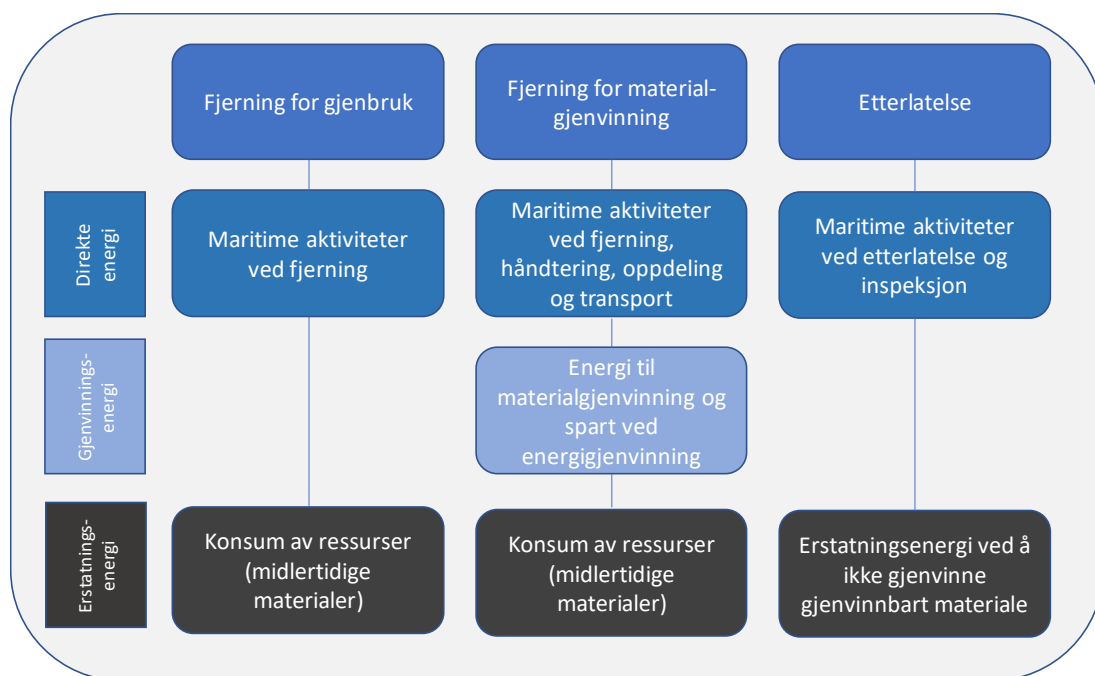
De fleste konsekvensutredninger for avvikling baseres på en retningslinje utgitt av Institute of Petroleum (IP, 2000) for beregning av energi og utslipp til luft ved avvikling. Grunnlaget for beregninger er da tekniske mulighetsstudier, antatte varigheter av operasjoner, samt standard beregningsfaktorer. Metoden anbefales også i industriens Håndbok for konsekvensutredning (DNV, 2001). Sistnevnte påpeker at en må påregne 30-40 % usikkerhet i beregningene basert på datamaterialet alene. Senere

¹ Dr Ing Olav Olsen (2018) oppgir at totalt 59 innretninger på sokkelen så langt er disponert, herunder 12 havbunnsinnretninger.

etterprøvningsstudier har vist at usikkerheten knyttet til metode for fjerning, samt varigheten av de marine operasjonene, i komplekse prosjekter, kan overgå en slik usikkerhet (Nesse og Moltu, 2012).

IP (2000) legger til grunn et livsløpsperspektiv, inkludert fjerning, demontering og materialhåndtering inntil endelig disponering av materialet. Metoden inkluderer også erstatningsenergi dersom gjenvinnbare materialer ikke gjenvinnes.

I foreliggende utredning er metodikken fra IP benyttet for energiberegninger. Datagrunnlag er basert på Knarr-spesifikke mulighetsstudier, samt erfaringer fra faktisk gjennomførte fjerningsprosjekter. I tilfeller hvor IP-dataene er vurdert som utdaterte, er nyere data benyttet. For utslipp til luft unntatt CO₂ er det kun sett på aktiviteter knyttet til «Direkte energi» (figur 5-2), da dette gir bedre grunnlag til å kunne vurdere faktiske prosjekterelaterte virkninger.



Figur 5-2. Prinsipp for energiberegning for ulike disponeringsløsninger i et livsløpsperspektiv.

5.3.2. Planlagte utslipp til sjø eller grunn

Planlagte utslipp til sjø (og grunn) er kun relevant i anleggsperioden. Relevante problemstillinger med planlagte utslipp inkluderer:

- Rengjøring av rørledninger før fjerning/disponering
- Behandling av vannstrømmer på anlegg for demontering på land

Regulære utslipp fra fartøy (kjølevann, avløpsvann, osv.) er regulert gjennom internasjonale bestemmelser (MARPOL), forventes ikke å gi målbare konsekvenser til havs, og er normalt ikke vektlagt i denne type konsekvensutredninger.

Vurdering av konsekvenser gjøres ved å studere de aktuelle utslippene (type, mengde, tidspunkt/varighet, giftighet, bestandighet, osv.) sett i forhold til aktuell resipient og dennes naturressurser. Vannresipienten i Knarrområdet har god sirkulasjon og god kvalitet.

For vannresipient tilknyttet et anlegg for demontering av innretninger på land kan det ikke konkluderes med verdi/sårbarhet, da det ikke er kjent hvilket anlegg som skal benyttes. Gjennom de senere år er det forbedret kapasitet på anleggene for oppsamling og rensing/kontroll av vannstrømmer, herunder økt omfang av tett dekke på flere anlegg. Basert på kunnskap om eksisterende anlegg i Norge, kan det legges til grunn en «lav-middels» verdi/sårbarhet for konsekvensvurderingene basert på resipientenes kvalitet, vannutskiftning og tilstedeværende naturressurser.

For anleggene på land stiller konsesjonene gjerne krav om miljøovervåking av resipienter, i tillegg til krav til utslipp og utslippskontroll.

5.3.3. Fysiske konsekvenser på habitater

For enkelte disponeringsløsninger kan det inngå fysiske inngrep ved mudring og/eller flytting/etablering av steinfyllinger.

Bunnsedimentene på Knarr-feltet består i hovedsak av finpartikulært materiale, silt (se kap. 6.2.1). Det er ikke påvist spesielt sårbare eller verdifulle habitater i Knarr-området. Langs traséen for gasseksportørledningen endrer bunnsedimentene gradvis karakter, til et mer sandig substrat på sokkelområdet (kap. 6.2.3).

I forhold til de planlagte aktivitetene anses verdi/sårbarhet av habitatet lokalt som «middels», med tilnærmet naturlig sammensetning og tilstand. De fysiske konsekvensene vil i hovedsak være i form av tildekking av sjøbunn med mudret masse (overdekking og terminering av lokal bunndyrfauna).

Fysiske miljøkonsekvenser forventes ikke ved anlegg for demontering på land, da arbeidene forventes utført ved etablerte anlegg og innen anleggets område (regulert for industriformål).

5.3.4. Estetiske forhold / nærmiljøvirkninger

Relevante problemstillinger knyttet til aktiviteter på demoleringsanlegg inkluderer:

- Støy knyttet til fartøyaktiviteter, løfting, kutting og material-/avfallshåndtering
- Støvflukt
- Lukt knyttet til nedbryting av marin begroing
- Visuell forstyrrelse, herunder også lys

For aktiviteter til havs vil relevante forhold ivaretas gjennom HMS-regelverket/maritime bestemmelser (designkrav, verneutstyr osv.), og vurderinger gjort i denne utredningen er knyttet mot 3. parter i forhold til aktiviteter på og ved landanlegg for demontering. Det er ikke avklart hvilket anlegg som vil bli benyttet for hoghåndtering/materialgjenvinning av PLET. Konsekvensvurderingene blir derfor gjort på et generelt grunnlag.

Basert på erfaringer fra flere avviklingsprosjekter i Norge gjennom de siste 20 år er det grunnlag for å hevde en viss forskjell i konfliktpotensial mellom de ulike anleggene når det gjelder nærmiljøvirkninger. Basert på kunnskap om eksisterende anlegg i Norge, kan det legges til grunn en «lav-middels» verdi/sårbarhet for konsekvensvurderingene basert på lokale forhold ved anleggene (omfang av og avstand til bosetning, rekreasjonsområder, osv.).

Det har imidlertid vært betydelig fokus på å håndtere eventuelle situasjoner som oppstår, og det er gjennomført en rekke tiltak lokalt for å begrense virkninger. Enkelte av disse er kortfattet omtalt under:

- Støy er omfattet av anleggenes konsesjoner og angir nivåer for akseptabel støy, samt tidsbegrensninger. Fartøy som ankommer utenfor «normal tid» kan bryte grensene og må styres.
- Støvflukt var tidligere ikke ventet som et problem knyttet til demontering av stålinnretninger, men erfaringer tilsier at en del rust- og partikler oppstår ved hogging, og kan gi noe støvflukt. Rutiner med vanning og/eller regelmessig feiing er derfor innført.
- Marin begroing som brytes ned kan gi meget sjenerende lukt. Fokus er derfor på å forsøke å fjerne noe til havs, under transport, eller å ivareta dette så hurtig og effektivt som mulig ved ankomst land (etter eksponering mot luft). Omfanget av begroing på PLET er marginalt.

Siden anleggene som benyttes til demontering er industriområder, er normalt ikke det visuelle ved inntak av fartøy og utrangerte innretninger tillagt stor betydning. Lys på anlegg (og fra fartøyer ved kai) kan imidlertid oppfattes sjenerende, og omfattes normalt av anleggets konsesjon.

5.3.5. Avfallsstyring og ressursbruk

I prosjekter for avvikling og disponering av overflødige offshore petroleumsinnretninger blir prinsippene i avfallshierarkiet lagt til grunn for avfallsstyringen, se prinsippskisse i figur 5-3, spesifikt tilpasset for avvikling. Hensikten er å sikre den beste miljøløsningen gjennom optimaliserte avhendingsløsninger for de ulike avfallsstrømmene.

Havbunnsinnretninger har en enklere materialsammensetning sammenlignet med overflateinnretninger med store og komplekse moduler. Materialene er i hovedsak stål, enkelte andre metaller og mindre mengder av ulike plastmaterialer.

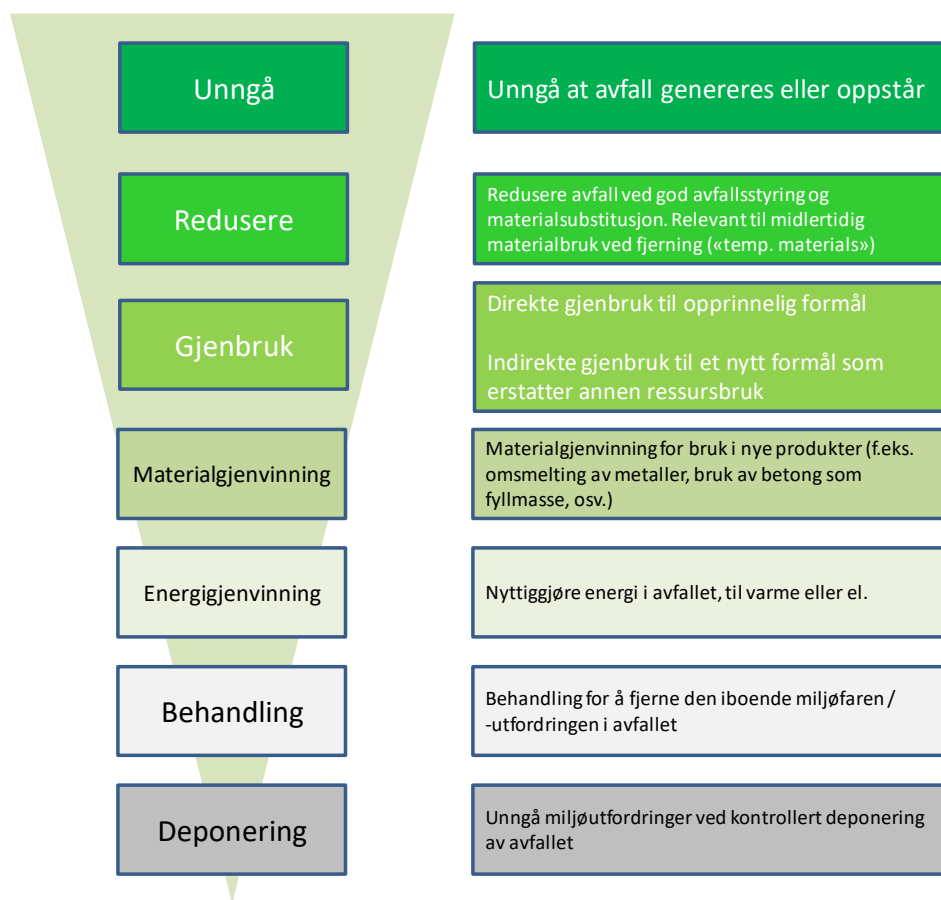


Figure 5-3. Avfallstrekanten tilpasset sluttdisponering av offshore petroleumsinnretninger.

5.3.6. Forsøpling

Forsøpling vil bli unngått ved å etablere gode rutiner for undersøkelse og fjerning av skrot, samt verifikasjon etter endt disponering. Vurdering av forsøpling er derfor avgrenset til etterlatt materiale.

5.3.7. Uplanlagte utslipp til sjø

Rør og utstyr skal være rengjort før sluttdisponering. Potensialet for uplanlagte utslipp til sjø er i hovedsak begrenset til utslipp fra fartøy involvert i fjerningsoperasjonen og tilhørende utstyr/undervannsarbeider. Erfaringene fra fjerningsarbeid på andre felt viser en lav hyppighet av utslipp, og med begrenset volum for hvert utslipp (DNV GL, 2014). Tidligere utslipp har i all hovedsak vært knyttet til hydraulikksystemer (hydraulikkolje fra ROV-operasjoner) og mindre dieselutslipp.

Sannsynligheten for mer alvorlige hendelser med involverte fartøy (kollisjoner mellom fartøy og produserende innretning, eller mellom fartøyer) er meget lav og blir ivaretatt av feltets risikoanalyser/risikostyring, og blir ikke vurdert nærmere i denne konsekvensutredningen.

5.3.8. Konsekvenser for fiskeri og skipstrafikk

Virkninger på fiskeri blir vurdert basert på type og omfang av fiskeri. Fangststatistikk og fartøysporing for et relevant utvalg av år bli lagt til grunn for vurderingene. Dette blir videre vurdert i forhold til planlagte aktiviteter (anleggsfase) og alternative disponeringsløsninger. Aktuelle typer virkninger omtales normalt som operasjonelle ulemper og arealbeslag, hvor sistnevnte normalt er av lengre varighet eller permanent karakter.

For skipstrafikk vil virkninger av disponeringsarbeidet for KGP kun være relatert til anleggsperioden.

6. Områdebeskrivelse og kunnskapsstatus

6.1. Tidligere konsekvensutredninger og relevant informasjon

Utbyggingen av Knarr var gjenstand for en egen feltspesifikk konsekvensutredning, feltet da omtalt som Jordbær (BG, 2010). KGP var omfattet av denne. Denne gir blant annet en beskrivelse av miljøforhold og naturressurser i området og innen et antatt influensområde for virksomheten, samt vurdering av virkninger.

Virksomheten er fulgt opp gjennom regulær regional miljøovervåking (se 6.2.1) og årlig miljørapportering. Det er derfor god kunnskap om miljøvirkninger av virksomheten.

Kunnskap om miljøforhold og naturressurser generelt, samt om virkninger av petroleumsvirksomhet, er dokumentert også gjennom det faglige grunnlaget for forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak (Ottersen et al., 2010; Miljøverndepartementet, 2013), med senere statusoppdateringer (Faglig forum for norske havområder, 2019), og fra RKU Nordsjøen (OLF, 2006).

Sentral kunnskap finnes i tillegg om gyteområder for fisk fra KINO-rapporten (Sundby m.fl., 2017), sjøfuglutbredelse gjennom SEAPOP og SEATRACK. havmiljo.no gir informasjon om månedsfordelt miljøsårbarhet/-verdi for sjøfugl, sjøpattedyr og habitattyper. Her finnes i tillegg informasjon om aktiviteter og verneområder.

6.2. Miljøtilstand, naturressurser og annen næringsvirksomhet i området

6.2.1. Kunnskap fra miljøovervåkingen på feltet

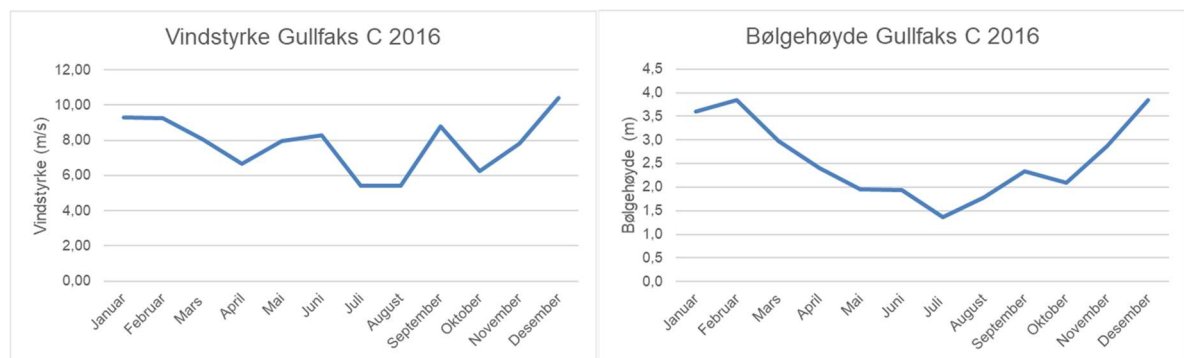
Grunnlagsundersøkelse for Knarrfeltet ble gjennomført i 2010 (Nøland m.fl., 2011) og er senere fulgt opp med miljøovervåking i 2017 (Mannvik m. fl., 2018). Produksjonsboring pågikk i 2014 og 2015. Bunnsedimentene her består i hovedsak av finpartikulært materiale, mest silt. Oljeinnholdet i sediment varierer mellom 3 til 22 mg/kg, er generelt over regional referanseverdi og over målingene fra grunnlagsundersøkelsen. Metallkonsentrasjoner ligger generelt også noe over referanseverdiene. Et par stasjoner er kontaminert med PAH. Årsaken til forhøyede verdier er antatt relatert til et mindre utilsiktet utslipp av borevæske, mindre utslipp av hydraulikkvæske, eventuelt også olje med produsert vann (Mannvik m. fl., 2018). Basert på indekser over artssammensetning er bunnfaunaen imidlertid konkludert som sunn og uforstyrret.

KGP ligger i betydelig avstand til andre felt i drift (f.eks. Snorre og Statfjord, jfr. figur 2-5) og bunnsedimentene langs traséen er, basert på regional miljøovervåking i området, antatt ikke å være kontaminerte (jf. regional miljøovervåking i Region IV (Mannvik m.fl., 2018)).

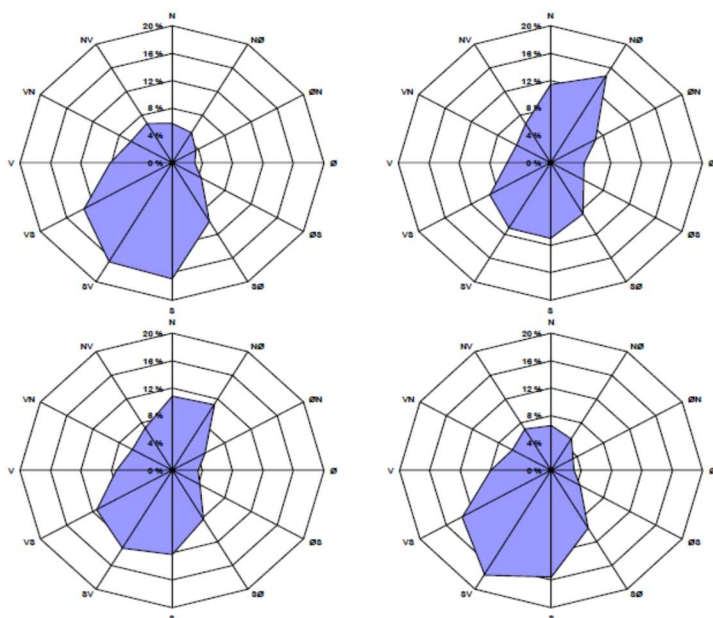
6.2.2. Fysiske miljøforhold

Nordlige del av Nordsjøen er preget av sterke vinder og tildels store bølgehøyder, spesielt om vinteren (figur 6-1). Dominerende vindretninger er fra sør til sørvest året rundt, også

fra nord til nordøst i andre kvartal (figur 6-2). Fjerningsaktiviteter vil, i den grad det er mulig, foregå i sommerhalvåret med mest gunstige vind- og bølgeforhold.

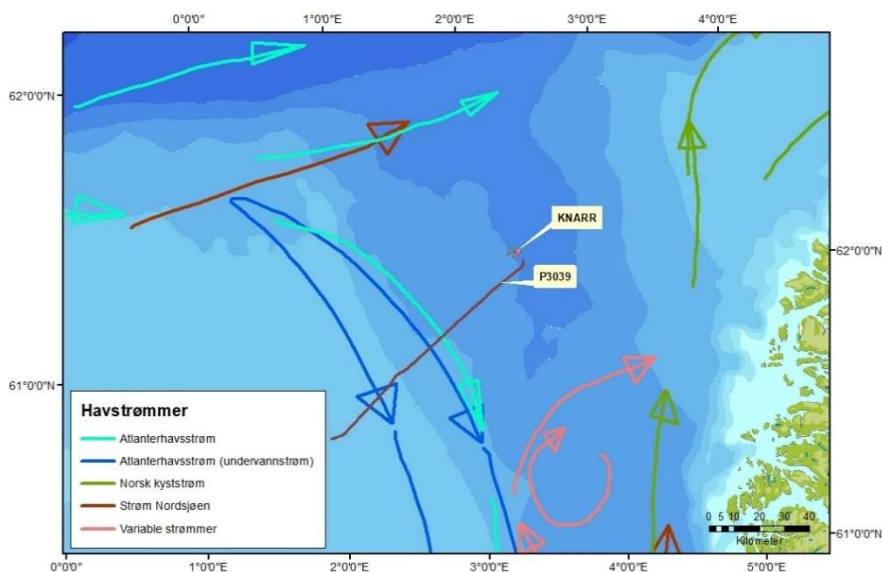


Figur 6-1. Vindstyrke (venstre) og bølgehøyde (høyre) i den nordlige del av Nordsjøen, her fra Gullfaks C i 2016 (Kilde: Equinor).



Figur 6-2. Dominerende vindretninger i den nordlige del av Nordsjøen (Kilde: BG, 2010).

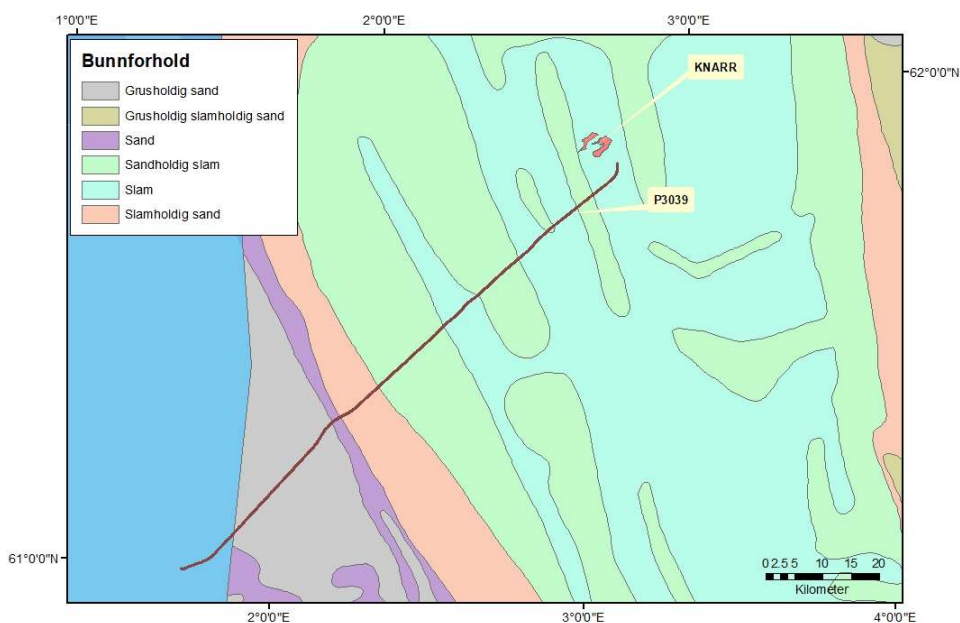
Havstrømmer i området er variable, men i stor grad påvirket av innstrømmende vann fra Atlanteren (figur 6-3). Det er en termoklin (kraftig temperaturskille) om sommeren på vandyp 20-50m.



Figur 6-3. Strømforhold i den nordlige del av Nordsjøen. Kilde: Mareano/HI.

6.2.3. Bunnforhold langs traséen for gassetrørledningen

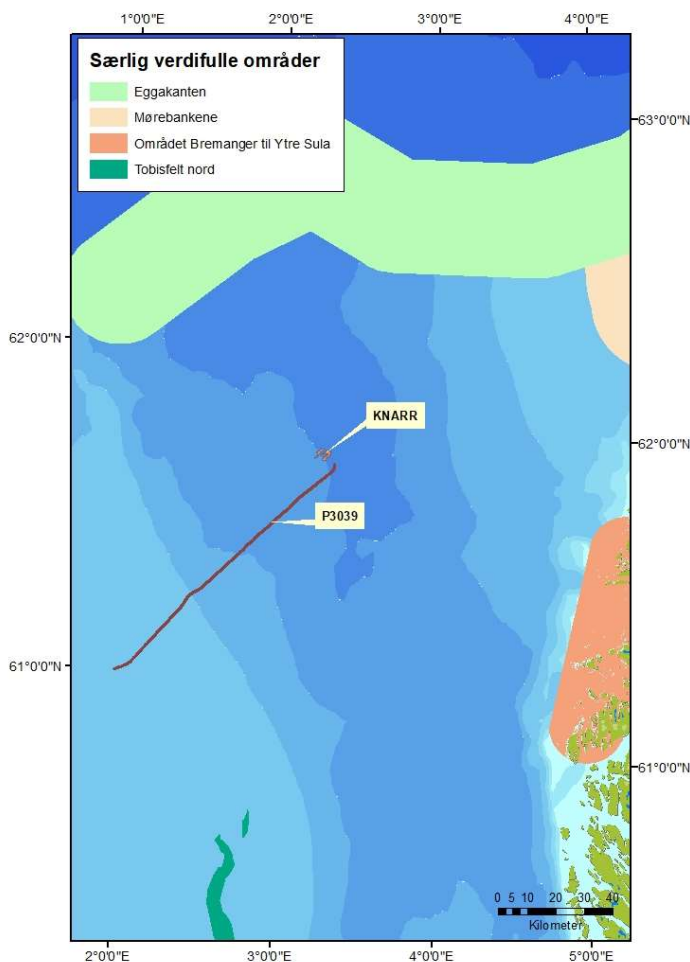
Fra Knarr-feltet og langs traséen opp eggaskråningen og over sokkelområdet endrer bunnsedimentene gradvis karakter fra finstoff/slam (silt) til mer sand og noe varierende innblanding av grus, figur 6-4. I de dype områdene finnes pockmarks og isfjell-skuremerker. Fra 250 til 150 meter vanddyb krysses eggakanten, med helning på opptil 10 grader i skråningen. På sokkelområdet inn mot FLAGS er det rapportert om middels hard leire med flekkvise felt med stein (Allseas, 2014).



Figur 6-4. Bunnforhold i nordlige Nordsjøen (Kilde: Mareano; <http://geo.ngu.no/download/ShoppingServlet.>). Knarr gassetrørledning indikert.

6.2.4. Spesielt Verdifulle Områder (SVO)

Knarr og rørtraséen for KGP er lokalisert i et område hvor det ikke er SVO'er, og med betydelig avstand til nærmeste SVO (figur 6-5). Det er vurdert å ikke være noe konfliktpotensial mellom SVO og avslutningsaktiviteter for KGP.

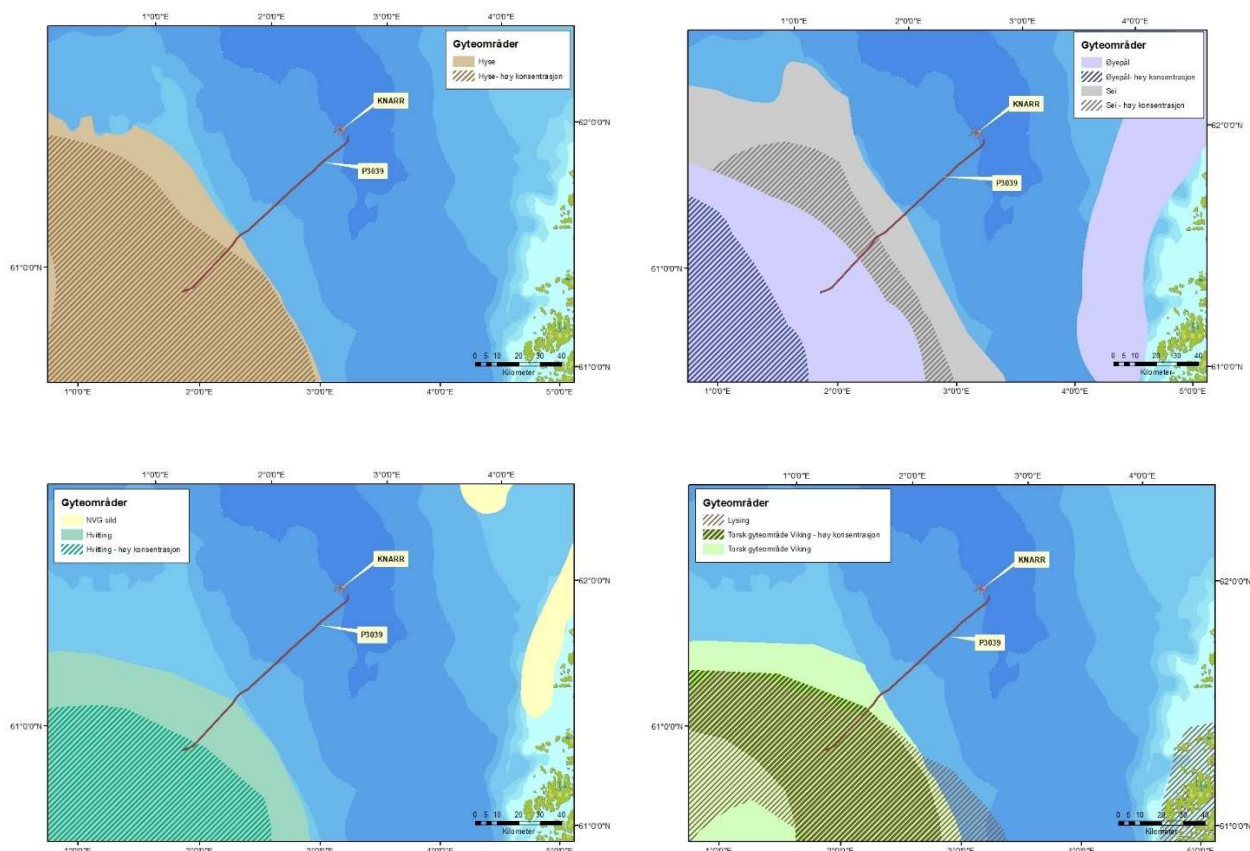


Figur 6-5. Spesielt Verdifulle Områder (SVO) i den nordlige del av Nordsjøen. Kilde: <https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/Dataset/>

6.2.5. Fiskeressurser

Det er ikke rapportert om spesifikke gyteområder for fisk i området ved Knarr. Arter som gyter på slikt vanddyb (ca. 400 m), som lange, brosme og muligens blålange, må likevel antas å gyte her (Sundby m.fl., 2017). Gyteperiode er april til juni. Det vil også forekomme fiskeegg og/eller -larver fra andre arter i området, som drifter med havstrømmene.

På sokkelområdet gyter imidlertid flere arter av fisk og KGP overlapper med flere gyteområder, blant annet for hyse, øyepål, sei, torsk, sild, hvitting og lysing (figur 6-6). Disse gyteområdene har betydelig geografisk utstrekning. Gyting foregår generelt i perioden fra februar/mars til mai/juni, noe varierende mellom artene.

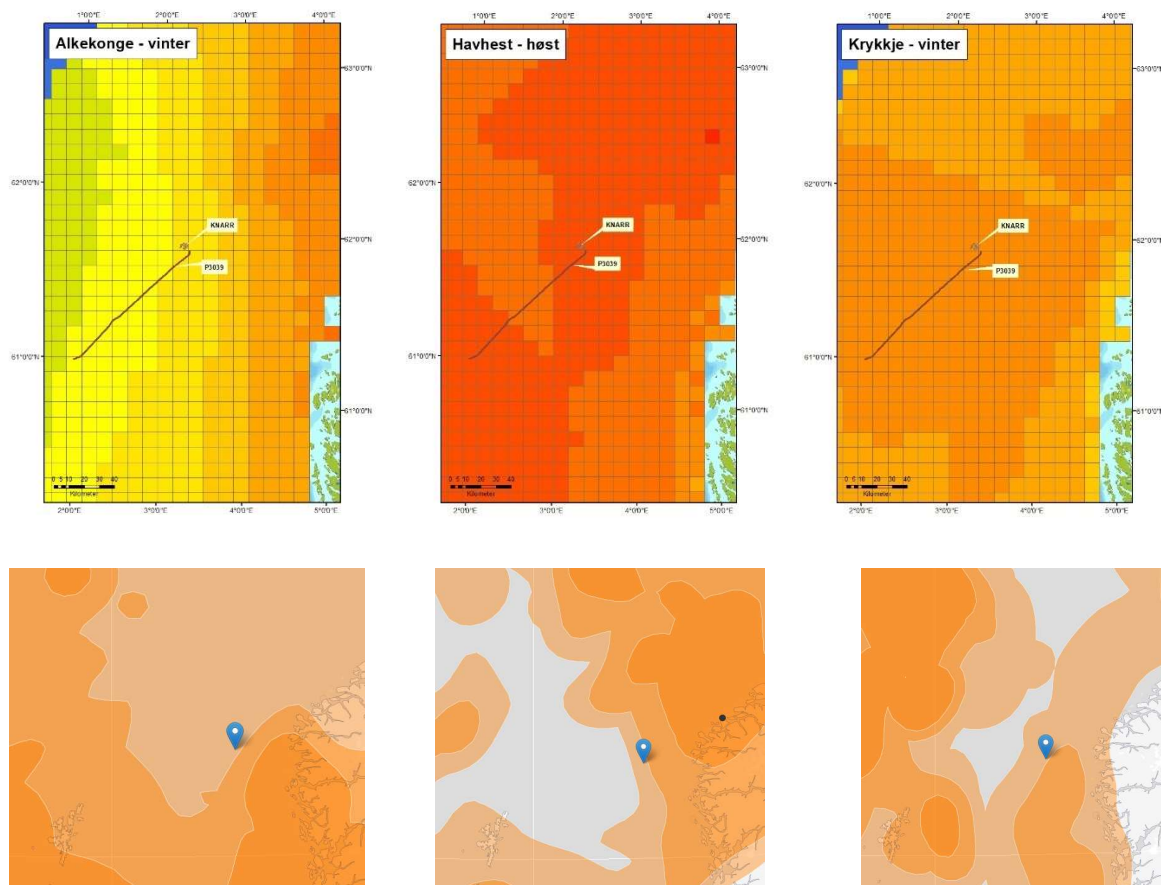


Figur 6-6. Gyteområder for fisk langs KGP trasé. Kilde: Mareano/HI.

Planlagte utslipp til sjø fra avviklingsaktiviteter er begrenset, og fysisk intervensjon i havbunnen er lokal og tidsbegrenset. Det er således ikke ventet et vesentlig konfliktpotensial mellom aktivitetene og fiskeressurser.

6.2.6. Sjøfugl

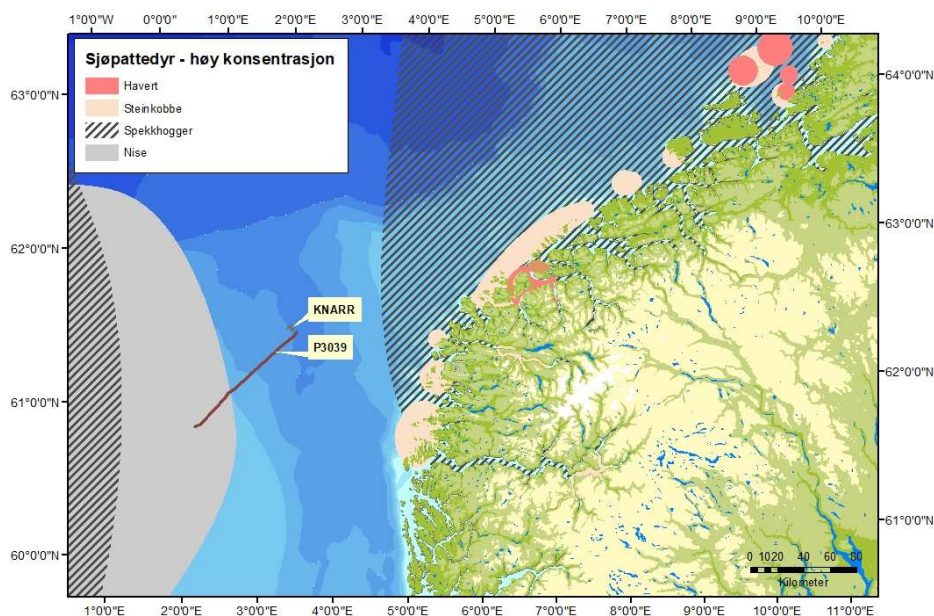
Sjøfugl er generelt vidt utbredt utenom hekkeperioden. Området ved Knarr er ikke spesielt viktig for sjøfugl, men her vil være varierende forekomst av individer av ulike arter og gjennom hele året. Basert på data fra SEAPOP, er det vurdert å være mest havhest i området, men også en del krykkje og alkefugl (figur 6-5). Avslutningsaktiviteter på norsk sokkel har normalt lavt forurensningspotensial og negative virkninger på sjøfugl er generelt antatt som neglisjerbart.



Figur 6-7. Øverst: Fordeling av sjøfugl, her utvalgte arter høst og vinter. Kilde: Nederst: Kernel-fordeling basert på sjøfugl-logging i 2016-2017 for henholdsvis havhest, lunde og lomvi. Kilde SEATRACK

6.2.7. Sjøpattedyr

Det finnes fast og sporadisk en rekke arter av hval i Nordsjøen. Det er imidlertid ikke registrert spesiell forekomst eller ansamling av hval ved Knarr. Sel finnes i hovedsak langs kysten, i stor grad knyttet til faste kolonier (figur 6-8). Det er ikke ventet vesentlige konflikter mellom avslutningsaktiviteter ved Knarr og sjøpattedyr.



Figur 6-8. Forekomst av sjøpattedyr i den nordlige del av Nordsjøen. Kilde: MAREANO/HI.

6.2.8. Kulturminner

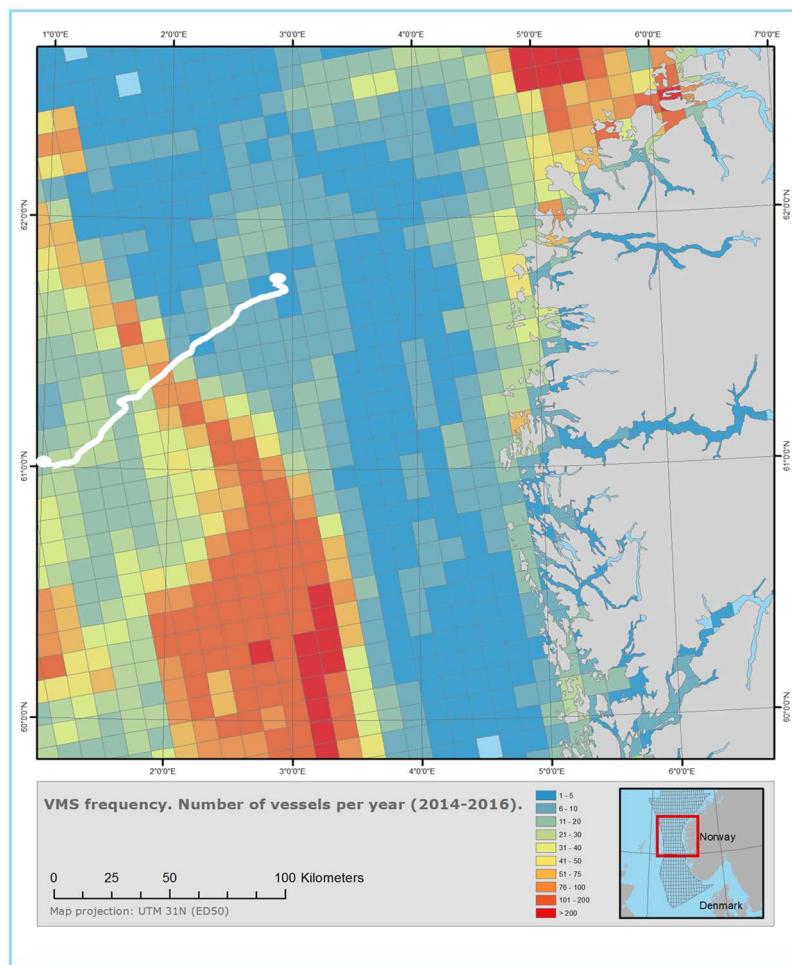
Funn av maritime eller arkeologiske kulturminner blir normalt eventuelt gjort forut for utbygging av et felt. Avvikling av KGP vil ikke berøre områder som ikke allerede er undersøkt og/eller dekket av rørledningen. Eventuelle kulturhistoriske funn vil bli varslet til kulturminnemyndighetene for vurdering før videre aktivitet blir gjennomført.

Når det gjelder sikring av dokumentasjon fra utbygging, drift og avvikling av KGP, vil Gassco kontakte Norsk oljemuseum for å avklare dokumentasjonsbehovet.

6.3. Fiskeriaktivitet

Omfang og type av fiskeriaktivitet er en viktig faktor som del av beslutningsgrunnlaget for avvikling og sluttdisponering av offshore innretninger. Utenom anleggsperioden er det i hovedsak bunntålfiske som kan bli berørt. Fiskeriaktivitet i et område kan variere over tid som følge av administrative tiltak (kvoter, restriksjoner) og bestandssvingninger. I forhold til sluttdisponering av offshore innretninger inklusive rørledninger, er det derfor viktig å studere fiskeriaktivitet over en lengre tidsperiode for å få et best mulig grunnlag. Det er her derfor sett på fiskeridata for de siste 20-30 årene.

Kunnskap om fiskeriaktivitet finnes gjennom data fra satellittsporing (fartøy over 15 m) og fangststatistikk fra Fiskeridirektoratet. Bunntålfiskeriet i selve Knarr-området er meget beskjeden og hvor bunntålfiske i regionen generelt foregår langs kanten av Norskerenna og i Tampen-området lengre sør, se figur 6-9. Gassetransportørledningen krysser gjennom områder med viktighet for trålfiske, se omtale under. Fiske med not og pelagisk trål kan sporadisk forekomme i Knarr-området, samt noe dorgfiske etter makrell på sensommer/tidlig høst (Fiskeridirektoratet m.fl., 2010), av relevans for anleggsarbeidet.



Figur 6-9. Omfang av fiskeriaktivitet i nordlige Nordsjøen, basert på fartøysporing. Data fra Fiskeridirektoratet. Knarr og gassseksportørledningen til Storbritannia indikert i hvitt.

Inspeksjon av gassseksportørledningen angir trålmerker fra ca. 45 km fra Knarrfeltet, opp skråningen og over sokkelområdet til tilkoblingen på britisk side. Størst trålaktivitet er knyttet til skråningen mot sokkelområdet, jf. figur 6-9.

I de dypere delene av Eggaskråningen (ned til ca 300 meter) er det i hovedsak industritrålfiske (øyepål, kolmule), mens det i grunnere deler (fra 160-170 meter) og oppe på sokkelområdet i hovedsak foregår konsumtrålfiske (sei og hvitfisk). Spesielt for konsumtrålfiske etter sei er området viktig, og omfatter også britiske/utenlandske trålere i de grunnere områdene/britisk sektor. Studier av fangststatistikk, gjort som et grunnlag for RKU Nordsjøen (Agenda 2006), angir fangst av kolmule per fiskerlokasjon fra 1000 tonn til over 5000 tonn per år for årene 2000 – 2004, for øyepål noe mindre. For enkelte år er også volumet av konsumtrålfangst av sei i aktuelt område i denne størrelsesorden. Dette angir det større området som fiskerimessig viktig. Dette stemmer også med tidligere vurderinger på 90-tallet (figur 6-10). Trålfiske her foregår året rundt, men med størst aktivitet i 1. og 2. kvartal (figur 6-11). Trålfisken følger dybdekotene langs eggaskråningen, generelt på tvers av gassseksportørledningen. Spøringsdata gir ingen indikasjoner på aktivt trålfiske langs KGP.

Av pelagisk fiske foregår det i området både not- og flytetrålfske i hovedsak etter makrell, og i enkelte år også etter sild. Dette ble også omtalt i KU ved utbygging av Knarr (BG, 2010).

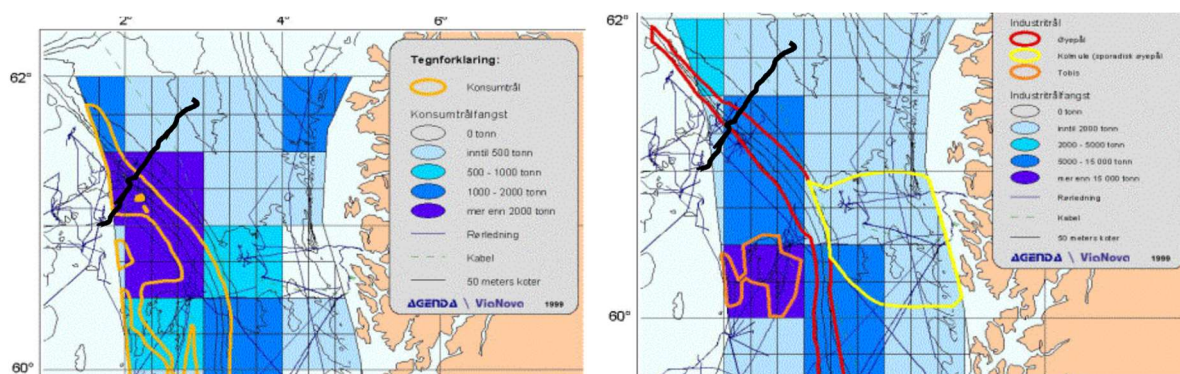
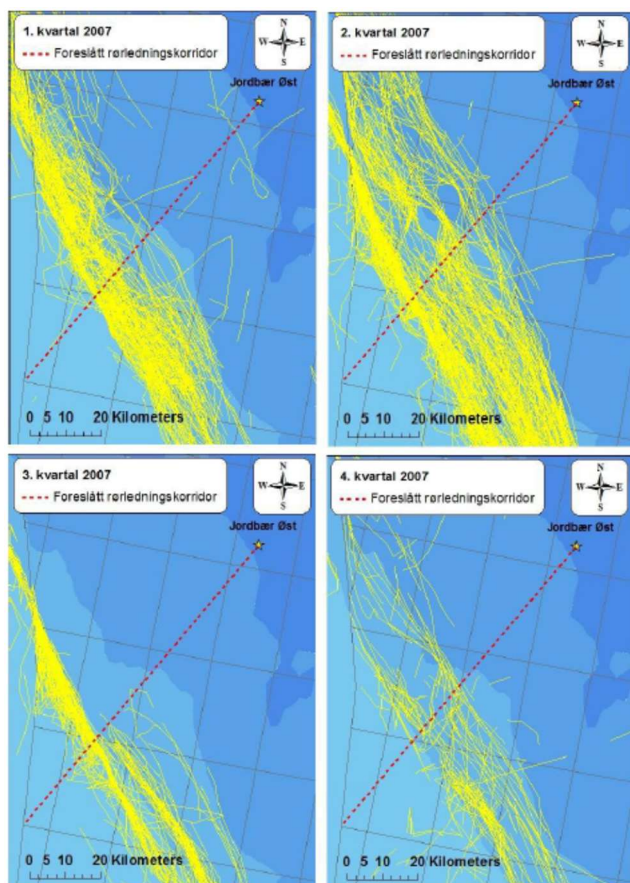
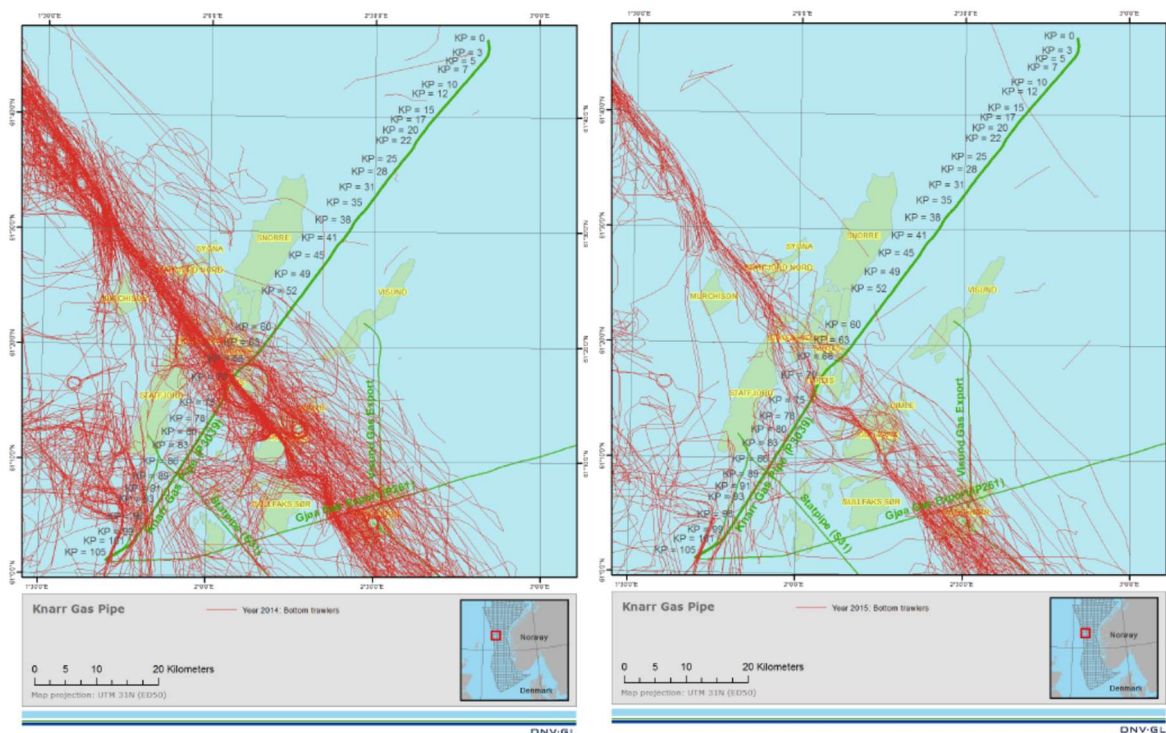


Figure 6-10. Viktighet av områder for trålfske. Konsumtrål til venstre, industritrål til høyre (Agenda 1998).



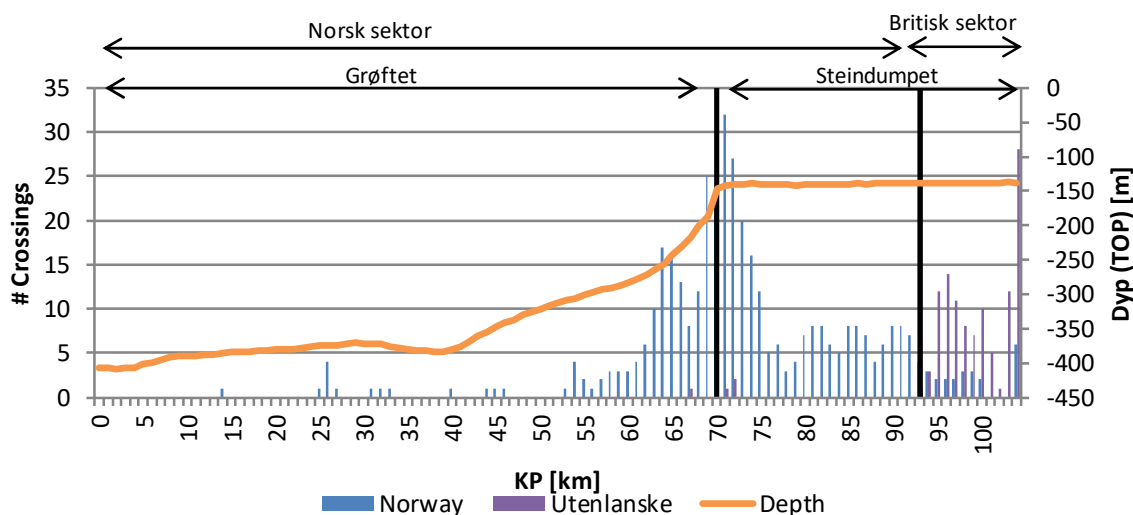
Figur 6-11. Bunntrawlfske i området med gassetransportørledningen, per kvartal i 2007 (BG 2010).

Omfanget av fiske varierer også mellom år. En illustrasjon av omfang av passeringer for hhv. 2014 og 2015 er gitt i figur 6-12, og angir betydelig forskjell i aktivitet.



Figur 6-12. Bunntålfiske i området med gassseksportørledningen for hhv. 2014 (venstre) og 2015 (Kilde: DNV GL 2016 basert på data fra Fiskeridirektoratet).

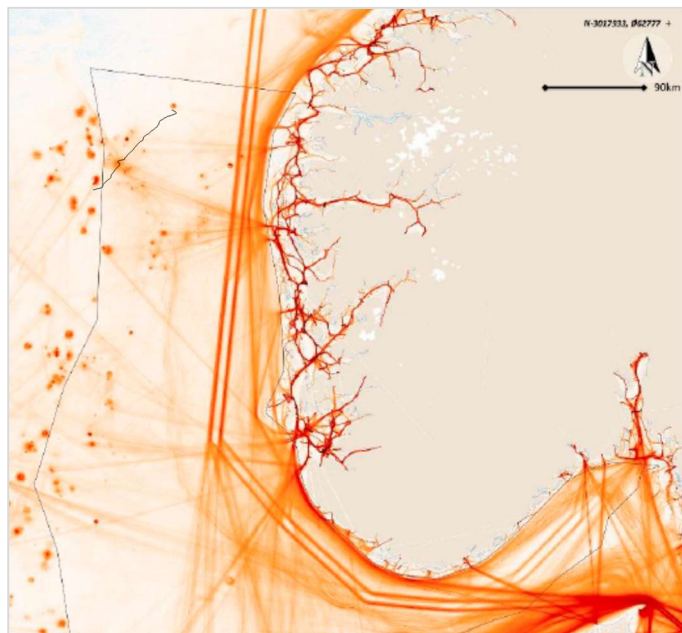
Figur 6-13 viser antall overkryssninger av gassseksportørledningen av henholdsvis norske og utenlandske trålere i løpet av to år. Norske trålere dominerer i skråningen, mens utenlandske trålere i hovedsak tråler på britisk side. Totalt ble det registrert 42 trålere og 575 passeringer i løpet av to-årsperioden februar 2014 til februar 2016, hvorav 78% av passeringene var av norske trålere (DNV GL 2016). På enkelte strekninger er det 10 – 20 passeringer per km per år.



Figur 6-13. Antall overtrålinger av gassseksportørledningen i perioden februar 2014 – februar 2016 av hhv. norske og utenlandske fartøy i forhold til de deler av rørledningen som er nedgravd og steindumpet (Kilde: DNV GL 2016).

6.4. Skipstrafikk

Passerende skipstrafikk ved Knarr er begrenset. Skipstrafikken i regionen går i hovedsak i nord-sør retning, og hovedledene går lengre øst i forhold til Knarr og KGP (figur 6-14). Mye av fartøyaktiviteten i det større området er knyttet til drift av petroleumsfelter i regionen, samt fiskefartøyer.



Figur 6-14. Skipstrafikk i nordlige Nordsjøen i 2017. Kilde: Faglig forum for norske havområder 2019.

6.5. Annen petroleumsvirksomhet

Funnet Garantiana (PL 554), lokalisert 23 km sør for Knarr, er under planlegging for utbygging. Omkringliggende utvinningstillatelser til Knarr er operert av henholdsvis AkerBP og Equinor, og letevirksomhet her kan være aktuelt.

Nærmeste felt i produksjon er Snorre og Visund, begge ca. 52 km sørvest for Knarr (figur 2-1). KGP passerer mellom disse og i god avstand. Videre sørvestover sokkelen passerer KGP mellom Statfjord og Gullfaks, i god avstand, og like øst for Brentfeltet før tilkoblingen til FLAGS.

6.6. Kunnskap om avslutning av petroleumsvirksomhet

De første petroleumsinnretninger ble avviklet på norsk sokkel midt på 1990-tallet og etterhvert er mange felt avviklet og tilhørende innretninger sluttdisponert. Basert på informasjon fra Oljedirektoratet utgjør dette 59 innretninger i 2018 (Dr.Ing Olav Olsen, 2018). Av disse er fire flytende innretninger og 12 undervannsinstallasjoner, alle relevante for Knarr. Gassco og rettighetshaverne til KGP har erfaring fra avviklingsprosjekter på norsk sokkel og internasjonalt.

Avvikling og sluttddisponering er i dag vanlig industriaktivitet i Norge, med velutprøvde metoder, god kunnskap om problemstillinger (se 5.1) og beste praksis for trygg og miljømessig ansvarlig sluttddisponering (f.eks. KLIF 2010; Nesse og Moltu, 2012; UK Oil&Gas, 2013; OSPAR, 2016). Anlegg på land for nedbygging og avfallshåndtering har spesifikke tillatelser for slik virksomhet fra Miljødirektoratet, og har veletablerte rutiner for gjennomføring, rapportering og miljøovervåking. Tilsvarende har slike anlegg i utlandet tillatelser fra nasjonale myndigheter. En godkjenningsordning er også innført i regi av EU for anlegg for hogging av skip, men som ofte også har konsesjon for nedbygging av petroleumsinnretninger.

Når det gjelder overfløydige rørledninger på norsk sokkel er de fleste av disse sluttddisponert som de ligger, enten nedgravd eller på havbunnen. I enkelte tilfeller (f.eks. Odin og Frøy) er hele eller deler av rørledningen besluttet nedgravd, etter en vurdering av mulige ulemper for fiske med bunntål. Omfanget av rørledninger som er fjernet til land er begrenset og inkluderer mindre lengder blant annet fra innenfor sikkerhetssonen på Frigg-feltet. En del fleksible og stive stigerør er i tillegg fjernet som en del av feltavviklinger. Det ble på slutten av 1990-tallet gjort et betydelig utredningsarbeid forut for St. Meld. 47 (1999-2000) om disponering av rørledninger og kabler, gjennom et tre-årig utredningsprogram i regi av Olje- og energidepartementet. Totalt 14 tematiske fagutredninger ble gjennomført, og hvor mye av kunnskapen fremdeles er gyldig. I Storbritannia er det også gjennomført flere relevante referansestudier, herunder en studie om disponering av samlerør (OGP 2014) og en studie om avhending av marin begroing (Oil & Gas UK, 2013).

7.Vurdering av miljøkonsekvenser

Basert på erfaringer fra tidligere gjennomførte avviklingsprosjekter, samt Norsk Olje og Gass sin håndbok for konsekvensutredninger (DNV, 2001), er følgende miljørelaterte aspekter belyst i konsekvensutredningen for avslutning og sluttdisponering av Knarr:

- Energibruk og -balanse
- Utslipp til luft
- Utslipp til sjø, vann og grunn – virkninger på marine organismer
- Fysiske virkninger/effekter på habitater
- Avfall/ressursutnyttelse, herunder gjenbruk
- Forsøpling
- Konsekvenser for arkeologiske eller kulturhistoriske interesser

7.1. Energibruk og -balanse

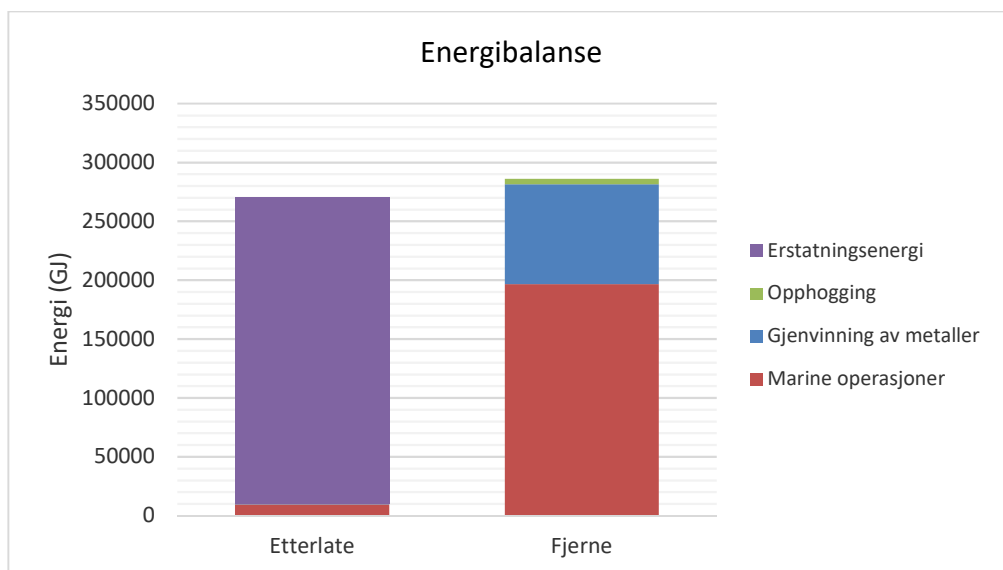
Energibruk vil være knyttet til fartøyoperasjoner, samt til opphogging på land og materialgjenvinning.

Energibalanse er beregnet for de ulike disponeringsløsningene og basert på anerkjent metodikk (IP, 2000, jf. OLF håndbok (DNV 2001)). Metoden tar hensyn til miljønytte ved gjenvinning kontra nyproduksjon av materialer.

Ved etterlatelse av gasseksportørledningen vil det være fartøyaktivitet knyttet til inspeksjon av sluttdisponeringen. Overdekking av rørender etter frakobling av utstyr som blir fjernet er tatt med som en del av fjerningsarbeidet for havbunnsinnretningen (PLET). Disse aktivitetene er kortvarige og krever begrenset bruk av energi (drivstoff til fartøyer). I energibalansen er det derfor i hovedsak erstatningsenergi for å ikke gjenvinne stål som bidrar mest.

For en alternativ løsning med full fjerning av rørledningen kreves betydelig energi til fartøyoperasjoner, forberedende arbeider med å flytte steinfyllinger og selve fjerningsarbeidet. I tillegg kommer bidrag fra gjenvinning av stål. Her vil imidlertid nytten av materialgjenvinning energimessig ha stor betydning.

Energibalansen for de to løsningene kommer ut ganske likt med i underkant av 300 000 GJ, men som omtalt over, med ulike hovedbidragsyttere. 300 000 GJ tilsvarer omtrent energimengden i 7 000 tonn diesel eller forbruket for 9 600 personbiler i ett år (antatt 0,6 l/mil og 12 140 km/år).



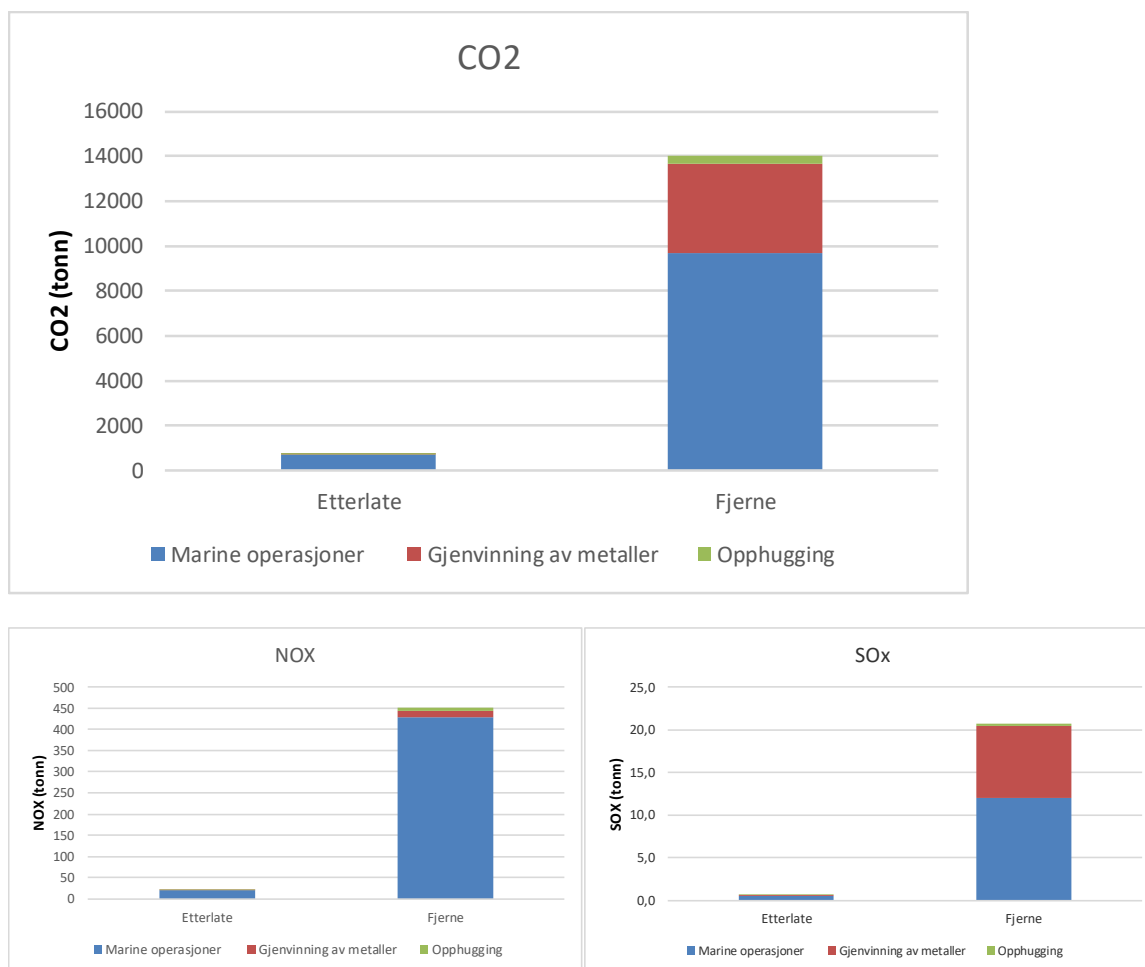
Figur 7-1. Energibalansen for sluttddisponering av Knarr gassetransportørledning ved hhv. etterlatelse og fjerning.

7.2. Utslipp til luft

Utslipp til luft vil være relatert til anleggsvirksomhet (fartøyer), samt materialgjenvinning. Utslipp er estimert basert på tekniske mulighetsstudier for gjennomføring av disponeringsarbeidet (Wood 2019), samt anerkjent metodikk (IP, 2000, jf. OLF håndbok (DNV 2001)) og erfaringsdata. I motsetning til for energi beskrevet over, er det her kun sett på direkte utslipp og ikke livsløpsanalyser for materialene.

For de to løsningene er det betydelig forskjell i omfang av fartøyaktiviteter, og tilsvarende ulikheter i omfang av utslipp til luft. Utslipp av CO₂ knyttet til fjerning av KGP og sluttddisponering av materialene er estimert til ca. 14 000 tonn, hvorav fartøybruken står for om lag 70%. Etterlatelse medfører et CO₂-utslipp på vel 700 tonn. Utslippene av NO_x for de to løsningene er estimert til henholdsvis 450 og 20 tonn. Omfang av SO_x-utslipp er mer usikkert og avhenger av drivstoffkvalitet som blir benyttet. For de to løsningene er det estimert til henholdsvis 20 tonn og i underkant av ett tonn.

Basert på tidligere utredninger av regionale miljøvirkninger fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen (OLF 2006) er bidraget av NO_x/SO_x fra avvikling av Knarr vurdert som marginalt. Også CO₂-utslippene for anbefalt løsning er totalt sett begrensede.



Figur 7-2. Utslipp til luft for sluttdestinering av Knarr gassetransportørledning ved hhv. etterlatelse og fjerning. CO₂ øverst, NO_x og SO_x nederst.

7.3. Utslipp til sjø, vann og grunn – virkninger på marine organismer

Det er ikke planlagt med utslipp til sjø som en del av sluttdestineringen av KGP. Rengjøring i forbindelse med nedstengningsaktiviteten vil foregå ved pigging (jf. beskrivelse i kapittel 3.1), og væskestrømmen vil gå til Knarr FPSO for behandling. Rengjøring og eventuell bruk av kjemikalier vil kreve tillatelse til virksomhet fra Miljødirektoratet.

Omfang av avsetninger og hydrokarbonrester er normalt mindre for gassrør relativt til oljerørledninger (PTAC 2015), men noe avsetninger kan forventes. Knarr-gassen er påvist til å inneholde noe kvikksølv. Et filter ble satt i drift i mars 2018 og 60-70% blir nå normalt rensert ut på Knarr FPSO i drift. En del har likevel blitt med gassen videre gjennom årene i drift. Av dette har noe blitt med gasstrømmen gjennom systemet, noe vil avsettes på stålrørveggen, noe vil bindes kjemisk til korrosjonsprodukter, og noe kan være akkumulert i stålet på rørledningen (reagerer kjemisk i form av bindinger som er irreversible ved normale temperaturer (Radford, 2013)). Omfanget av akkumulering av kvikksølv i røret er usikkert og er ikke mulig å måle mens rørledningen er i drift. Litteraturen viser til målinger og undersøkelser hvor kvikksølv i hovedsak adsorberes på

stålrørveggen og bindes kjemisk i korrosjonsprodukter, som HgS. Kun i mindre grad vil kvikksølv kunne diffundere og/eller kjemisk binde seg til selve stålet (Wilhelm og Nelson, 2010).

Basert på konsentrasjon og transportert gassmengde kan maksimalt 20kg kvikksølv ha gått inn i rørledningen gjennom levetiden. Litteraturen angir at 10-40% kan ha blitt transportert ut av systemet, resterende i hovedsak avsatt og noe muligens tatt opp i stålet over den 105,7 km lange rørledningen. Jevnt fordelt i stålet gir dette en konsentrasjon i størrelsesorden 0,8 - 2,6 mg/kg. I praksis vil mindre være akkumulert da noe kvikksølv som nevnt over vil ha fulgt gassen og noe vil ligge i avsetninger. Til sammenligning er normal bakgrunnsverdi i sedimenter i Nordsjøen 0,05 mg/kg (OSPAR, 2013) og grense for farlig avfall er 2500 mg/kg² (NOROG 2018). En del forventes å bli fjernet sammen med korrosjonsprodukter under piggeoperasjonen og resterende vil være igjen på/i stålet. Over tid vil stålet korrodere og kvikksølvet antas å inngå i korrosjonsproduktene, se under. Siden rørledningen er nedgravd/overdekket er det ikke forventet en eksponering mot biotisk miljø.

For nedbyggingsaktiviteter på land skal væskestrømmer være underlagt kontroll i henhold til anleggets tillatelse.

Ved etterlatelse vil en rørledning være gjenstand for en nedbrytningsprosess. En slik prosess er normalt svært langsom, og påvirkes av ulike faktorer. Hastigheten på nedbrytningen avhenger av materialene, og det miljøet hvor de befinner seg. For en normal rørledning vil offeranodene brytes ned først. Deretter vil det foregå en korrosjon på eventuelt eksponerte stålfater, og videre resten av rørledningen. Normal korrosjonsrate av umalte stålfater eksponert mot sjøvann uten katodisk beskyttelse er 0,1-0,15 mm/år. Med katodisk beskyttelse på plass kan en anta at korrosjonsraten i områder eksponert mot sjøvann reduseres til under 0,01 mm/år.

Videre nedbrytning av rørledningen etter at anodematerialet er brutt ned, vil avhenge av tilstanden til beskyttelsesbelegget (2-4 mm lag med polypropylen). Polypropylen er et bestandig plaststoff, og direkte effekter på marint miljø forventes ikke fra langsom erosjon/nedbrytning av disse. Produktene vil imidlertid bidra til dannelsen av mikroplast, som er en aktuell global problemstilling. Bidraget fra KGP må imidlertid anses som neglisjerbart i en slik sammenheng.

I forbindelse med nedbrytningen av rørledninger vil det over tid bli avgitt metallprodukter til sediment og/eller vannsøyle, avhengig av om rørledningen er eksponert eller nedgravd/overdekket (Dames&Moore 1998). Det er først og fremst metaller i anodene som anses å kunne ha toksikologiske effekter på marine organismer (Aquateam, 1999). Anodene til KGP består av aluminium, med 2-3% sink og ubetydelige andeler av andre

² Ifølge regelverket vil faresetning H410 med en grenseverdi på 2500 mg/kg være korrekt for aktuelle kvikksølvforbindelser. Siden 1000 mg/kg er innarbeidet grenseverdi, anbefales likevel at man i tillegg fortsetter å operere med en grenseverdi på 1000 mg/kg for kvikksølv alene (jf. NOROG 2018).

sporstoffer. Utlekking av metall fra rørledningene vil ventelig skje over en periode på fra flere hundre til opptil flere tusen år (DNV, 1999), inntil rørledningen er helt nedbrutt. For en nedgravd/overdekket rørledning skjer nedbrytningen svært sakte.

PLET vil bli tatt til land for sluttdisponering. Det er ikke planlagte utslipp til sjø forbundet med dette. Miljøkonsekvensene er således vurdert som neglisjerbare.

Gasseksportørledningen er nedgravd og/eller steindumpet og er således i stor grad skjermet fra det ytre miljø. Metallprodukter vurderes derfor i større grad til å ende opp i sedimentene lokalt heller enn å bli løst i vannfasen og spredt.

7.3.1. Fysiske virkninger/effekter på habitater

Havbunnen ved Knarr består av finstoff (silt) og her er ikke identifisert sårbare habitattyper eller bunnfauna. Som nevnt er bunndyrsamfunnet lokalt karakterisert som uforstyrret. Langs traséen endrer bunnsedimentene gradvis karakter til mer sand (kap. 6.2.3), og her er ikke identifisert sårbare habitattyper i henhold til OSPARs liste (OSPAR, 2008), jf. kap. 5.3.3.

Både fjerning av rørledning, flytting av stein og grøfting kan potensielt medføre følgende lokale virkninger på miljø/habitat i forhold til nåsituasjon (DNV 1999-b):

- Oppvirvling og resuspensjon av sediment
- Frigjøring av eventuelle forurensninger i sedimentet
- Re-sedimentasjon med overdekking av bunnlevende immobile organismer

Siden bunnssubstratet i størsteparten av det aktuelle området er finstoff og sand, kan det antas at resuspensjonen av sediment ved opptak og nedgrøfting vil ta noe tid, men at overdekking av bunnlevende immobile organismer generelt vil ha et svært lokalt omfang. Det forutsettes at de steinmasser som tidligere har blitt dumpet over deler av rørledningen kun vil bli re-lokalisert på havbunnen etter en eventuell fjerning/grøfting, hvilket ikke vil gi vesentlige substratmessige effekter i forhold til nåsituasjonen. Videre kan det antas at frigjøring av eventuelle forurensninger i sedimentet ikke vil kunne gi effekter av betydning i forhold til nåsituasjonen, heller ikke lokalt. Dette begrunnes med at konsentrasjonen av potensielt miljøfarlige stoffer i bunnssubstratet for de berørte områder generelt tilsvarer normalt bakgrunnsnivå.

Ujevnheter i bunnmaterialet tiltrekker enkelte organismer, bl.a. fisk. Ved etterlatelse med nedgraving vil slike ujevnheter fjernes over tid og denne effekten bortfaller.

PLET er plassert på mudmatter og det er kun antatt begrenset omfang av intervensjon i havbunnen ved fjerning av denne. Miljøvirkningene av dette vurderes som neglisjerbare.

Gasseksportørledningen

Forut for en eventuell fjerning av gasseksportørledningen vil det foregå lokal flytting av sediment fra rørgrøfta over en strekning på 70 km, herunder ca. 7km med steinfylling,

og flytting av steinfyllinger fra resterende 35 km (hvorav 23 km på norsk sokkel). Omfanget av fysisk påvirkning er lokalt, men påvirkningen kan totalt sett berøre et areal på anslagsvis vel en kvadratkilometer. Effekten vil være i form av overdekking av immobile organismer, samt lokal endring i substrat langs steinfyllingen. Miljøkonsekvensen av dette er vurdert som liten.

For alternativet med etterlatelse vil det kun være lokal fysisk påvirkning i områdene ved endene. Miljøvirkningene av dette er vurdert som neglisjerbare.

7.3.2. Avfall/ressursutnyttelse

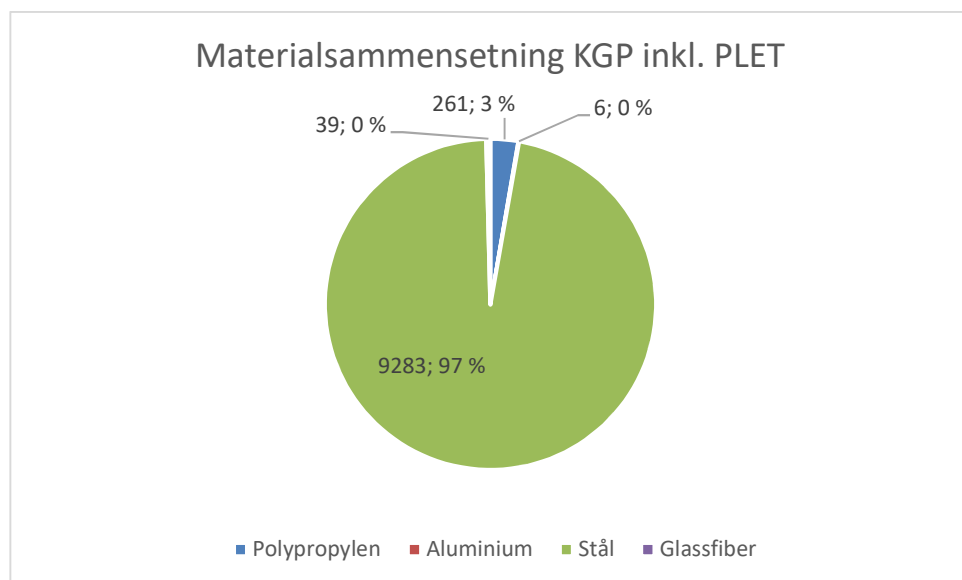
KGP representerer knapt 9 500 tonn på norsk sokkel, inkludert i hovedsak stål, et polypropylenbelegg og anoder (6 tonn aluminium). PLET er av stål (44 tonn) og har to glassfiberdeksler (39 tonn). En materialfordeling er angitt i figur 7-2.

Stålet er av standard kvalitet og vil være uproblematisk å gjenvinne (smelte om). Anoder på rør vil også vesentlig bli omsmeltet. Fjernbare plaststoffer vil generelt gå til energigjenvinning.

Ved eventuell fjerning av gasseksportørledningen vil polypropylen på denne gå til energigjenvinning dersom det kan bli fjernet, mer sannsynlig følge stålet til gjenvinning. Anoder vil normalt gå til materialgjenvinning. I praksis vil materialene ved fjerning bli tilnærmet 100% gjenvunnet.

Stålmaterialer i PLET vil bli materialgjenvunnet. Omfanget av marin begroing på PLET er helt marginalt, i hovedsak som følge av vanddyp.

Glassfiberdeksler vil om mulig bli gjenbrukt, eventuelt material-/energigjenvunnet. Disponeringsløsning for armert glassfiber består i at dette blir delt i mindre enheter, kvernet opp og inngår i sementproduksjon. Løsningen representerer energigjenvinning av den organiske delen (ca. 1/3), som erstatter fossile brensler, samtidig som mineraldelen (ca. 2/3) inngår i sementen og erstatter kalk, sand og aluminiumsoksid (Holcim, 2010).



Figur 7-3. Materialfordeling for Knarr gasseksportør på norsk sokkel, tonn og prosent.

Eventuelle miljøfarlige stoffer skal bli håndtert og avhendet i henhold til beste praksis og uten å medføre unødig miljøbelastning.

7.3.3. Forsøpling

Etter endt gjennomføring av disponeringsarbeidet vil det bli gjort undersøkelser og verifikasjon for å sikre at området er ryddet. Eventuelle rørledninger som blir etterlatt skal være sikret mot forsøpling på kort og lang sikt, gjennom overdekking osv. Det er derfor ikke forventet miljøvirkninger relatert til forsøpling som følge av sluttdisponeringen.

7.3.4. Konsekvenser for arkeologiske eller kulturhistoriske interesser

Det er ingen kjente funn av kulturminner i form av skipsvrak i området ved Knarr. Områdene til havs langs rørtrassèen som vil bli berørt av avviklingsaktivitetene er allerede berørte områder (hvor innretninger og rørledninger er installert), og det forventes ikke konflikt med kulturminner. Dersom det likevel blir gjort funn, vil dette bli meldt til vedkommende myndighet jf. kulturminnelovens § 14, tredje ledd.

8.Vurdering av samfunnsmessige konsekvenser

I henhold til fastsatt program for konsekvensutredning, basert på erfaringer fra tidligere gjennomførte avviklingsprosjekter, samt Norsk Olje og Gass sin håndbok for konsekvensutredninger (DNV, 2001), er følgende samfunnsrelaterte aspekter belyst i konsekvensutredningen for avvikling og sluttdisponering av KGP:

- Virkninger på nærmiljø av støy, lukt, støv, visuelle- eller andre estetiske virkninger / nærmiljøforhold relatert til opphoggingsaktivitet
- Konsekvenser for fiskeri
- Konsekvenser for ferdsel til sjøs
- Sysselsettingsvirkninger

Tema som personellsikkerhet, teknisk risiko og kostnadmessige forhold vil bli ivaretatt i disponeringsdelen av avslutningsplanen.

8.1. Konsekvenser for fiskeri

Det vil være noe fartøyaktivitet i anleggsperioden. Varighet av anleggsperioden vil variere mellom de ulike disponeringsløsningene (tabell 8-1). Aktivitetene vil kreve ett til to fartøyer i området.

Tabell 8-8-1 – Anslag for varighet av anleggsaktiviteter for disponeringsløsninger for KGP og tilhørende infrastruktur

Aktivitet	Etterlate (med tiltak)	Fjerne
Forberedelse og fjerning av PLET	Ikke relevant	< 1 uke
KGP	< 1 uke	2-3 måneder

Generelt vil innretninger på havbunnen bli fjernet og sluttdisponert på land, herunder PLET. For KGP er alternative disponeringsløsninger utredet. Som nevnt i kapittel 4.2.8 er det svært begrenset fiskeriaktivitet i området ved Knarr, en god del mer bunntålfiske langs gasseksportørledningen i Eggaskråningen og sokkelområdet sørvestover til FLAGS.

8.1.1. PLET:

Utstyret vil bli fjernet fra feltet og representerer ingen langtidsvirkninger på fiskeri.

I anleggsperioden vil det vært økt fartøyaktivitet på feltet. Dette vil være en tidsbegrenset aktivitet og med noen få fartøyer. De kortsiktige virkningene på fiskeri er vurdert som neglisjerbare.

8.1.2. Gasseksportørledningen:

Ved fjerning av KGP vil det være en del og tidsbegrenset anleggsaktivitet (noen måneder). Operasjonelle ulemper av dette på fiskeriaktivitet i området er imidlertid vurdert som begrenset. Etter fjerning av KGP vil havbunnen bli etterlatt med åpen grøft, sedimenthauger etter kutting og re-lokaliserte steinfyllinger. Sedimentene vil utjevnes over tid, mens steinfyllingene i stor grad vil være permanente. Situasjonen forventes ikke å medføre målbare negative virkninger på bunntålfiske.

Eksponerte rørledninger kan medføre problemer for bunntålfiske ved at tråldører skyves ut av posisjon og/eller blir fastheftet (OED, 1999; 2000; Valdemarsen, 1995), spesielt ved lave krysningsvinkler (Valdemarsen, 1993). KGP er imidlertid fullt overdekket og påvirker således ikke bunntålfiske. Deler av rørledningen er også overdekket med stein. Det er vist å være betydelig overdekking av røret og ingen eksponerte flater over havbunnsnivå. Denne situasjonen er vurdert å være varig. Steinfyllinger kan også medføre ulemper for enkelte typer bunntålfiske (Soldal, 1997), men er generelt foretrukket foran eksponerte rørledninger. Etterhvert som stålet i KGP blir brutt ned vil dette være beskyttet av overdekningen og det er ikke vurdert som sannsynlig at rørfragmenter vil bli eksponert. Etterlatelse av en fullstendig nedgravd/overdekket KGP er derfor vurdert å ikke medføre vesentlige problemer for utøvelse av bunntålfiske i området, verken på kort eller lang sikt.

8.2. Konsekvenser for ferdsel til sjøs

Omfanget av anleggsaktivitet er angitt i tabell 8-1. Det er generelt lite passerende skipstrafikk i området og konfliktpotensialet i anleggsperioden er vurdert som lavt.

Etter endt sluttdisponering er det ingen problemstillinger mellom KGP og ferdsel til sjøs.

8.3. Konsekvenser for lokalsamfunn og sysselsetting

8.3.1. Virkninger på lokalmiljø

Omfanget av utstyr som skal bli fjernet, oppdelt og sortert på land er meget begrenset sammenlignet med avviklingsprosjekt for faste stålennetninger med store dekkсанlegg. Unntaket er ved fjerning av KGP, som representerer vel 10 000 tonn stål for håndtering (midlertidig lagring, oppkutting og uttransport). PLET er i hovedsak av stål og vil gå til materialgjenvinning dersom det ikke blir identifisert gjenbruksmuligheter. Aktiviteten på land blir derfor tilsvarende begrenset både i omfang og varighet. Virkninger både gjennom direkte sysselsetting på anleggene og ringvirkninger innen lokal næringsvirksomhet blir tilsvarende marginalt, og avgrenset til tidsperioden når hogging og materialavhending foregår.

Mulige negative virkninger ved anleggsvirksomhet, som økt trafikkbelastning og økt antall midlertidige arbeidere i et område, anses som marginalt. Eventuell luktsjenanse fra marin begroing er heller ikke forventet av noe omfang, da havbunnsennetningen (PLET) vil ha begrenset påvekst og anleggene har prosedyrer for å redusere omfanget av luktsjenanse. KGP vil heller ikke ha begroing, da denne i installert tilstand er nedgravd/overdekket.

Tilsvarende finnes ordninger på anleggene for å redusere omfang av støvflukt. Støy er underlagt konsesjonskravene for det aktuelle mottaksanlegget.

8.3.2. Sysselsettingsvirkninger

Avvikling og sluttdisponering KGP vil medføre noe behov for maritime tjenester, i mindre grad hoggeaktivitet og tjenester knyttet til materialdisponering. Med unntak av fjerningsalternativet, vil aktivitetsomfanget være begrenset. Aktivitetene knyttet til avviklingen vil i hovedsak foregå offshore og, basert på erfaringer fra tidligere gjennomførte prosjekter, ofte bli utført av internasjonale selskaper. Aktivitetene vil således ikke medføre noen varige nasjonale samfunnsmessige virkninger i form av investering og sysselsetting.

Avhending av en 44 tonns PLET vil ha neglisjerbare sysselsettingsmessige virkninger på land så vel som knyttet til maritime aktiviteter.

Fjerning av gasseksportørledningen til land for hogging vil kreve et betydelig areal til mellomlagring, tilsvarende som før rørledningen ble lagt. Siden stålrørene ikke har betongkappe vil disse kunne bli klippet mekanisk. Omfanget av sysselsettingsvirkninger vurderes likevel som marginalt – et fåtall personer og varighet på noen måneder.

9. Oppsummering av konsekvenser og forslag til avbøtende tiltak og overvåking

9.1. Oppsummering av konsekvenser for anbefalt løsning

I foregående kapitler er konsekvenser for anbefalt løsning og utredete alternativer vurdert og dokumentert per tema. Tabellen under gir en samlet oversikt over tema og type påvirkning som kan være relevant for de to alternative disponeringsløsningene, omfang, varighet osv. Til slutt er det angitt en totalvurdering per disponeringsløsning innenfor de ulike utredningstemaene. Generelt viser resultatene at anbefalt løsning har neglisjerbare virkninger både for miljø- og samfunnsmessige tema. Energibalansen er imidlertid liten negativ som følge av «erstatningsenergi», dvs. effekt av ikke å material gjenvinne stålet i KGP. Den alternative disponeringsløsningen, med full fjerning av KGP og PLET, har et langt mer nyansert konsekvensbilde, med både positive og negative virkninger. Positive virkninger vil være i form av god ressursutnyttelse med materialgjenvinning av stålet i KGP, samt for fiskeri ved fjerning av «alt» og samfunn i form av lokale midlertidige sysselsettingsvirkninger knyttet til materialhåndtering. Av negative virkninger vil denne løsningen medføre betydelige lokale virkninger på havbunn og tilhørende bunndyrssamfunn, fra gravearbeider og flytting av steinfyllinger. Det vil være en god del utslipp til luft fra fartøyaktivitet knyttet til fjerningen, samt mulige negative virkninger på lokalmiljø knyttet til materialhåndtering og transport.

Tabell 9-1. Oppsummering av virkninger på ulike konsekvenstema for de to vurderte disponeringsløsningene.

Type og omfang av påvirkning		Utslipp til luft	Energibalanse	Utslipp til sjø	Påvirkning av havbunn	Påvirkning på biota	Forsøpling	Nærmiljø	Avfall/ ressurs	Samfunn	Fiskeri
Påvirkningens natur	Positiv								x	x	x
	Negativ	x		x	x	x	x	x	x		x
Verdi/sårbarhet	Høy	x	x				x				x
	Middels					x		x	x		x
	Lav			x	x					x	x
Type påvirkning	Direkte	x		x	x	x		x			x
	Indirekte			x				x			
	Kumulativ	x	x				x	x	x	x	x
Omfang, intensitet	Stor										
	Middels								x		
	Liten	x	x		x	x	x	x		x	x
	Neglisjerbar			x			x				
Varighet	Akutt			x							
	Måneder	x		x				x		x	x
	År				x	x	x				
Geografisk omfang	Global	x							x		
	Regional	x									
	Lokal	x		x	x	x	x	x		x	x
Reversibilitet	Reversibel			x	x	x					
	Irreversibel	x	x				x			x	x
Total konsekvens – anbefalt løsning (etterlatelse av KGP, fjerning av PLET)		Neglisjerbar	Liten negativ	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Neglisjerbar	Neglisjerbar
Total konsekvens – fjerning av KGP og PLET til land		Liten negativ	Liten negativ	Neglisjerbar	Moderat negativ	Liten negativ	Neglisjerbar	Liten negativ	Middels positiv	Liten positiv	Liten positiv

Totalt sett er det vurdert at anbefalt løsning er den beste for sluttdisponering av KGP og PLET. Løsningen vil medføre få og neglisjerbare negative virkninger både på kort og lang sikt. Siden KGP blir etterlatt nedgravd/overdekket, er dette vurdert som en robust løsning for å minimere potensialet for både å hindre trålfiske og/eller gi skade på fiskeutstyr.

9.2. Avbøtende tiltak

I planlegging og gjennomføring av fjerning av PLET vil det bli tilstrebet en samordning med fjerningsaktiviteter på Knarrfeltet. Dette vil utnytte synergieffekter, herunder oppnå kortere varighet av maritime aktiviteter og tilhørende reduserte utslipp til luft og kostnadsbesparelser.

Tilkoblingspunktene mellom KGP og PLET vil bli sikret og overdekket for å hindre eventuelle hefter for bunntålfiske.

Etter endt sluttdisponering vil det bli gjennomført sluttverifikasjon og inspeksjon for å sikre ønsket slutt-tilstand for både KGP og området ved PLET. Eventuell videre oppfølging vil være risikobasert og basert på kunnskap fra sluttverifikasjonen.

I videre planlegging av piggeoperasjon vil det bli studert metoder for å sikre at mest mulig av eventuelt adsorbert og korrosjonsbundet kvikksølv i KGP blir fjernet og håndtert.

I gjennomføring av piggeoperasjon og ved opptak av rør, f.eks. deler av PLET, vil det være særskilt fokus på eventuell forekomst av kvikksølv. Dette vil bli målt og avklart før eventuelt varmt arbeid blir igangsatt, for å unngå helseskadelig kvikksølvdamp. Avfall og eventuelt kontaminert utstyr vil bli ivaretatt i henhold til avfallsforskriften.

9.3. Ansvar, overvåking og planer for oppfølging

Det vil bli inngått avtaler med rettighetshavere til rørledninger og kabler som KGP krysser over, for å sikre en fremtidsrettet og varig sluttdisponering og unngå uforutsette fremtidige kostnader.

Avtaler vil videre bli inngått med henholdsvis A/S Norske Shell for samordning av avslutningsaktiviteter knyttet til Knarrfeltet og med Shell UK for aktiviteter ved tilknytningen mot FLAGS på britisk side. Dette vil også reflektere tidspunkt for gjennomføring og sluttdisponering.

Det vil bli gjennomført en sluttverifikasjon for å sikre ønsket slutt-tilstand etter gjennomført disponeringsarbeid, herunder inspeksjon av KGP og tilhørende overdekning. Dokumentasjon på gjennomført sluttdisponering i henhold til avslutningsvedtaket vil bli levert til Olje- og energidepartementet.

I henhold til mottatt høringskommentar fra Riksantikvaren vil Gassco, forut for gjennomføring av avslutningsarbeidet, kontakte Norsk oljemuseum for å avklare dokumentasjonsbehovet for sikring av dokumentasjon fra utbygging, drift og avvikling av KGP.

10. Referanser

Agenda, 1998. Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Virkninger for fiskeri og akvakultur. Petroleumsvirksomhet mellom 58°n og 62°n.

Akvaplan Niva/NIVA og Agenda, 2006. Oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen – Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen. Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet. Rapport nr. APN-421.3484.1

Allseas, 2014. KGP Design Fabrication Installation resume. JB02-ALS-Z-RE-0001.

Aquateam, 1999. Virkning på marint miljø av miljøskadelige stoffer i rørledninger. Rapport til Olje- og energidepartementet.

BG 2010. Utbygging og drift av Jordbær. Konsekvensutredning.

Dames&Moore 1998. Nedbrytning av rørledninger over tid. Rapport til Olje- og energidepartementet.

Deepocean 2018. Knarr - P3039 12 inches gas export pipeline. Acoustic deep water / visual inspection.

Direktoratet for mineralforvaltning, 2017. Harde fakta om mineralnæringen. Mineralstatistikk 2017.

DNV 1999-a. Leaving Ekofisk I-pipelines in place. Disintegration hypothesis and impact assessment. Report no 98-4040.

DNV 1999-b. Konsekvensutredning for habitater på sokkelen: Disponeringsalternativer for rørledninger og kabler.

DNV 2001. Håndbok i konsekvensutredning ved offshore avvikling. Rapport til Oljeindustriens landsforening. Rapport nr. 00-4041.

DNV, 2012. Study of marine deep water growth. DNV rapport 2012-0803.

DNV GL, 2014. Tillegg til Avvikling og disponering av Ekofisk I Konsekvensutredning - Ekofisk 2/4 C og Tor 2/4 E Rapport til ConocoPhillips. DNV GL rapport nr. 2013-4225.

Dr.Techn. Olav Olsen, 2018. Avslutning og disponering av utrangerte innretninger. Rapport til Oljedirektoratet.

Faglig forum for norske havområder 2019. sammendrag av det faglige grunnlaget for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for havområdene. M-1359/2019.

Fiskeridirektoratet, Norges Fiskarlag og Norges Kystfiskarlag, 2010. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Beskrivelse av fiskeriaktiviteten. 1. juni 2010. TA-nummer: 2665/2010.

Institute of Petroleum (IP), 2000. Guidelines for the calculation of estimates of energy use and gaseous emissions in removal & disposal of offshore structures. Institute of Petroleum, London. ISBN 0 85293 255 3.

KLIF, 2010. Avvikling av utrangerte offshore innretninger. (Miljødirektoratet) TA-2643.

Mannvik, H.-P., I. H. Wasbotten og H. Andrade, 2018. Miljøundersøkelse i Region IV, 2017. Akvaplan-niva rapport nr / report no 8622-03

Mareano, 2014.

<http://maps.imr.no/geoserver/web/?wicket:bookmarkablePage=:org.geoserver.web.desktop.MapPreviewPage>

Miljødirektoratet, 2015. Retningslinjer for miljøovervåking av petroleumsvirksomheten til havs M-300.

Miljøverndepartementet, 2013. Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak. Meld. St.37. (2012-2013). Miljøverndepartementet.

Moltu, U.E. og Aavik, G. 2010. Developing Key Performance Indicators (KPIs) for Energy consumption and Air emissions versus Material recovery and Removal options applied for the Frigg & MCP-01 project in the North Sea. SPE 126825.

Neeb, 2017. Norway's coastal aggregates. Export in 2016 and potential. NGU rapport 2017:026.

Nesse, S. & U.E. Moltu, 2012. Frigg Cessation Project. Environmental footprint and EIA comparison. SPE 157361 (Rev 1).

Nesse, S., 2018. Improving the Decommissioning CO2 footprint. NPF Decommissioning conference 2018.

NILU, 2006. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Regulære utslipp til luft – konsekvenser. NILU: OR 80/2006.

NOROG 2018. Vedlegg 1 til Norsk olje og gass' Anbefalte retningslinjer for avfallsstyring i offshorevirksomheten 093.

Norsk sjøfartsmuseum, 2006. Regional konsekvensutredning, Nordsjøen. Underlagsrapport: Beskrivelse av kulturminner i Nordsjøen. Vurdering av sannsynligheten for nye funn av kulturminner og konflikt mellom kulturminner og petroleumsvirksomhet.

Nøland, S.-A., Ø. Fjukmoen, W. Brennbakk, H. Karlsen, G. Botten, T.K. Dokka Torstensen, C. Volan & L. Hankinson, 2011. Grunnlagsundersøkelser 2010: Pi, Bream, Yme Gamma, Yme Beta, Jordbær og Visund Sør. DNV Rapport nr 2011-0340.

OED, 1999. Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Sammenfatningsrapport fra utredningsprogrammet.

OED, 2000. St. meld. Nr. 47 (1999-2000). Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel.

OED, 2018. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)

Oil & Gas UK, 2013. The Management of marine growth during decommissioning.

OLF, 2006. RKU Nordsjøen.

Radford, R., 2013. Lessons learned in mercury management. Accurate assessment of mercury in process fluids and process metals is the key. Hart Energy.

OSPAR 2008. OSPAR List of Threatened and/or Declining Species and Habitats (Reference Number: 2008-6).

OSPAR 2013. Levels and trends in marine contaminants and their biological effects – CEMP Assessment Report 2013.

OSPAR 2016. Impacts of certain pressures of the offshore oil and gas industry on the marine environment – stocktaking report. No 2016/684.

Ottersen, G., Postmyr, E. & Irgens, M. (red.), 2010. Arealrapport med miljø og ressursbeskrivelse, forurensningssituasjonen, særlig verdifulle og sårbare områder samt viktige områder for næringer. Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Havforskningsinstituttet, Bergen og Direktoratet for naturforvaltning, Trondheim.

Pettersen, E. D. (red), M. Kroglund, L. Gjelsvik, O. Raustein, D. Lilleng, J. H. Koefoed, H. K. Skjerdal, G. S. Sydness, J. H. Fosså, E. Postmyr, 2012. Faggruppen for Nordsjøen og Skagerrak. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak: Interessekonflikter og samordningsbehov. TA-nummer: 2908/2012.

Soldal, 1997. Tråling over steindekte rørledninger i Nordsjøen. Fisken og Havet Nr 10, 1997. Havforskningsinstituttet.

Sundby, S., T. Kristiansen, R. Nash og T. Johannessen, 2017. Kartlegging av gytefelter i Nordsjøen – Rapport fra KINO-prosjektet. Havforskningsinstituttet. Fisken og havet nr 2, 2017.

Valdemarsen, 1993. Tråling over 40" rørledning- virkninger på trålredskap. Fisken og havet, Nr. 11-1993.

Valdemarsen, 1995. Fiskeressurser og fiskerier i Nordsjøen – Konflikt med oljeinstallasjoner? Konferanse om framtidig disponering av oljeinstallasjoner. Egersund, 23-24 august 1995.

Wilhelm, S.M. og Nelsen, M., 2010. Interaction of elemental mercury with steel surfaces. The journal of corrosion science and engineering, Vol 13, preprint 38. 23 September 2010.

Wood 2019. KGP Decommissioning Study. September 2019.

World cement, 2010. https://www.worldcement.com/europe-cis/22092010/holcim_burning_grp_waste_at_lagerdorf/

