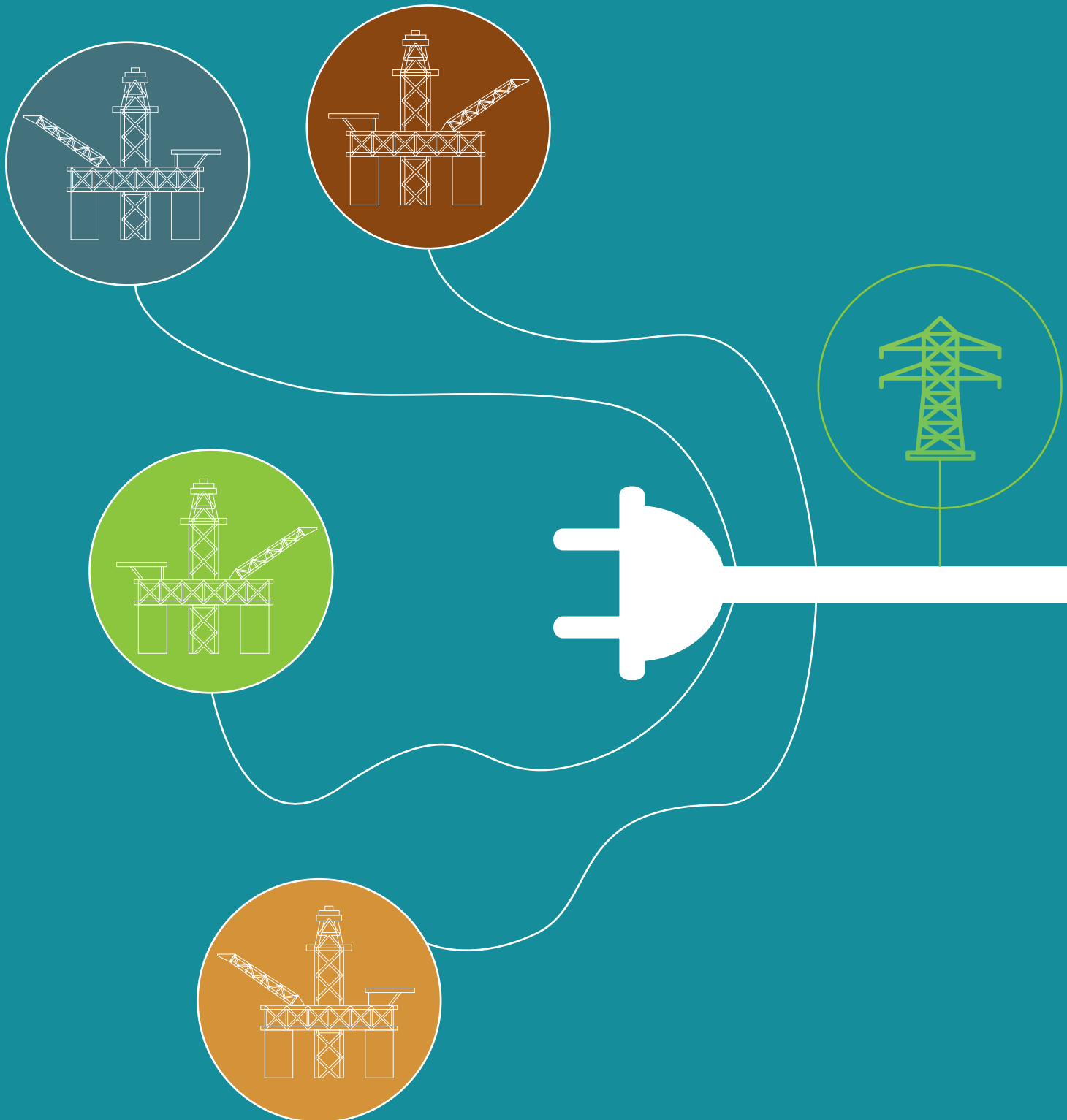
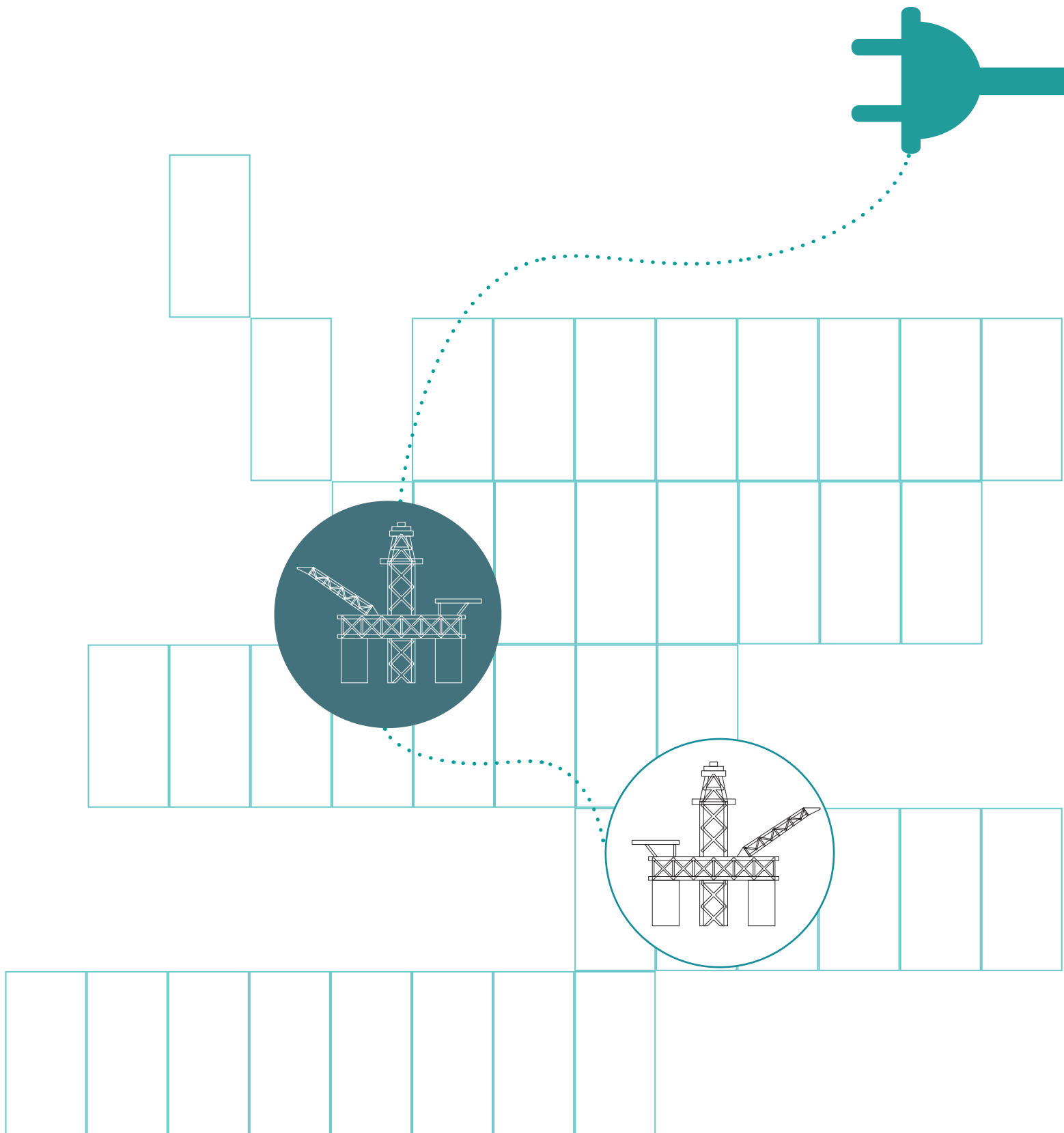


KraftFraLand

til norsk sokkel

Rapport 2020





KraftFraLand

til norsk sokkel

Rapport 2020

Ansvarlig utgiver: Oljedirektoratet
Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600, 4003 Stavanger
Telefon 51 87 60 00
E-post: postboks@npd.no
Internett: www.npd.no

Design: Janne-Beth Carlsen N'Jai
Illustrasjoner: Rune Goa
Trykkeri: Kai Hansen

ISBN 978-82-7257-313-2



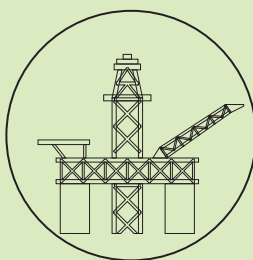
PETROLEUMSTILSYNET



Innholdsfortegnelse

Innholdsfortegnelse	4
Forord.....	6
1 Sammenheng	9
1.1 Virkemidler	9
1.2 Tiltaksanalyse	9
1.3 Kraftsystemet på land.....	10
1.4 Andre teknologier	10
1.5 Hovedfunn.....	11
2 Utslipp til luft fra petroleumssektoren.....	13
2.1 Utslippskilder.....	14
2.2 Utslippsutvikling	14
2.3 Kvotepiktige og ikke-kvotepiktige utslipp.....	15
2.4 Virkemidler for å redusere utslipp til luft.....	16
2.5 Tillatelser og vilkår i henhold til petroleumsloven.....	16
2.6 Tillatelser og vilkår i henhold til forurensningsloven.....	18
2.7 Næringens ambisjoner for utslippsreduksjon	18
3 Teknologi for kraft fra land.....	19
3.1 Bruk av kraft på innretningene og kraftoverføring	20
3.2 Kraft fra land til eksisterende innretninger	20
3.3 Teknologikutvikling siden 2008	22
4 Felt og innretninger med kraft fra land	25
4.1 Felt med innretninger som har kraft fra land.....	26
4.2 Felt med innretninger der det er vedtatt planer om kraft fra land.....	26
4.3 Unngåtte utslipp	27
4.4 Andre potensielle konsekvenser av kraft fra land.....	28
5 Tiltaksanalyse for utvalgte felt	31
5.1 Tiltakskostnadsmetodikk.....	31
5.2 Prosjekter som inngår i analysen	31
5.3 Modne prosjekter i planleggingsfasen.....	32
5.4 Umodne prosjekter i planleggingsfasen.....	37
5.5 Prosjekter som er lagt bort	38
5.6 Prosjekter som var en del av nylig leverte utbyggingsplaner	40
5.7 Felt og innretninger som ikke er inkludert i analysen.....	41
5.8 Begrensninger og usikkerhet i analysen	42

6	Kraftsituasjonen og kraftnettet på land	43
6.1	Dagens situasjon for kraftnettet	44
6.2	Dagens situasjon for kraftbalansen.....	45
6.3	Økt kraftforbruk som følge av kraft fra land-prosjektene.....	47
6.4	Regionale utfordringer og nødvendige nettinvesteringer	47
6.5	Konsekvenser på nasjonal kraftbalanse og flaskehalser i nettet nord-sør i Norge.....	49
7	Kort om alternative teknologier for kraftforsyning og utslippsreduksjon	51
7.1	Kraft fra havvind	52
7.2	Hybride løsninger og energilagring.....	53
7.3	Hydrogen.....	53
7.4	Karbonfangst fra turbineksos.....	53
7.5	Varmekraft.....	53
7.6	Energieffektivisering.....	54
8	Hovedfunn	55
	Vedlegg A - Mandat	58
	Vedlegg B – Unngåtte utslipp	59
	Vedlegg C - Forutsetninger for beregning av tiltakskostnader.....	60
	Vedlegg D – Tiltakskostnadsberegninger med samme metode som i Klimakur 2030.....	62
	Vedlegg E – Analyse av kraftsystemet på land.....	63
	Vedlegg F - HMS ved kraft fra land.....	64
	Vedlegg G - Forkortelser	67



Forord

Oljedirektoratet har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet oppdatert rapporten «*Kraft fra land til norsk sokkel*» fra 2008. Oppdateringen er gjort i samarbeid med Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumsstilsynet og Miljødirektoratet, og har resultert i rapporten «*Kraft fra land til norsk sokkel 2020*» som er et fellesprodukt fra de fire etatene. Hver etat har bidratt innenfor sine ansvarsområder. Oljedirektoratet har koordinert arbeidet og sammenstilt rapporten.

I rapporten redegjøres det for utviklingen av kraft fra land til petroleumsinnretninger på norsk sokkel. Et bredt spekter av kraft fra land-prosjekter blir omtalt. Det inkluderer de som er gjennomført og godkjent, prosjekter under evaluering og prosjekter som tidligere har blitt evaluert på feltene. Rapporten gir en oversikt over aktuelle teknologier for kraft fra land, potensielle utslippsreduksjoner og tilhørende kostnader. Det er også gjort vurderinger av virkninger på kraftsystemet på land, inkludert påvirkning på kraftpris, regional kraftbalanse og behov for nettførsterkninger.

Flere sentrale forutsetninger er endret i denne oppdaterte rapporten. I rapporten fra 2008 ble enkelte avgrensede områder på norsk sokkel vurdert. Det ble sett på løsninger som dekket flere felt innenfor

disse områdene. Den oppdaterte rapporten dekker petroleumsinnretninger på hele sokkelen, både kraft fra land til enkeltfelt, og områdeløsninger. I tillegg omfattes Melkøya landanlegg som er knyttet til Snøhvitfeltet, og Nyhamna landanlegg, som er knyttet til Ormen Lange-feltet. Andre landanlegg som Kårstø, Kollsnes, Sture, Mongstad og Tjeldbergodden er ikke inkludert i denne rapporten. Elektrifisering av landanleggene ses på i en egen utredning som utføres av Norges vassdrags- og energidirektorat.

Rapporten er basert på arbeid som pågår eller som er gjort av rettighetshaverne på feltene for å utrede kraft fra land til eksisterende innretninger. Det gjelder blant annet kostnader og unngåtte utslipp av karbondioksid (CO₂) og nitrogenoksider (NO_x). Dataene er kvalitetssikret både av etatene og av en ekstern konsulent.

Utredningene i rapporten er ikke på et detaljeringsnivå som trengs for å ta beslutninger om gjennomføring av tiltak. Vurderinger av kraft fra land til nye feltutbygginger er heller ikke inkludert. Disse blir ivarettatt i eksisterende regelverk gjennom kravet om at kraft fra land skal utredes i alle nye feltutbygginger eller større ombygginger på felt i drift¹. Nye virkemidler fra myndighetenes side er heller ikke vurdert.

¹ I tråd med Innstilling nr. 114 (1995 - 96) fra Energi- og Miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, vedtok Stortinget 22. februar 1996 følgende: "Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen framfor å bruke gassturbiner"

Kraft fra land rapporten fra 2008

Rapporten Kraft fra land til norsk sokkel fra 2008 var et tverretattlig samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Statens forurensnings-tilsyn (nå Miljødirektoratet) og Petroleumsstilsynet, hvor Oljedirektoratet ledet prosjektet.

I rapporten fra 2008 ble det sett på områdeløsninger for kraft fra land. Følgende områder ble analysert: Sørliche Nordsjøen, det vil si områdene rundt Ekofisk, midtre Nordsjøen, det vil si områdene rundt Sleipner, og to områder i den nordlige delen av Nordsjøen, og Norskehavet. Tiltakskostnader ble beregnet med tre ulike scenarioer for kraftforsyning og antakelser om kraftforsyningens tilhørende utslipp.

I tråd med datidens etablerte praksis for analyser av kraft fra land, ble det gjort beregninger der kraftproduksjonen økte tilsvarende med sokkelens behov for elektrisk kraft. I dag blir det i stedet lagt til grunn at kraften hentes i et kraftmarked omfattet av kvotehandel og med kraftpriser som tar hensyn til et fungerende og stadig strammere kvotemarked. Dette tilsvarende scenario 3 i rapporten fra 2008.

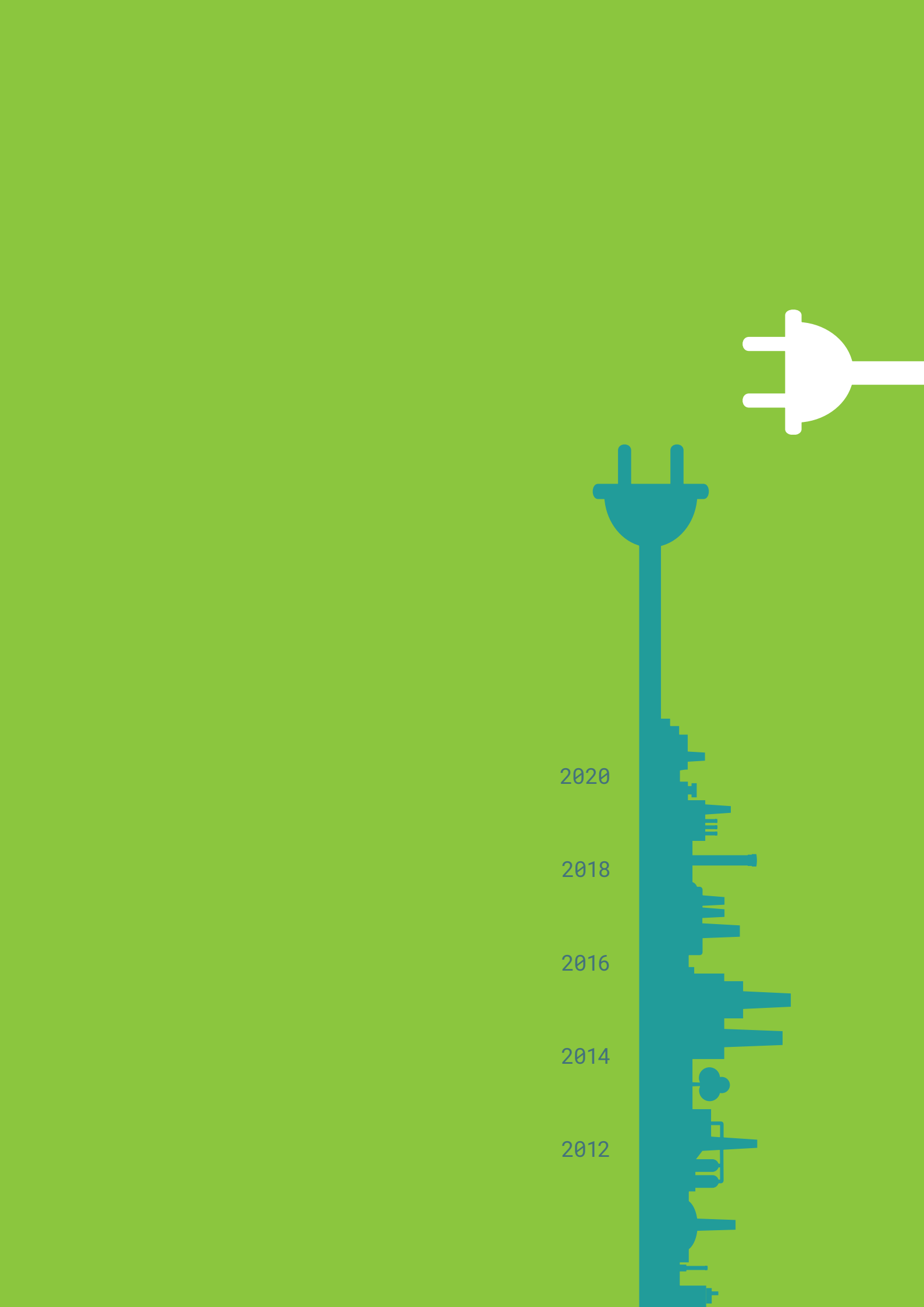
Tabellen under viser tiltakskostnadene, slik de ble vist i rapporten. Lavest tiltakskostnad ble beregnet for sørlige

	Tiltakskostnad (kr/tonn CO ₂)	Samlet investerings- anslag (mrd. kr)	Samlet netto CO ₂ -reduksjon (2015 - 2050) (millioner tonn)
Sørliche Nordsjø	1 300	5,1	6,8
Midtre Nordsjø	2 400	4,1	2,7
Nordlige Nordsjø	1 500	16,7	18,1
Nordlige Nordsjø 50Hz	1 850	5,5	5,0
Nordlige Nordsjø 60 Hz	1 400	11,4	13,1
Norskehavet	1 400	6,8	8,7

Tiltakskostnader i rapporten fra 2008, hensyntatt kvotehandel. 2008-NOK

Nordsjøen på om lag 1300 NOK per tonn, som tilsvarende 1650 NOK per tonn målt i dagens kroneverdi (2020).

Formålet med analysen var å se på større områdeløsninger for kraft fra land, og rapporten tegnet et bilde av kostnadsnivået for å forsyne et område med kraft fra land. Kostnadene ble estimert av en ekstern konsulent. Det ble ikke gjort en detaljert analyse av enkeltfelt eller eventuell optimalisering av mindre områdeløsninger. Estimaten fra 2008 gjennomgikk en mindre oppdatering i forbindelse med Klimakur2020.



1 Sammendrag

I dag er det 16 felt som har, eller har vedtatt å ta i bruk kraft fra land. Det forventes at alle disse kraft-løsningene er i drift i 2023. Da kommer felt med kraft fra land til å stå for rundt 45 prosent av den totale produksjonen av olje og gass på sokkelen. Dette fører til at utslippene i Norge blir lavere enn de ellers ville ha vært. De unngåtte utslippene som følge av disse kraft fra land-løsninger er estimert til 3,2 millioner tonn CO₂ per år. Dette tilsvarer om lag en fjerdedel av de totale utslippene fra petroleumssektoren i 2019.

Kraft fra land vurderes på flere felt. Noen er bedre egnet enn andre. Derfor varierer både kostnader og potensielle utslippsreduksjoner betydelig fra felt til felt. Kraft fra land-teknologien har utviklet seg siden 2008. Utstyret har blitt lettere, tar mindre plass, og mer kraft kan overføres over lengre avstander til lavere kostnad. Dette gjør tiltaket aktuelt på flere felt. Det kreves imidlertid fortsatt feltspesifikke vurderinger av tekniske løsninger og kostnader for å finne ut hvor egnet de ulike feltene er for kraft fra land.

Kraft fra land har også andre effekter enn å redusere utslipp. En rapport publisert av Petroleumstilsynet i 2019 viser at det å bytte ut kraftproduksjonen på innretningene med kraft fra land i sum er positivt for helse, miljø og sikkerhet. Erfaringer viser også at driftsregulariteten vanligvis er høyere når en innretning får kraft fra land enn når kraften produseres i gassturbiner.

1.1 Virkemidler

Hovedvirkemidlene for å redusere utslippene fra petroleumssektoren er økonomiske; kvoteplikt og CO₂-avgift. Summen av disse innebærer at selskapene står overfor en samlet pris for CO₂-utslipp på rundt 700 NOK per tonn CO₂. Dette er vesentlig høyere enn andre virksomheter i Norge og mye høyere enn i andre land med petroleumsvirksomhet.

CO₂-avgiften og kvoteplikten gjør at selskapene har en økonomisk egeninteresse av å redusere sine utslipp. Dette bidrar til at utslippene fra petroleumssektoren har holdt seg stabile de siste ti årene, til tross for at flere felt har kommet i produksjon. I framtiden forventes det at utslippene fra sektoren går ned, blant annet fordi gassturbinene på flere felt og innretninger byttes ut med kraft fra land.

1.2 Tiltaksanalyse

Rapporten gir en overordnet vurdering av muligheter og kostnader for kraft fra land til utvalgte innretninger. Vurderingene er basert på arbeid som pågår eller som er gjort av rettighetshaverne.

Det er beregnet tiltakskostnader for et utvalg av kraft fra land-prosjekter som rettighetshaverne har studert, men ikke vedtatt. Tiltakskostnadene uttrykker de samfunnsøkonomiske kostnadene for prosjektene per tonn unngåtte utslipp av CO₂.

Prosjektene er delt inn i fire kategorier: Modne prosjekter i planleggingsfasen, umodne prosjekter i planleggingsfasen, prosjekter som er lagt bort og prosjekter som var del av nylig leverte utbyggingsplaner der kraft fra land ikke ble valgt.

De modne prosjektene i planleggingsfasen er på Troll B, Troll C, Oseberg Feltcenter, Oseberg Sør, Sleipner Øst og Melkøya landanlegg. Her kan en investeringsbeslutning være relativt nært forestående. Samtlige av disse prosjektene har tiltakskostnader under 1500 NOK per tonn CO₂.

Dersom prosjektene vedtas kan over 50 prosent av olje- og gassproduksjonen midt på 2020-tallet komme til å bli drevet med kraft fra land. De unngåtte utslippene som følge av kraft fra land anslås i så fall å øke til rundt 4,9 millioner tonn CO₂ per år.

To umodne prosjekter i planleggingsfasen er analysert i rapporten. Disse er på Draugen og i Halten-området. Her har rettighetshaverne gjort overordnede studier av kraft fra land men prosjektene krever ytterligere utredninger før det kan tas en investeringsbeslutning. Både løsningene som beskrives, de tekniske studiene og kostnadsestimatene er betydelig mer usikre enn for de modne prosjektene. Videre modning kan føre til at de tekniske løsningene og kostnadene forandrer seg.

Tiltakskostnadene for prosjekter som er lagt bort er enten høye eller basert på en løsning som ikke lenger er aktuell. Tiltakskostnadene er også høye på samtlige av prosjektene som var del av nylig leverte utbyggingsplaner, der kraft fra land ikke ble valgt. Dette gjelder for prosjekter på Johan Castberg, Balder og Yme.

1.3 Kraftsystemet på land

Hvis de modne og umodne prosjektene i planleggingsfasen blir realisert, vil det medføre at kraftbruket i Norge øker med opp mot 5,1 TWh per år. En viktig forutsetning for at dette kan la seg gjen-

nomføre er at kraftsystemet på land kan håndtere forbruksøkningen, uten at det går på bekostning av forsyningssikkerheten til eksisterende kunder.

Prosjektet som innebærer høyest kraftforbruk er på Melkøya landanlegg. Prosjektet vil kreve en ny 420 kV ledning fra Skaidi til Hammerfest. Både Melkøya landanlegg, Troll B og C, Oseberg Feltcenter og Oseberg Sør vil mangle redundant kraftforsyning fra nettet med de netttiltakene som er planlagt. Dette innebærer at innretningene i noen situasjoner kan måtte kobles fra nettet og eventuelt bruke egen reserveforsyning. Det samme vil gjelde ved tilknytning av Halten-området og Draugen til Fosen-området, fram til den konsekssjonsgitte Trondheimsfjordforbindelsen er på plass.

Økt kraftforbruk medfører isolert sett lavere netto eksport av kraft fra Norden til resten av Europa, og at kraftprisene i Norge øker. Dette påvirker tiltakskostnadene for kraft fra land. Den store forbruksøkningen i Nord-Norge bidrar til mindre flaskehalser i nettet ut av Nord-Norge, og bedre utnyttelse av kraftproduksjonsressursene i området. Dette gir samtidig størst prisøkning i Nord-Norge, og resulterer i mindre forskjeller i kraftpris mellom nord og sør i Norge.

1.4 Andre teknologier

I tillegg til kraft fra land omtaler rapporten også andre løsninger for å redusere klimagassutslippene fra petroleumssektoren. Dette kan være alternative metoder for kraftforsyning, CO₂-fangst- og lagring fra turbineksos og mer effektiv utnyttelse av energien som produseres i gassturbinene på innretningene.

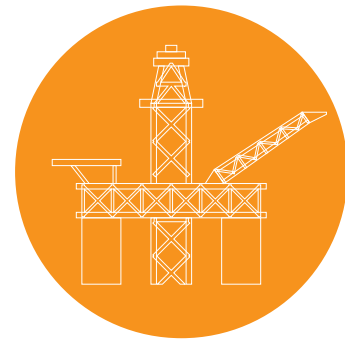
Havvind, energilagring og kraftproduksjon fra gassturbiners spillvarme er eksempler på alternativ kraftforsyning. Dette er områder der det arbeides for å utvikle nye, kostnadseffektive løsninger.

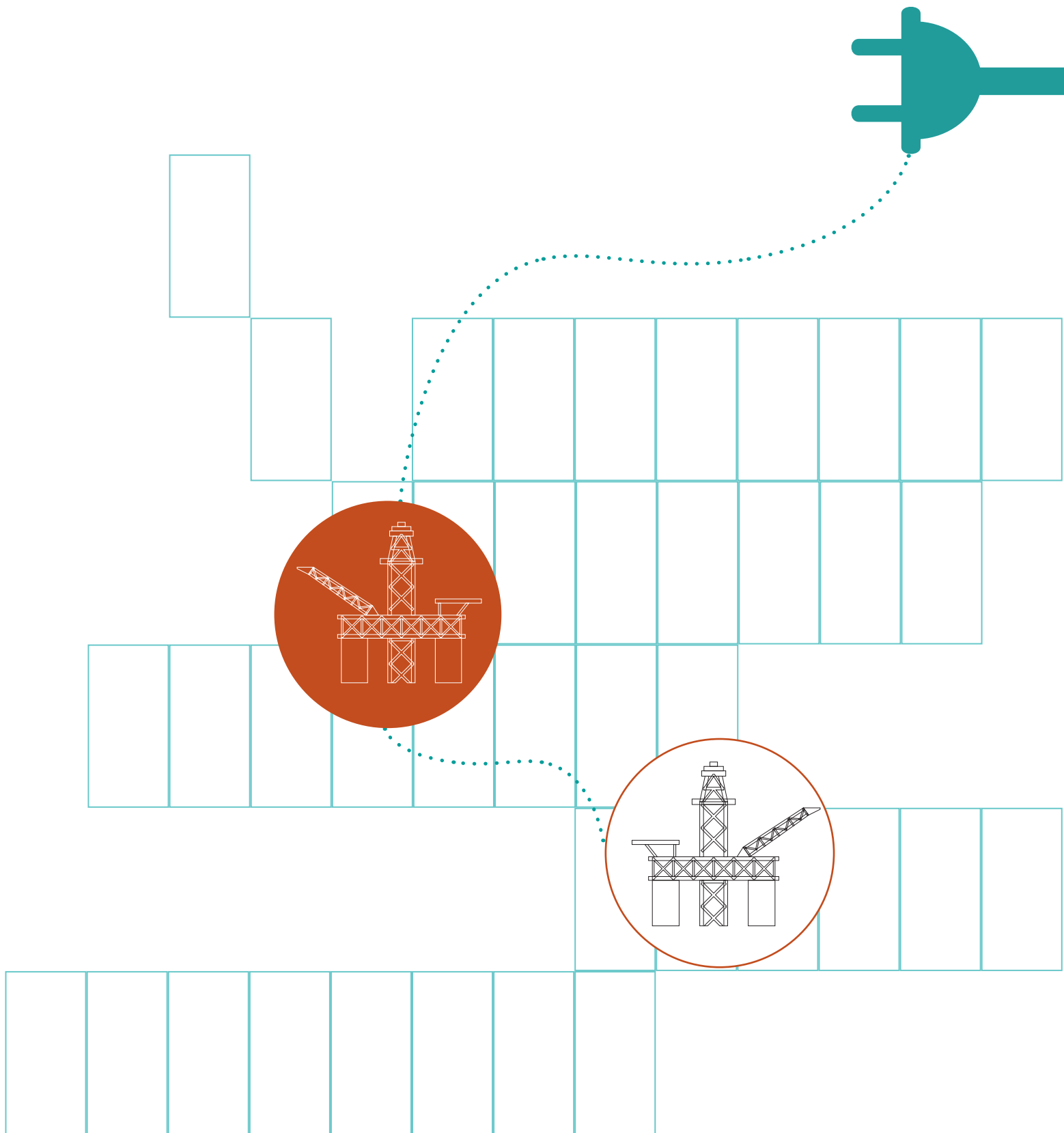
Energieffektivisering gjør at energien utnyttes bedre på innretningene. Dette er både god ressursforvaltning og et godt klimatiltak.

1.5 Hovedfunn

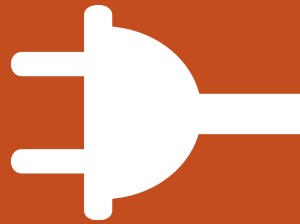
De viktigste funnene i rapporten er oppsummert i følgende punkter:

- **Teknologien for kraft fra land er under utvikling.** Sammenliknet med i 2008 brukes vekselstrøm nå til å overføre mer kraft over lengre avstander. Dette gjør kraft fra land-prosjekter mer kostnadseffektive, og legger til rette for at flere innretninger kan få kraft fra land nå enn i 2008. Det er også utviklet teknologi som gjør det mulig å forsyne FPSO-er som har dreieskive med kraft fra land.
- **Kraft fra land gir store utslippsreduksjoner.** Det er 16 felt som har, eller har vedtatt å ta i bruk kraft fra land. Det forventes at alle disse kraftløsningene er i drift i 2023. Da kommer felt med kraft fra land til å stå for rundt 45 prosent av den totale produksjonen av olje og gass på sokkelen. De unngåtte utslippene fra feltene summerer seg til om lag 3,2 millioner tonn CO₂ per år.
- **Flere kraft fra land-prosjekter nærmer seg investeringsbeslutning.** Dersom prosjektene vedtas kan de unngåtte utslippene øke til rundt 4,9 millioner tonn CO₂ per år, og over 50 prosent av produksjonen midt på 2020-tallet kan komme til å bli drevet med kraft fra land. Prosjektene er på Troll B, Troll C, Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør, Sleipner Øst og Melkøya landanlegg. Samtlige av disse ser ut til å kunne få kraft fra land med tiltakskostnad under 1500 NOK per tonn CO₂.
- **De fleste modne kraft fra land-prosjektene krever tiltak i nettet.** Elektrifisering av Melkøya landanlegg krever at det bygges en ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest. Melkøya landanlegg, Troll B, Troll C, Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør vil mangle redundant kraftforsyning, gitt planlagte nettinvesteringer. Det betyr at de kobles ut ved anstrengte driftssituasjoner. Kraft fra land-prosjektene vil føre til at kraftprisen i Norge øker, og at det blir mindre forskjeller i kraftpris mellom nord og sør i Norge.





2 Utslipp til luft fra **petroleumssektoren**

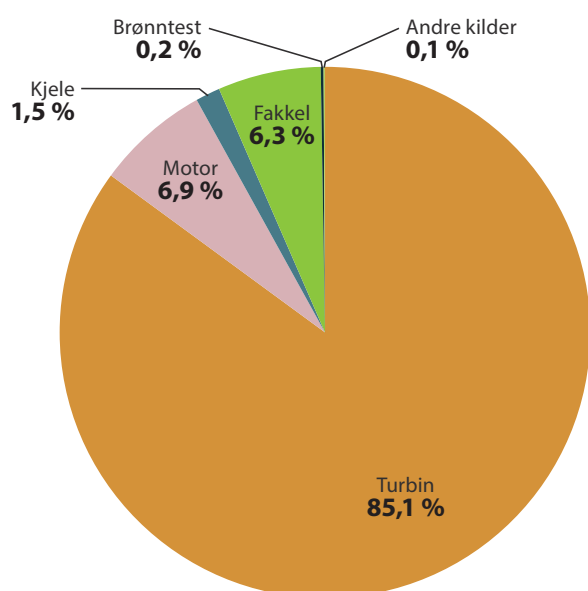


2 Utslipp til luft fra petroleumssektoren

Klimagassutslippene fra hele petroleumssektoren² var 13,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2019³. Dette utgjør om lag en fjerdedel av de nasjonale utslippene. Sektoren er også en betydelig kilde til utslipp av NO_x. Kraft fra land er det viktigste tiltaket for å redusere de nasjonale utslippene til luft fra petroleumssektoren.

2.1 Utslippskilder

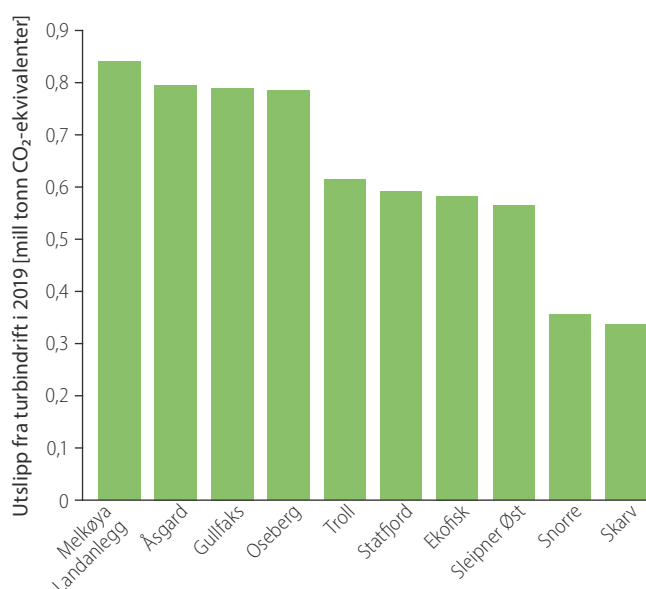
Hovedkildene til utslipp til luft er forbrenning av naturgass og diesel i turbiner, motorer og kjeler. I tillegg kommer faking av naturgass, som kun er tillatt av sikkerhetsmessige årsaker. Det er også noe direkte utslipp av hydrokarbonholdige gasser til atmosfæren (kaldventilering og lekkasjer), og utslipp fra oljelasting og brønntesting. Figur 2-1 viser fordelingen av klimagassutslippene i petroleumssektoren i 2019 på utslippskilder.



Figur 2.1 Fordeling av klimagassutslipp i petroleumssektoren på utslippskilder. (Kilde: OD)

Utslippene omfatter i hovedsak CO₂ men også NO_x, svoveloksider (SO_x), metan (CH₄), flyktige komponenter med unntak av metan (NMVOC) og svart karbon.

Figur 2.2 viser de ti feltene og innretningene som hadde størst utslipp fra turbindrift i 2019. De største utslippene er på Melkøya landanlegg, fulgt av Åsgard, Gullfaks og Oseberg.



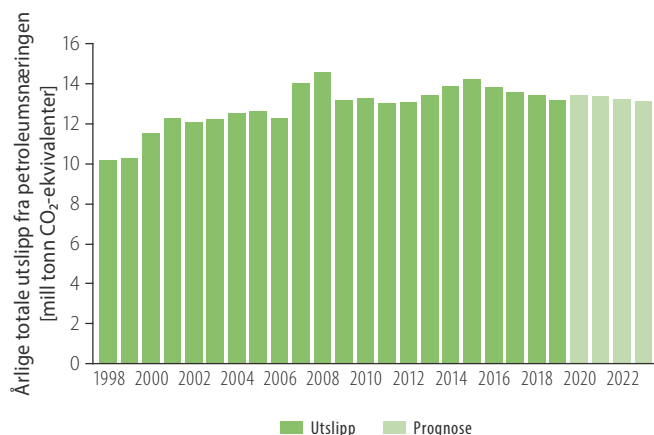
Figur 2.2 Utslipp fra turbindrift i 2019 på de ti feltene og innretningene der utslippene fra turbindrift er størst. (Kilde: OD)

2.2 Utslippsutvikling

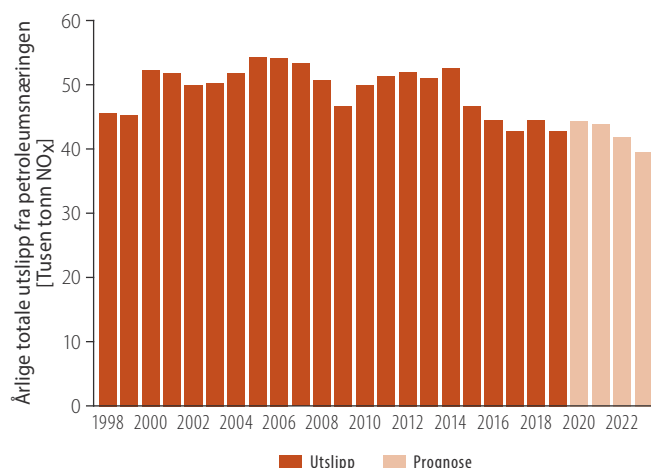
Siden 2008 har klimagassutslippene fra petroleumssektoren vært relativt stabile. Fram mot 2023 forventes både antall felt i produksjon, og totalproduksjonen å øke. De totale utslippene av CO₂-ekvivalenter forventes likevel å gå noe ned. Figur 2.3 viser historiske og prognoserte utslipp av CO₂-ekvivalenter fra petroleumssektoren.

² Faste og flyttbare innretninger på norsk sokkel og prosesseringsanlegg på land, dvs. Kårstø, Kollsnes, Nyhamna landanlegg, Melkøya landanlegg, Stureterminalen og oljeterminalen på Mongstad. Dette tilsvarer sektoren "Olje- og gassutvinning" i det nasjonale utslippsregnskapet til SSB

³ Kilde SSB, foreløpige tall



Figur 2.3 Historiske utslipp av CO₂-ekvivalenter og antatt utslippsutvikling for petroleumssektoren. (Kilde: OD)



Figur 2.4 Historiske utslipp av NO_x og antatt utslippsutvikling for petroleumssektoren. (Kilde: OD)

Figur 2.4 viser historiske og prognoserte NO_x-utslipp fra petroleumssektoren. NO_x-utslippene har vært relativt stabile mellom 2008 og 2014. Etter 2014 har utslippene gått ned, og det forventes at denne utviklingen fortsetter fram mot 2023.

Kraft fra land, sammen med energieffektivisering, redusert fakling og CO₂-fangst og -lagring fra produsert gass, har vært de viktigste tiltakene for å redusere utslipp av CO₂ og NO_x.

Andre utslippskomponenter enn CO₂

Tabellen under gir en kort oversikt over andre utslippskomponenter enn CO₂ som omtales i denne rapporten.

NO _x	En fellesbetegnelse for nitrogenoksidene NO og NO ₂ , og er gasser med forurendende effekt
SO _x	En fellesbetegnelse for svoveldioksid, SO ₂ , og svoveltrioksid, SO ₃
Metan (CH ₄)	I kategorien kortlevde klimadrivere som bidrar til oppvarming og som har en kort levetid fra noen dager og opp til 15 år
NM VOC (non-methane Volatile Organic Compounds)	En betegnelse på flyktige organiske forbindelser, med unntak av metan.
Svart karbon	I kategorien kortlevde klimadrivere. Svart karbon har en sterk oppvarmende effekt.
CO ₂ -ekvivalenter	Den samlede oppvarmingseffekt fra CO ₂ og CH ₄ summeres som CO ₂ -ekvivalenter. For å få den samlede effekten brukes gassenes globale oppvarmingspotensial, som oppsummerer den samlede oppvarmingseffekten over 100 år.

2.3 Kvotepliktige og ikke-kvotepliktige utslipp

Petroleumssektoren er underlagt kvoteplikt for alle forbrenningsutslipp der samlet termisk effekt overstiger 20 MW. Det vil si at alle olje- og gassfelt som er i produksjon i dag er underlagt kvoteplikt. Kvotepliktige utslipp utgjorde i 2019 omkring 95 prosent av utslippene fra petroleumssektoren.

Ikke-kvotepliktige utslipp fra petroleumssektoren utgjorde i 2019 om lag 0,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter⁴. Det meste av utslippene er metan og NM VOC

⁴ Kilde SSB, foreløpige tall

som slippes direkte ut i atmosfæren ved kaldventilering og lekkasjer av naturgass offshore og på land, og fra lasting av råolje og petroleumsprodukter. I tillegg kommer utslipp av CO₂ fra kraftproduksjon på flyttbare innretninger som benyttes til leteboring.

Kraft fra land medfører økt gasseksport fordi brenn-gass fra turbinene frigjøres for salg. Det vil også føre til økt forbruk av elektrisk kraft i Norge, og dermed redusert netto eksport av kraft fra Norge til utlandet. Tiltaket har derfor markedseffekter og utslippseffekter utover Norges grenser. En stor del av disse virkningene er omfattet av kvotesystemet. I alle vurderinger av virkningene av kraft fra land legges det norske klimaregnskapet til grunn. Det skilles ikke mellom virkninger innenfor og utenfor kvotepliktig sektor.

2.4 Virkemidler for å redusere utslipp til luft

Hovedvirkemidlene for å begrense utslippene av klimagasser fra petroleumsvirksomheten er økonomiske; kvoteplikt og CO₂-avgift. Disse gjør at selskapene til enhver tid har økonomisk egeninteresse av å gjennomføre tiltak for å redusere utslipp. Selskapene må også ha tillatelse til kvotepliktige utslipp etter forurensningsloven og faklingstillatelse etter petroleumsloven.

Lov om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomhet på sokkelen ble innført i 1991. Loven fastsetter at selskapene må betale CO₂-avgift ved forbrenning av gass, olje og diesel i petroleumsaktiviteter på sokkelen, inklusive Melkøya landanlegg, og ved utslipp av CO₂ eller naturgass. I 2020 er CO₂-avgiften på 1,15 NOK per Sm³ brenngass, og 7,93 NOK per Sm³ naturgass som slippes ut. Dette tilsvarer 491 NOK per tonn CO₂-ekvivalenter i begge tilfeller.

Klimakvoteloven som trådte i kraft i 2005 gjaldt i første omgang for anleggene på land. I 2008 ble også norsk sokkel, inklusive Melkøya landanlegg, underlagt kvoteplikt. Dette innebærer at virksomhetene i tillegg til CO₂-avgiften, leverer inn kvoter tilsvarende sine CO₂-utslipp. Kvoteprisen bestemmes i kvotemarkedet og varierer over tid.

Summen av CO₂-avgift og kvotepris innebærer at selskapene står overfor en samlet pris for utslipp av CO₂

på rundt 700 NOK per tonn. Dette er vesentlig høyere enn for de aller fleste andre virksomheter i Norge og mye høyere enn i andre land med petroleumsvirksomhet.

I Norges innrapportering til FNs klimakonvensjon er det anslått at CO₂-avgiften og kvoteplikten bidrar til gjennomføring av tiltak som reduserer CO₂-utslippene på sokkelen med nesten sju millioner tonn i 2020. Store ressurser er brukt blant annet på mer effektive gassturbiner, energieffektivisering, kraft fra land og CO₂-lagring. Dette har bidratt til at utslippene fra norske petroleumsinnretninger i gjennomsnitt er vesentlig lavere pr. produsert enhet enn gjennomsnittet for oljeproduserende land.

For å legge til rette for kostnadseffektive utslippsreduksjoner ble det innført en avgift på utslipp av NO_x i 2007. Utslipp fra gassturbiner, kjeler og motorer samt fakling er omfattet av avgiften. Det gis avgiftsfritak for utslippsenheter som er omfattet av miljøavtalen (NO_x-fondet) som ble inngått mellom en rekke næringsorganisasjoner og Klima- og miljødepartementet i 2008.

De fleste virksomhetene i petroleumssektoren har valgt å delta i NO_x-fondet. Dette innebærer at selskapene betaler 16,5 kroner per kilo NO_x til fondet i 2020. Til sammenligning betaler annen NO_x-avgiftspliktig aktivitet (skipsfart, fiske, industri, luftfart og jernbane) 10,5 kroner per kilo. NO_x-fondets inntekter brukes til å finansiere tiltak som reduserer NO_x-utslippene blant virksomheter som er omfattet av miljøavtalen.

2.5 Tillatelser og vilkår i henhold til petroleumsloven

Petroleumsloven inneholder den overordnede hjemmelen for god ressursforvaltning, herunder konsesjonssystemet som gir selskapene rettigheter til å drive petroleumsvirksomhet.

For at rettighetshaverne skal kunne bygge ut et funn, må utbyggingsplanen godkjennes av Olje- og energidepartementet. Utbyggingsplanen inneholder opplysninger om hvordan rettighetshavere vil bygge ut og drifte feltet. Som en del av utbyggingsplanene gjør rettighetshaverne også en konsekvensutredning som sendes på en offentlig høringsrunde.

Norges miljø- og klimaforpliktelser

Norges klimamål for 2030 og 2050 er lovfestet gjennom klimaloven som trådte i kraft 1. januar 2018. Klimaloven utgjør rammene for norsk klimapolitikk og skal fremme gjennomføringen av Norges klimamål som ledd i omstilling til et lavutslippssamfunn i Norge i 2050. Loven fastslår at målet skal være at klimagassutslippene i 2050 reduseres i størrelsesorden 80-95 prosent fra utslippsnivået i referanseåret 1990. I Granavolden-plattformen fremgår det at regjeringen vil gjøre Norge til et lavutslippssamfunn, hvor klimautslippene reduseres med 90-95 prosent.

Gjennom klimaavtalen med EU har Norge forpliktet seg til å samarbeide med EU og Island om å redusere klimagassutslippene med minst 40 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Norges nye forsterkede klimamål under Parisavtalen forplikter Norge å redusere utslippene med minst 50 prosent og opp mot 55 prosent sammenlignet med 1990-nivå. Dersom EU ikke forsterker sitt klimamål til tilsvarende nivå som Norge, vil den delen

av Norges mål som går lenger enn EUs være betinget av tilgang til samarbeid om utslippsreduksjoner med andre land i tråd med reglene i Parisavtalen.

Utslipp av NO_x reguleres internasjonalt innenfor rammen av konvensjonen om langtransportert grenseoverskridende luftforurensning. Norge er gjennom Gøteborgprotokollen forpliktet til å redusere de samlede NO_x-utslippene med 23 prosent i 2020 sammenliknet med utslippene i 2005. Denne forpliktelsen ble nådd i 2017.

Gøteborgprotokollen omfatter også svoveldioksid (SO₂), ammoniakk (NH₃) og flyktige komponenter med unntak av metan (NMVOC). Norge er forpliktet til å redusere de samlede utslippene av NMVOC med 40 prosent i 2020, sammenliknet med utslippene i 2005. Siden starten av 2000-tallet har utslippene av NMVOC blitt kraftig redusert som følge av innfasing av utstyr for gjenvinning av oljedamp.

EUs kvotesystem

Klimakvoteloven som trådte i kraft i 2005, knytter Norge til EUs kvotesystem for utslipp av klimagasser. Dette innebærer at norske industri- og petroleumsvirksomheter har kvoteplikt på lik linje med industrivirksomhet i EU. Systemet er inne i sin tredje periode som gjelder fram til og med 2020.

EUs kvotesystem setter et tak for hvor store de samlede utslippene skal være. Dette taket reduseres årlig slik at systemet bidrar til at et fastsatt utslippsmål nås når den aktuelle kvoteperioden utløper. Kvoter blir auksjonert eller tildelt vederlagsfritt. Sektorer som anses å være utsatt for karbonlekkasje, får tildelt vederlagsfrie kvoter for alle eller deler av sine utslipp. Sektorer som ikke er utsatt for karbonlekkasje får også tildelt vederlagsfrie kvoter i dag, men kun 30 prosent av grunnlaget, og fra 2030 vil ikke disse få tildelt kvoter lenger. Produksjon av olje er i perioden 2021-2030 ansett å være karbonlekkasjeutsatt, mens produksjon

av gass ikke er det. De siste årene har CO₂-prisen i EUs kvotesystem vært stigende. Gjennomsnittsprisen for 2019 var rundt 25 euro per tonn CO₂.

Overstiger utslippene den kvotemengden selskapene har fått tildelt vederlagsfritt, må virksomheten kjøpe kvoter fra andre i kvotemarkedet. Selskaper som kutter utslippene utover den tildelte kvotemengden kan selge kvoter. På denne måten gir kvotesystemet insentiver til kostnadseffektive kutt i utslipp av klimagasser.

EUs kvotesystem går inn i en fjerde periode fra 2021. De nye reglene for fjerde periode innebærer en innstramning av kvotemarkedet, blant annet som følge av en økt årlig nedtrapping i kvotemengden fra 1,74 prosent til 2,2 prosent fra 2021 og ved at det ble innført en markedsstabiliserende mekanisme i 2019.

Energiforsyningsløsningen til en petroleumsinstallasjon blir behandlet i forbindelse med myndighetenes godkjenning av utbyggingen. Dette skjer både i prosessen med konsekvensutredning og i den etterfølgende behandlingen av utbyggingsplanen. Det er krav om at alle planer for utbygging og drift av olje- og gassfelt skal inneholde en analyse av mulighetene til å få kraftforsyning fra land. Dette gjelder både nye feltutbygginger og større modifikasjoner på eksisterende innretninger.

2.6 Tillatelser og vilkår i henhold til forurensningsloven

Forurensende utslipp til luft fra petroleumssektoren faller innenfor virkeområdet til forurensningsloven og forurensningsforskriften kapittel 36. Alle operatører som driver utvinning av olje og gass på norsk sokkel og prosesseringsanlegg på land har tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven.

Det følger av forurensningsforskriften at beste tilgjengelige teknikker (BAT – Best Available Techniques) skal legges til grunn ved utforming av vilkår. I tillatelsene fastsettes det spesifikke utslippsgrenser til bl.a. utslipp av NO_x fra kraftproduksjon, og av metan og NMVOC. Tillatelsene er spesifikke for hvert enkelt felt og er basert på BAT for feltet.

Utslipp av CO₂ fra forbrenning eller annen kvotepliktig aktivitet i henhold til klimakvoteforskriften §1-1, reguleres gjennom en særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp.

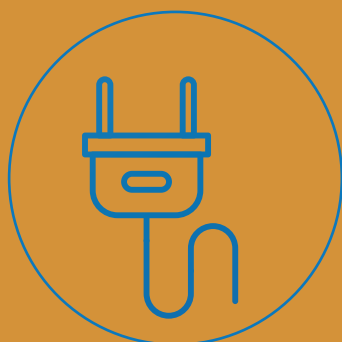
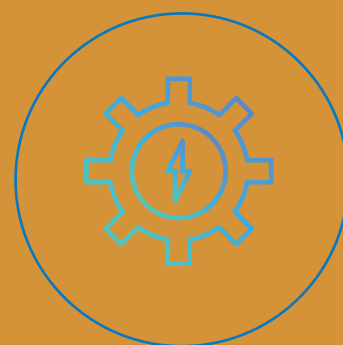
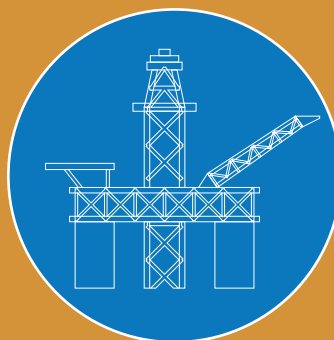
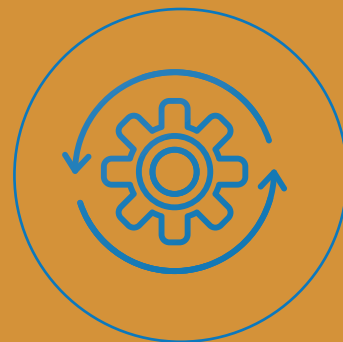
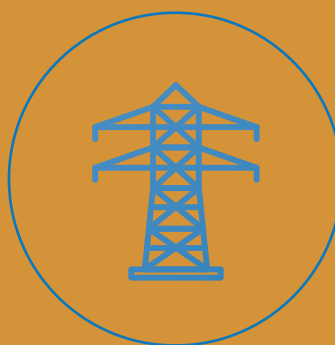
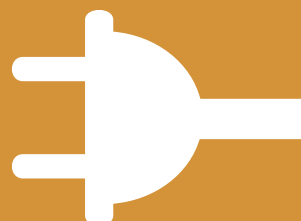
2.7 Næringens ambisjoner for utslippsreduksjon

Petroleumsnæringen i Norge har en ambisjon om å redusere utslippene med 40 prosent innen 2030 sammenliknet med 2005, og videre til nær null i 2050. Målsetningen omfatter de samlede utslippene fra olje- og gassvirksomheten på sokkelen samt totale utslipp fra olje- og gassprosesseringsanleggene på land. Utslippsmålene er utarbeidet av Konkraft, som representerer Norsk Olje og Gass, Norsk Industri og Norges Rederiforbund sine medlemsbedrifter og representanter fra LO, Industri Energi og Fellesforbundet. Ambisjonen for utslippsreduksjon kan endres.

40 prosent lavere utslipp i 2030 innebærer en absolutt utslippsreduksjon på 5,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter sammenliknet med 2005. Det vil si at næringen skal redusere utslippene slik at de ikke er høyere enn 8,1 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2030. I tillegg til at norsk olje- og gassindustri skal arbeide for å realisere absolutte utslippsreduksjoner knyttet til egen aktivitet, skal næringen også redusere utslippene fra tilknyttet maritim aktivitet.

Kraft fra land er særlig viktig for å nå ambisjonene om utslippsreduksjoner. Utslippskutt ved energiefektivisering, mindre fakling og kaldventilering er også sentrale. På lengre sikt kan det også bli viktig å utvikle og ta i bruk havvind, CO₂-fangst og -lagring og lavutslippsdrivstoff som hydrogen, ammoniakk og biodrivstoff.

3 Teknologi for kraft fra land



3 Teknologi for kraft fra land

Kraft fra land er blant tiltakene som gir størst utslippsreduksjon fra olje- og gassvirksomheten på sokkelen. Å forsyne innretninger med kraft fra land innebærer at kraften til innretningene overføres i kabel fra kraftnettet på land. Dette fører til lavere utslipp på innretningene siden kraften ikke lenger produseres ved bruk av gass eller diesel.

3.1 Bruk av kraft på innretningene og kraftoverføring

En petroleumsinnretning har tre hovedbruksområder for kraft. Disse er: produksjon av elektrisitet, direkte drift av utstyr og varmeproduksjon.

Diverse prosessutstyr, som mindre motorer og kompressorer, er ofte elektrisk drevet. I tillegg brukes elektrisitet til belysning og boligformål. Elektrisiteten produseres i de fleste tilfeller i gassturbiner lokalt på innretningen. Større utstyr som kompressorer for eksport eller injeksjon av gass drives av mekanisk kraft, såkalt direktdrevet utstyr. Gass brennes da i gassturbiner som er koblet til kompressoren og driver denne direkte. Varme trengs til prosessering av olje, gass og vann, og i mindre mengder, til oppvarming av boligkvarter. I de fleste tilfeller hentes varmen fra eksosen til gassturbinene gjennom en varmegjenvinningsenhet, men den kan også produseres i gassfyrte- eller elektriske kjeler.

Kraft fra land kan i prinsippet overføres på to måter: Som likestrøm (på engelsk «direct current», DC), eller som vekselstrøm (på engelsk «alternating current», AC). Likestrøm er bedre egnet enn vekselstrøm til å overføre store kraftmengder over lange avstander. Dersom kraften overføres fra land som likestrøm må den imidlertid omformes på land og på innretningen siden kraftnettet både på innretningene og på land er basert på vekselstrøm. Omformerutstyret er som regel tungt og plasskrevende, og er kostbart eller umulig å plassere på mange eksisterende innretn-

inger. Johan Sverdrup og Valhall er eksempler på felt med innretninger som får kraft fra land som likestrøm.

Den totale kostnaden med bruk av vekselstrøm er normalt lavere enn for likestrøm fordi vekselstrøm ikke må omformes, og derfor krever mindre og lettere utstyr på land og på innretningene. Men vekselstrøm har større begrensninger når det kommer til hvor mye kraft som kan overføres over en gitt avstand. Goliat, Gjøa, Martin Linge og Troll er eksempler på felt med innretninger som får kraft fra land som vekselstrøm.

Frekvens i kraftsystemet på land og på mange offshore-innretninger er 50 Hz. Noen innretninger er imidlertid basert på amerikanske standarder for elektrisk utstyr og bruker en frekvens på 60 Hz. Dersom innretninger med ulik frekvens skal kobles sammen, eller om en områdeløsning skal forsyne innretninger med ulike frekvenser, kreves det frekvensomformere.

3.2 Kraft fra land til eksisterende innretninger

En eksisterende innretning må bygges om for at den skal kunne få kraft fra land. Dette er normalt store prosjekter og som regel betydelig mer kostbart enn å dimensjonere en ny innretning for kraft fra land. Flere av kraft fra land prosjektene som utredes til eksisterende innretninger medfører investeringer i størrelsesorden fire til fem milliarder kroner.

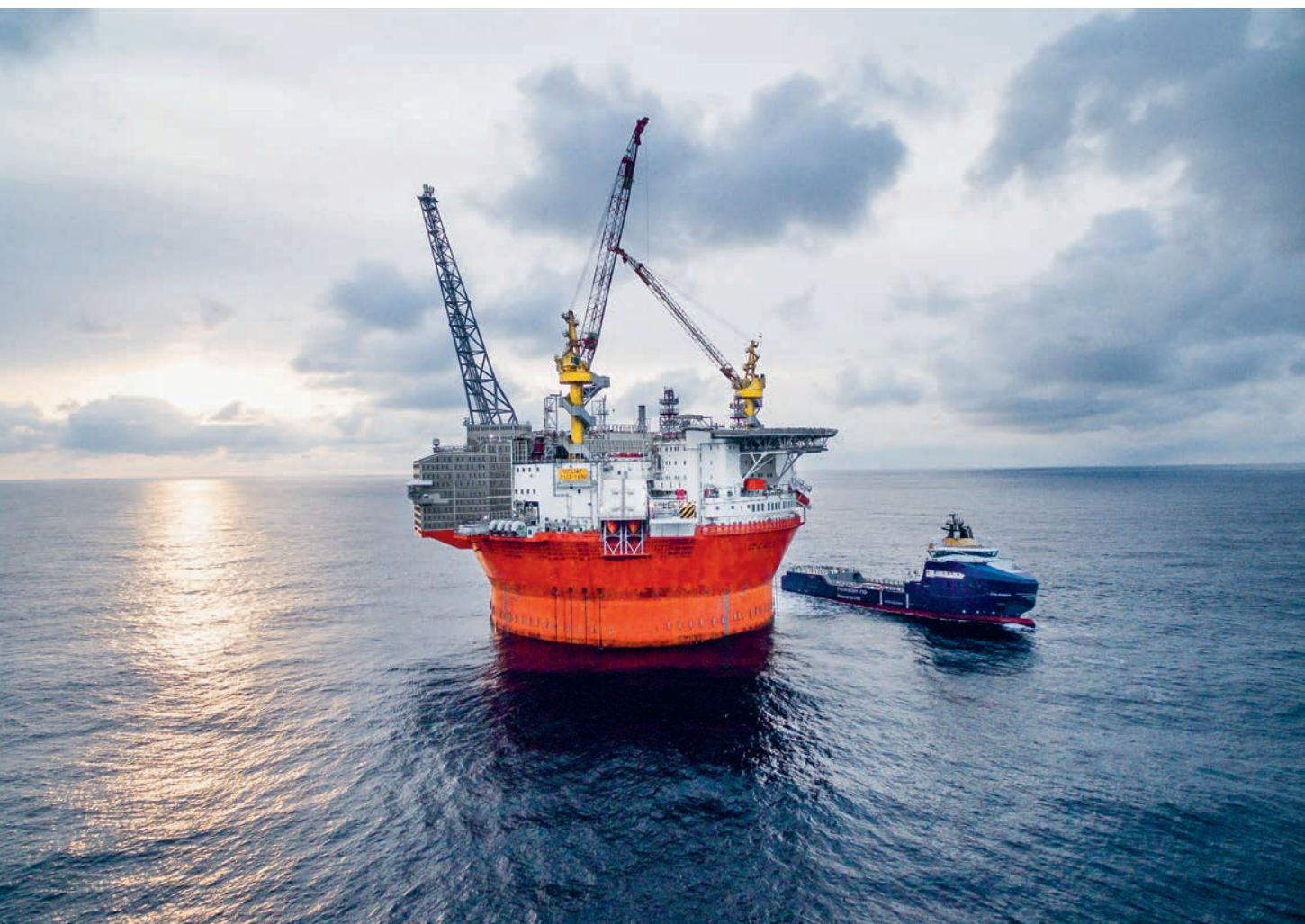
Ombyggingene og kostnadene varierer for ulike innretninger og kraft fra land prosjekter, og er avhengig av hvor mye utstyr på innretningen som skal byttes ut. Kostnadene blir høyere dersom direktdrevet utstyr byttes, sammenlignet med at kun gassturbinene som produserer elektrisk kraft byttes ut. Dersom noe turbindrift skal beholdes på innretningene er det fornuftig, fra et kostnadsperspektiv, å dekke varmebehovet med varmegjenvinning fra turbineeksosen.

Noen sentrale elementer som påvirker omfanget og kostnadene ved en ombygging til kraft fra land er listet opp under.

- **Plass og vektkapasitet:** Kraft fra land krever ofte installasjon av mye nytt utstyr. Dette kan være utfordrende fordi det som regel er begrenset plass- og vektkapasitet på innretningen. Det er kostbart, og i noen tilfeller umulig å øke denne kapasiteten.
- **Avstand til land:** For innretninger som ligger langt til havs må kraft fra land overføres som likestrøm, fordi tapet i kraftoverføringen blir uforholdsmessig stort dersom kraft skal overføres som vekselstrøm over lange avstander. Likestrøm medfører at tungt og plasskrevende omformerutstyr må installeres på innretningen, noe det ofte ikke er plass og vektkapasitet til.
- **Kraft fra land til flytende ikke-vinddreieende innretninger:** Kraftkabler som skal kobles til flyt-

ende innretninger må være dynamiske. Det vil si at de må tåle innretningens bevegelser. Dette gjør kabeldesignet mer komplekst. Per i dag er det kun kvalifisert dynamiske kabler for vekselstrøm. Figur 3.1 viser Goliat-innretningen, som er et eksempel på en flytende, ikke-vinddreieende innretning.

- **Kraft fra land til vinddreieende innretninger med dreieskive, (FPSO):** En FPSO av denne typen dreier rundt sin egen akse, ved bruk av en dreieskive, for å legge seg opp mot vinden. Kraft fra land til slike FPSO-er krever at kraften kan overføres gjennom dreieskiva. Uten dreieskive ville en kabel koblet til FPSO-en bli vridd i stykker på grunn av innretningens bevegelser. Det finnes i dag ingen innretning som får kraft fra land gjennom en dreieskive. Figur 3.2 viser Skarv-innretningen, som er et eksempel på en flytende, vinddreieende innretning.



Figur 3.1 Den flytende, ikke-vinddreieende innretningen på Goliat-feltet. (Kilde: Vår Energi)



Figur 3.2 Den flytende, vinddreieende innretningen på Skarv-feltet. (Foto: Aker BP)

3.3 Teknologitviking siden 2008

Det skjer en kontinuerlig teknologitviking relatert til kraft fra land, der hovedmålet er å gjøre utstyret lettere og mer kompakt, samt å kunne overføre mer kraft over lengre avstander til lavere kostnad.

Figur 3.3 viser teknologier for likestrøm og vekselstrøm som en funksjon av overføringsavstanden, og hvor mye kraft som overføres. Utvalgte prosjekter for kraft fra land og havvind som har blitt gjennomført eller studert er tegnet inn. I så måte viser figuren hvordan kraft fra land har blitt overført som vekselstrøm over stadig lengre avstander. Store kraftoverføringer over lange avstander som til Valhall og Utsira-høgda er ikke egnet for vekselstrøm, og er derfor bygget ut med likestrøm.

Troll A var den første og lenge også den eneste innretningen på sokkelen som fikk kraft fra land som vekselstrøm. Dette skjedde i 1996. Løsningen er utvidet i to omganger, i 2005 og i 2015. Overføringsavstanden er forholdsvis kort, ettersom Troll A ligger nært land. I 2010 ble Gjøa den andre innretningen som fikk kraft fra land som vekselstrøm, gjennom en betydelig lengre overføring. Overføringsavstanden økte ytterligere med Goliat-prosjektet i 2015, og igjen med Martin Linge i 2016. Sistnevnte er foreløpig den lengste overføringen av vekselstrøm på sokkelen.

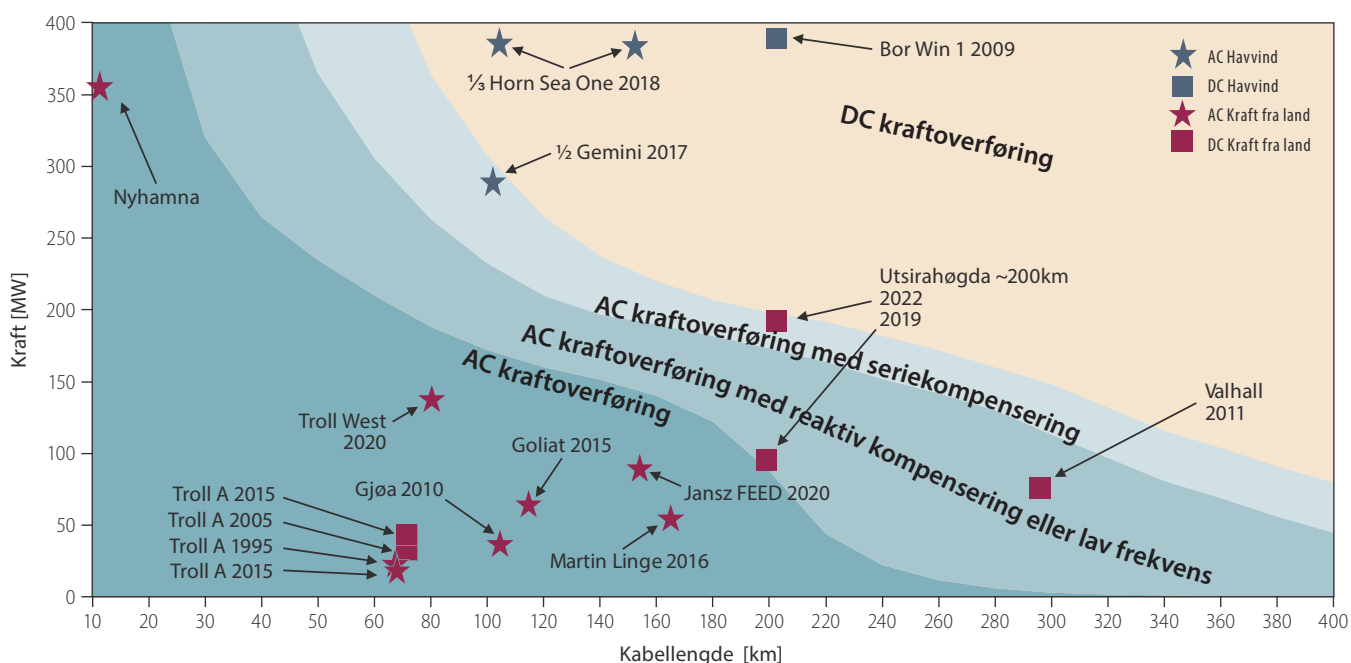
Det framgår av figuren at teknologier som reaktiv kompensering og lavfrekvent overføring gjør det mulig å overføre vekselstrøm over enda lengre avstander

enn det som er gjort så langt. Det finnes også prosjekter for havvind som bruker samme teknologi som kraft fra land, der større kraftmengder overføres med vekselstrøm enn det som gjøres på sokkelen i dag.

Utviklingen siden 2008 har gjort at vekselstrøm kan brukes til å overføre mer kraft over lengre avstander til lavere kostnad. Derfor kan flere innretninger nå få kraft fra land som vekselstrøm enn tilfellet var i 2008.

Siden 2008 har teknologien også utviklet seg og gjort det mulig å plassere mer omformerutstyr på havbunnen. Dette kan være for frekvensomforming, spenningsreduksjon og vekselretting fra likestrøm til vekselstrøm. Når utstyr plasseres på havbunnen spares det plass og vekt på innretningene.

En annen endring er utviklingen av teknologi for å ta lavspent vekselstrøm gjennom dreieskiven. Det finnes foreløpig ingen FPSO-er som får kraft fra land på denne måten. Så langt har årsaken til dette vært at teknologien ikke har vært moden nok, og at det kreves omfattende og kostbare modifikasjoner på eksisterende FPSO-er. Teknologiu utviklingen kan imidlertid føre til at kraft fra land til FPSO-er med dreieskive blir mer aktuelt framover. Et eksempel er utviklingen av undervannstransformatorer. Disse brukes til å endre spenningsnivået, noe som gjør det mulig å overføre kraft gjennom dreieskiven. Kraften kan da overføres fra land med en høyere spenning, omformes i en undervannstransformator på havbunnen ved innretningen og deretter føres gjennom dreieskiven med flere kabler.



Figur 3.3 Teknologier for likestrøm og vekselstrøm som en funksjon overføringsavstand og mengden kraft som overføres. (Kilde: Aker Solutions)

Teknologi fra andre bransjer

Jernbaneteknologi

Lavfrekvent overføring med 16 2/3 Hz er mye brukt i jernbaneindustrien. Spesielt for mindre installasjoner med forholdsvis moderat effektbruk antas en løsning med lavfrekvent vekselstrøm å kunne være kostnadseffektivt sammenlignet med likestrømsalternativene. Lavfrekvent vekselstrøm kan også brukes til flytende produksjonsinnretninger som krever dynamiske kabler, og gjennomføring for vinddreierende innretninger der det enda ikke finnes kvalifisert likestrømsteknologi.



Figur 3.4 Elektrisk tog. (Foto: Bane NOR)



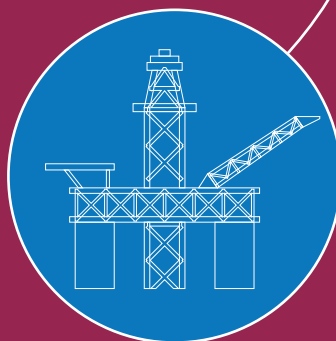
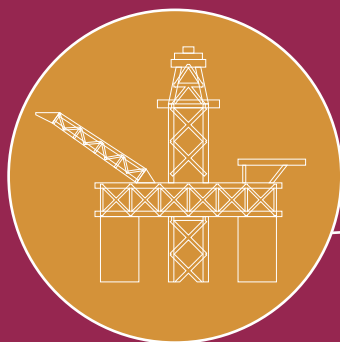
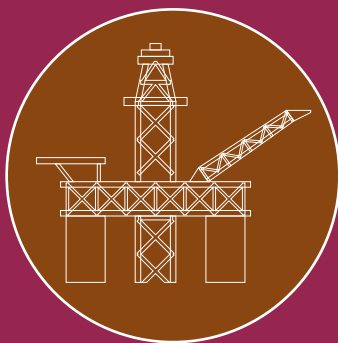
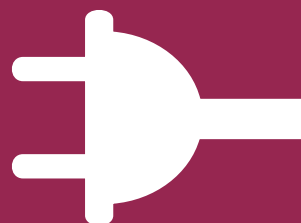
Figur 3.5 Havvindturbiner. (Foto: Øyvind Gravås - Woldcam, Equinor)

Teknologi fra havvind

Det har blitt bygget ut mange havvindparker basert på bunnfaste turbiner. Disse benytter overføringsteknologi som også kan brukes innenfor kraft fra land. De fleste havvindparkene bruker fortsatt likestrøm, men enkelte har begynt å bruke vekselstrøm selv for store avstander og høye effekter.

Havvindsparkene har blitt større de siste årene. Det brukes også høyere overføringsspenninger, noe som øker overføringskapasiteten. Dette gjør kraftoverføring fra havvind sammenlignbart med kraftoverføring til petroleumsinnretninger.

4 Felt og innretninger med **kraft fra land**



4 Felt og innretninger med kraft fra land

Flere felt på sokkelen har innretninger som forsynes med kraft fra land. Disse feltene står for en betydelig del av norsk olje- og gassproduksjon. Det er vedtatt planer om at enda flere innretninger skal ta i bruk kraft fra land i årene framover.

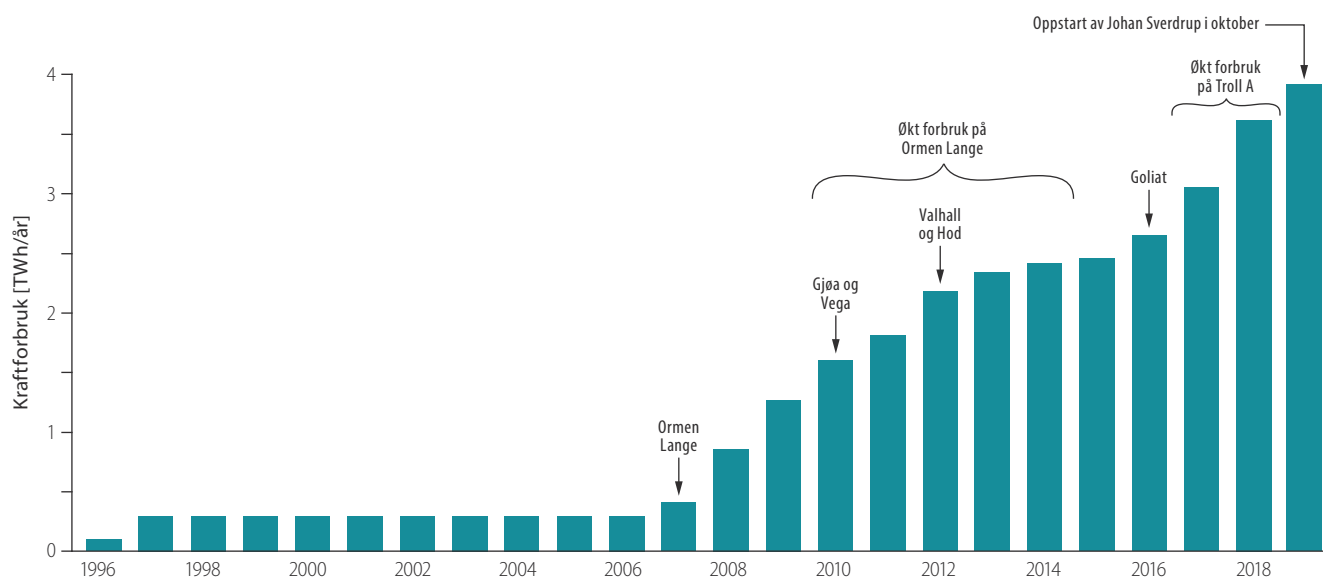
4.1 Felt med innretninger som har kraft fra land

Feltene Troll, Gjøa, Ormen Lange, Valhall, Goliat og Johan Sverdrup har innretninger som forsynes med kraft direkte fra land⁵. I tillegg produseres Vega med kraft fra land via vertsinnetningen Gjøa, og Hod via en innretning på Valhall. Feltene og innretningene med kraft fra land er vist i Tabell 4.1. Med unntak av Valhall, har alle blitt drevet av kraft fra land fra oppstart. Valhall fikk kraft fra land i forbindelse med at en ny innretning ble installert på feltet.

Figur 4.1 viser utviklingen i kraftoverføring fra land til sokkelen siden 1996. Mengden kraft som overføres har økt betydelig etter 2007. Dette skyldes at flere felt har fått kraft fra land, og at kraftforbruket har økt på flere innretninger, mest på Ormen Lange og Troll A.

4.2 Felt med innretninger der det er vedtatt planer om kraft fra land

Per i dag foreligger det vedtatte planer om at ett felt, Martin Linge, skal forsynes med kraft direkte fra land. Det er også vedtatt at feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen, Gina Krog, Solveig, Hanz, Duva og Nova, skal forsynes med kraft fra land via en vertsinnetning. De fem førstnevnte skal få kraft fra Johan Sverdrup i forbindelse med områdeløsningen på Utsirahøgda. Produksjonen på Duva og Nova skal drives med kraft fra land via Gjøa. Feltene og innretningene er vist i Tabell 4.2.



Figur 4.1 Utvikling av kraftoverføring fra land til sokkelen. (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)

⁵ Kraften til drift av Snøhvitfeltet produseres i gassturbiner på Melkøya landanlegg, og leveres dermed ikke fra kraftsystemet på land som på Ormen Lange. I denne sammenheng regnes Snøhvit derfor ikke som et felt med kraft fra land

Troll A	Bunnfast innretning på Troll som fra produksjonsstart i 1996 har fått kraft fra Kollsnes utenfor Bergen. Innretningen får vekselstrøm til generell kraftforsyning og likestrøm til direkte drift av gasskompressorene. For å kompensere for fallende reservoartrykk, har mengden kraft som overføres blitt økt i flere faser.
Gjøa	Fastankret flytende innretning der deler av kraftbehovet dekkes med vekselstrøm fra land. Gasseksporten drives av en lokal gassturbin. Ved hjelp av et varmegjenvinningsanlegg generer denne turbinen også nødvendig prosessvarme.
Vega	Havbunnfelt som forsynes med kraft fra Gjøa.
Ormen Lange	Havbunnfelt med rør til prosesseringsfasiliteter på land (Nyhamna landanlegg). Kraftbehovet til prosessering og kompresjon av gassen leveres som vekselstrøm fra landnettet.
Valhall	Felt med bunnfaste innretninger. En løsning for kraft fra land med likestrøm ble satt i drift sommeren 2012, som del av en større ombygging på feltet. Løsningen har en kapasitet på 78 MW. Det er også lagt opp til at flyttbare borerigger som opererer på Valhall feltcenter kan forsynes med kraft fra land. Dette ble første gang gjort i 2017 med Maersk Invincible.
Hod⁶	Felt som produseres via brønner boret fra Valhall Sørflanke-innretningen.
Goliat	Fastankret flytende produksjons- og lagerinnretning som får kraft via en vekselstrømkabel og genererer prosessvarme ved hjelp av elektriske kjeler. I tillegg har innretningen en gassturbin med varmegjenvinningsenhet som har kapasitet til å dekke hele kraftbehovet hvis det skulle være nødvendig.
Johan Sverdrup	Felt med bunnfaste innretninger som startet opp i oktober 2019 og er bygd ut med en likestrømløsning (HVDC-1) fra Kårstø-området. Anlegget skal overføre kraft til Fase I og har en kapasitet på 100 MW. Johan Sverdrup Fase II er planlagt satt i drift i 2022. I Fase II bygges det en parallell likestrømkabel (HVDC-2) som skal levere kraft til Johan Sverdrup og i tillegg til feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Kapasiteten i Fase II er 200 MW. Johan Sverdrups andel av den totale kapasiteten på 300 MW er 190 MW.

Tabell 4.1 Felt og innretninger med kraft fra land i dag

Totalt er det 16 felt som har innretninger der kraft fra land er tatt i bruk, eller der det finnes vedtatte planer om å ta i bruk løsningen. Det forventes at alle disse kraftløsningene er i drift i 2023. Da kommer feltene til å stå for rundt 45 prosent av den totale petroleumsproduksjonen på sokkelen. Feltene med plassering er vist i Figur 4.2.

Martin Linge	Felt med bunnfast innretning der kraftbehovet skal dekkes via en 162 km lang vekselstrømkabel fra Kollsnes. Martin Linge ble koblet til kraft fra land i november 2018 selv om innretningen ennå ikke har startet å produsere olje og gass. Dette er foreløpig den lengste overføringen av vekselstrøm på norsk sokkel.
Edvard Grieg	Felt med bunnfast innretning der kraftbehovet i dag dekkes med lokalt generert kraft fra gassturbiner med varmegjenvinningsenheter. I 2022 er det planlagt at kraften fra gassturbine skal erstattes med kraft fra land via Johan Sverdrup. Varmebehovet skal da dekkes av elektriske kjeler.
Solveig	Havbunnfelt der produksjonsstart er planlagt i 2021 og som skal få kraft fra land via Edvard Grieg.
Ivar Aasen	Felt med bunnfast innretning som har kraftforsyning via en vekselstrømkabel fra Edvard Grieg. Når Edvard Grieg får kraft fra land via Sverdrup i 2022, vil dette følgelig også gjelde for Ivar Aasen.
Hanz	Havbunnfelt som har planlagt produksjonsstart i 2022 og skal få kraft fra land via Ivar Aasen.
Gina Krog	Felt med bunnfast innretning som skal få kraft fra land som del av områdeløsningen for Utsirahøyden. Feltet kom i produksjon i 2018 og er forberedt for kraft fra land når områdeløsningen er på plass høsten 2022. Det skal legges en 22 km lang kabel fra Johan Sverdrup til Gina Krog.
Duva	Undervannsutbygging som skal få kraft fra land via Gjøa.
Nova	Undervannsutbygging som skal få kraft fra land via Gjøa.

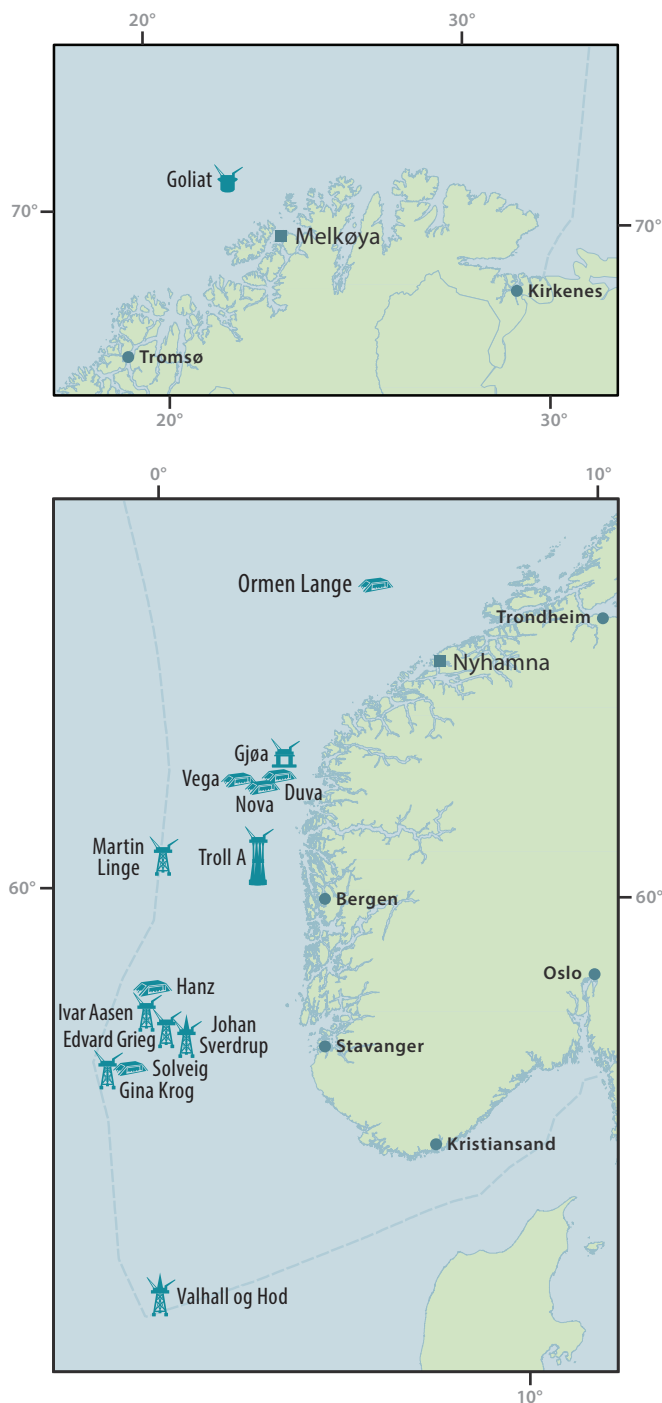
Tabell 4.2 Felt og innretninger der det er vedtatte planer om kraft fra land

4.3 Unngåtte utslipp

Figur 4.3 gir en oversikt over årlige unngåtte utslipp av CO₂ og NO_x for feltene med selvstendige innretninger som har kraft fra land, eller der løsningen er vedtatt utbygd. Utslipp som skyldes produksjon fra felt som er knyttet til disse innretningene er også inkludert.

Beregningen av unngåtte utslipp er basert på innrapporterte tall fra operatørene, og en sammenligning med en tenkt løsning med lokal kraftproduksjon ved bruk av lav-NO_x-turbiner. Unntaket er Valhall der sammenligningen er basert på konvensjonelle gassturbiner. Disse var plassert på innretningen som ble stengt ned da en ny innretning med kraft fra land

⁶ Det arbeides med en re-utvikling av Hod som planlegges med kraft fra land via Valhall.



Figur 4.2 Felt med innretninger som drives av kraft fra land eller der det er vedtatte planer for kraft fra land. (Kilde: OD)

ble installert. Det er tatt utgangspunkt i faktisk eller framtidig anslag for forbruk av kraft fra land og tilhørende utslipp av CO_2 og NO_x .

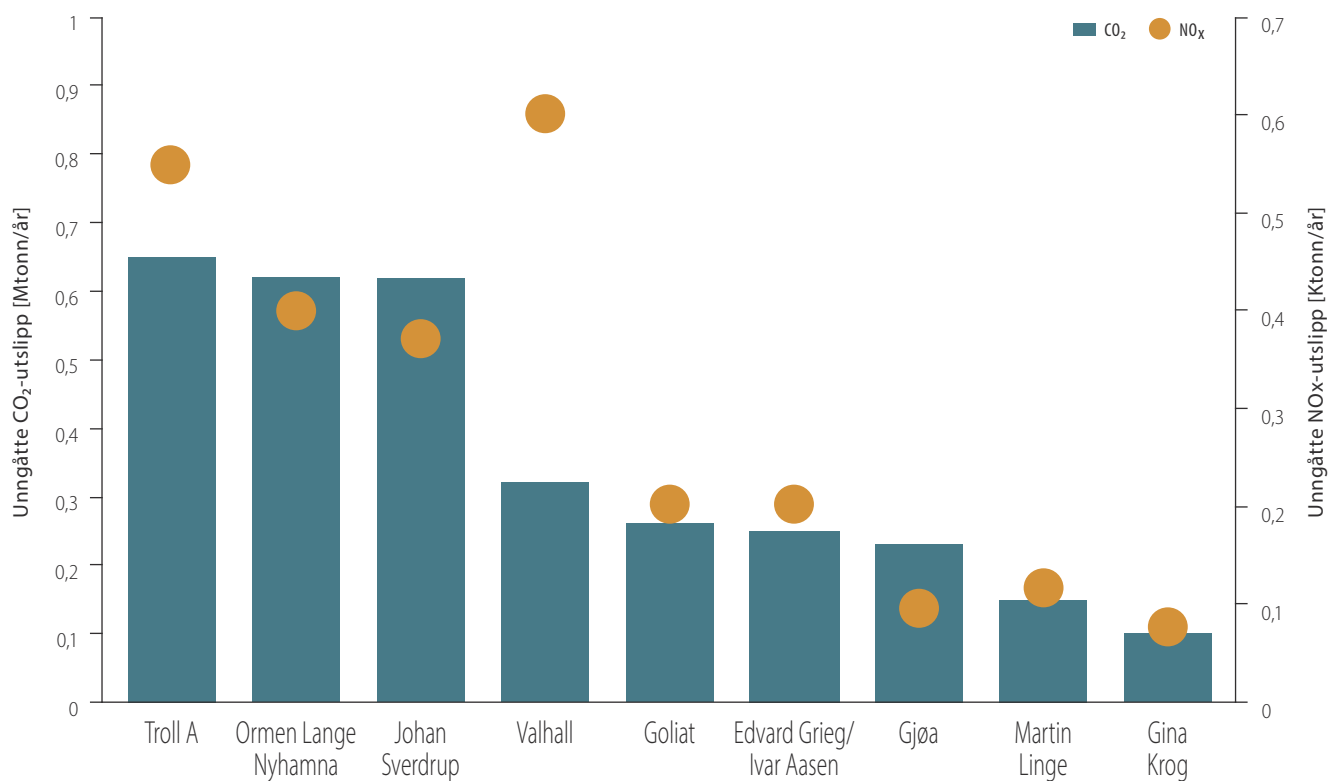
Estimerte framtidige årlige unngåtte utslipp utgjør totalt 3,2 millioner tonn CO_2 og om lag 2 600 tonn NO_x . Vedlegg B – Unngåtte utslipp inneholder en tabell som gjør rede for unngåtte utslipp, beregningsmetode og om hele eller deler av feltenes kraftbehov er dekket med kraft fra land.

I tillegg til CO_2 og NO_x , reduseres også utslipp av uforbrente gasser (metan og NMVOC) og andre forbrenningskomponenter i turbineksos når en innretning får kraft fra land. Direkte utslipp av metan og NMVOC påvirkes ikke i vesentlig grad av energiløsningen. Disse utslippene er imidlertid små sammenlignet med CO_2 -utslippene fra turbindrift.

4.4 Andre potensielle konsekvenser av kraft fra land

Kraft fra land kan påvirke produksjonen på feltene både i positiv og negativ retning. I utbyggingsfasen kan nedstenging og utsatt produksjon føre til tapt verdiskaping. Erfaringer viser imidlertid at driftsregulariteten vanligvis er høyere for innretninger med kraft fra land sammenlignet med innretninger der kraften produseres i gassturbiner.

Gjennom feltenes levetid trengs det tiltak for å opprettholde en optimal ressursutnyttelse. Dette kan for eksempel være mer gasskompresjon, injeksjon av vann eller gass for trykkstøtte, eller andre tiltak for å øke utvinningen. Tiltakene kan kreve mer kraft enn innretningene i utgangspunktet er dimensjonert for. Et kraft fra land-prosjekt gjør det mulig å øke mengden kraft som er tilgjengelig på innretningene. Dermed gir kraft fra land-prosjektet en anledning til å vurdere nye kraftkrevende tiltak for økt utvinning.



Figur 4.3 Årlige unngåtte utslipp av CO₂ og NO_x som følge av kraft fra land. (Kilde: Miljødirektoratet)

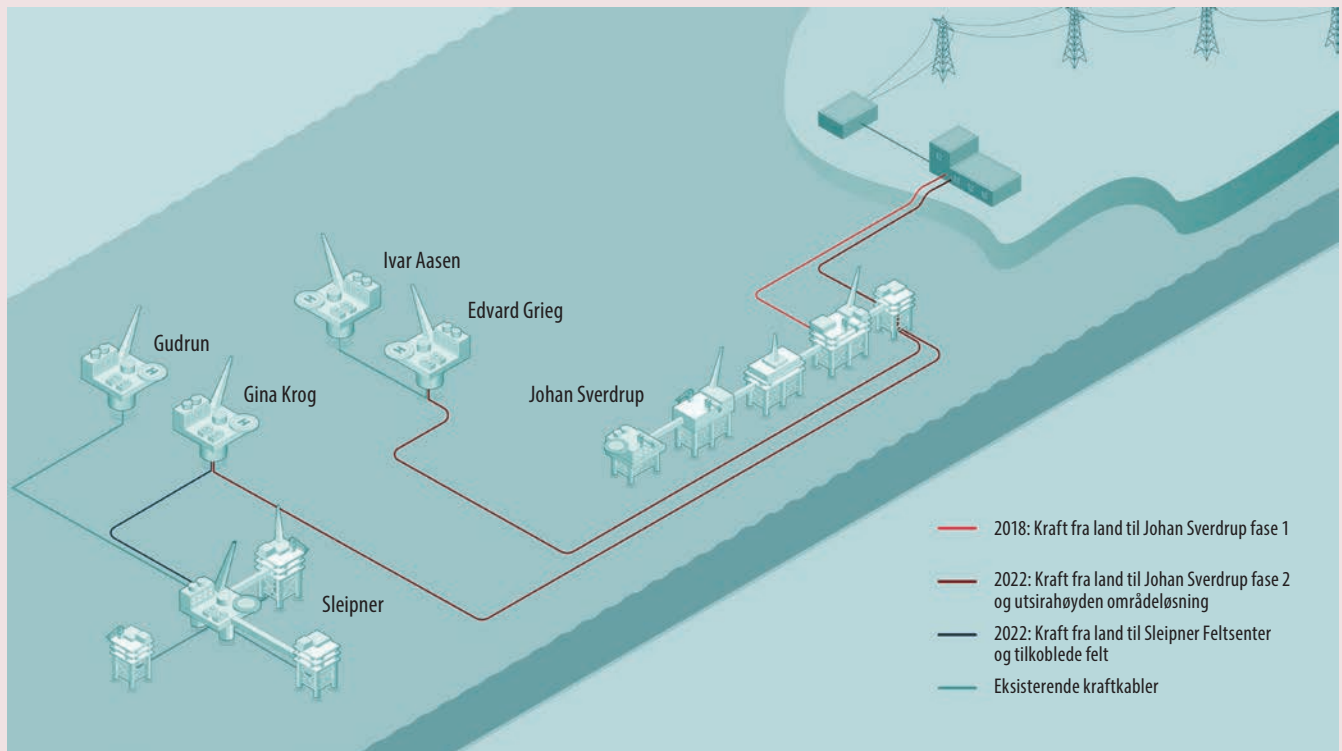
Kraft fra land har også konsekvenser for helse miljø og sikkerhet (HMS) på innretningene. En kvalitativ analyse av konsekvensene av kraft fra land⁷ viser at det å fjerne kraftproduksjon fra innretninger i sum har en positiv effekt på HMS. Det fører blant annet til:

- Redusert risiko for brann og eksplosjoner på grunn av fjerning av antennelseskilder
- Redusert risiko for personskader på grunn av redusert vedlikehold
- Forbedret fysisk arbeidsmiljø på grunn av reduksjon av støy, vibrasjoner og avdamping fra turbinolje og andre oljeprodukter

Viktige elementer for vurderingen av HMS-konsekvenser som følge av kraft fra land er drøftet i Vedlegg F - HMS ved kraft fra land.

⁷ HMS effekter, konsekvenser og muligheter av ekstern kraftforsyning av petroleumsinretninger, Petroleurstilsynet 2019

Områdeløsningen for kraft fra land på Utsirahøgda

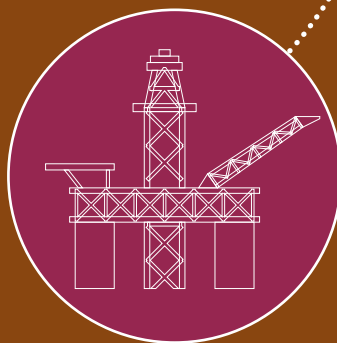
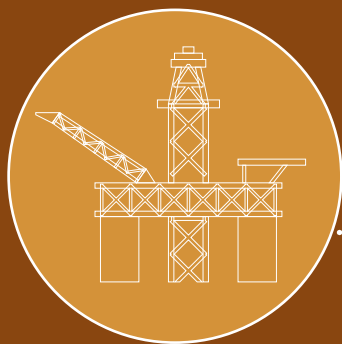
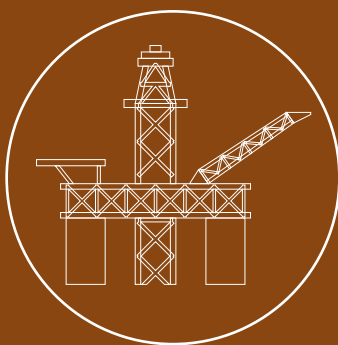
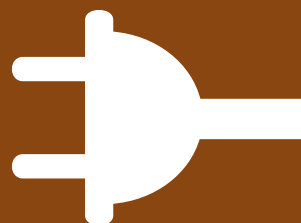


Figur 4.4 Områdeløsningen for kraft fra land på Utsirahøgda. (Illustrasjon: Equinor)

Ved utbygging av Johan Sverdrups første fase ble det tilrettelagt for kraft fra land via en likestrømkabel fra Haugsneset utenfor Kårstø. For å dekke kraftbehovet på feltet ble kabel og omformeranlegg laget for en kapasitet på 100 MW. I godkjenning av utbyggingsplanen for Johan

Sverdrup ble det besluttet at andre fase skulle etablere en områdeløsning for kraft fra land. Områdeløsningen skulle favne feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Kapasiteten for områdeløsningen ble dimensjonert til 200 MW, og totalt kraftuttak fra Haugsneset til Utsirahøgda 300 MW.

5 Tiltaksanalyse for utvalgte felt



5 Tiltaksanalyse for utvalgte felt

Klimatiltak vurderes ofte ved hjelp av tiltakskostnader og størrelse på utslippsreduksjonene. Tiltakskostnader er en forenklet nyttekostnadsanalyse der det settes verdi på virkninger av tiltak for å redusere utslipp og kostnadene ved tiltaket estimeres. Jo lavere tiltakskostnad, desto mer kostnadseffektivt er tiltaket.

5.1 Tiltakskostnadsmetodikk

Tiltakskostnaden er uttrykt som netto samfunnsøkonomisk kostnad per tonn CO₂ redusert som følge av tiltaket. Den beregnes ved at flest mulig virkninger av kraft fra land tallfestes i kroner og øre, og deles på utslippsreduksjonene. I denne rapporten er både direkte økonomiske effekter og nytten av utslippsreduksjonene diskontert.

Tiltakskostnadene er utarbeidet på samme måte som i kraft fra land-rapporten fra 2008. Dette er også samme metodikk som normalt brukes av rettighets-haverne på sokkelen. En oversikt over de mest sentrale forutsetningene som ligger til grunn for beregningene finnes i Vedlegg C - Forutsetninger for beregning av tiltakskostnader.

Tiltaksanalysen viser merkostnadene som tiltakene påfører samfunnet. Framtidige virkninger er neddiskontert med fem prosent reell rente. Analysen er gjort før skatt og tar ikke hensyn til selskapenes kapitalkostnader eller andre bedriftsøkonomiske forhold.

Kvoter og CO₂-avgift er ikke tatt med i analysen. En antar gjerne at forventet kvotepris og avgiftsnivå uttrykker den samfunnsøkonomiske verdien av utslippsreduksjonen. Da vil en tiltakskostnad som er lavere enn summen av disse indikere at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Tiltakskostnadene påvirkes mest av utslippsreduksjonene, investeringskostnadene, kraftpris og inntekter på grunn av frigjort gass. Jo større utslippsreduksjo-

ner og lavere investeringer, desto lavere blir tiltakskostnadene. Høyere kraftpris vil øke tiltakskostnaden, mens økt mengde gass frigjort til salg vil redusere tiltakskostnaden. Tiltakskostnaden påvirkes også av diskonteringen. Dersom diskonteringsrenten økes, for eksempel til syv prosent, blir tiltakskostnadene noe høyere.

Metodikken som er benyttet skiller seg fra den som ble brukt i Klimakur 2030. For å sikre sammenliknbare tall med Klimakur2030, er tiltakskostnadene også beregnet med samme metodikk som ble brukt i det arbeidet. Tabeller med tiltakskostnader som er sammenliknbare med Klimakur2030 finnes i Vedlegg D – Tiltakskostnadsberegninger med samme metode som i Klimakur2030.

5.2 Prosjekter som inngår i analysen

For å samle informasjon til tiltaksanalysen ble det sendt ut en forespørsel om dokumentasjon til operatørselskapene. De ble bedt om å rapportere kraft fra land-prosjekter som de utreder eller har utredet på felt i drift. Dokumentasjonen skulle ikke inkludere prosjekter som er vedtatt eller satt i drift.

Feltene med mindre enn tre års gjenværende levetid ble av Oljedirektoratet vurdert som uaktuelle for kraft fra land fordi det ikke er nok tid til å bygge om innretningene før de stenges ned. Dette gjelder Heimdal, Knarr, Gyda og Veslefrikk. Det ble heller ikke bedt om egne innrapporteringer for tilknyttede felt, som hovedsakelig er undervannsutbygginger. Disse har ikke eget kraftgenererende utstyr, og får kraft fra land dersom ertsinnretningen får det. De er derfor rapportert sammen med ertsinnretningen.

Innrapporteringen er basert på selskapenes mest oppdaterte utredninger. Det er ikke gjort nye utredninger i forbindelse med innrapporteringen.

Den eldste utredningen som er rapportert er fra 2012. De fleste er imidlertid av nyere dato. Arbeidet som ligger bak utredningene varierer i omfang. Modenheten, det vil si hvor nært prosjektet er investeringsbeslutning, varierer også. Derfor har prosjektene ulik grad av usikkerhet i kostnadsestimatene. Selskapenes innrapporteringer er lagt til grunn for analysen uten videre tilpasninger.

Det ble rapportert prosjekter på følgende felt og innretninger: Johan Castberg, Melkøya landanlegg⁸, Skarv, feltene i Halten-området (Åsgard og Heidrun), Draugen, Njord, Troll B, Troll C, Brage, Oseberg, Oseberg Sør, Alvheim, Balder, Sleipner Øst⁹, Yme, Ula og Ekofisk. Kraft fra land til disse feltene gir også kraft fra land til tilknyttede felt. Feltene, med tilknyttede felt og prosjektstatus er vist i Tabell 5.1.

Figur 5.1 viser feltene og innretningen som inngår i analysen og de som har eller har vedtatt kraft fra land.

I de følgende kapitlene presenteres resultatet fra tiltaksanalysen, der Oljedirektoratet har beregnet tiltakskostnader for prosjektene som er rapportert inn. Prosjektene er sortert i henhold til prosjektstatus.

5.3 Modne prosjekter i planleggingsfasen

For seks av innretningene er det rapportert modne prosjekter i planleggingsfasen. Det vil si at det arbeides med prosjektene, og en investeringsbeslutning kan være relativt nært forestående. Dette gjelder for Troll B, Troll C, Oseberg Feltcenter, Oseberg Sør, Sleipner Øst og Melkøya landanlegg.

Prosjektene kjennetegnes ved at det er gjennomført grundige tekniske studier, og det foreligger kostnadsestimater med en usikkerhet på +/- 30 prosent eller mindre, noe som er forholdsvis detaljert for så store og komplekse prosjekter. Dette betyr at rettighetshaverne har god kunnskap om hva prosjektet kommer til å koste, hvilke tekniske løsninger som trengs og hvor store ombygginger som kreves på innretningene.

Under følger en kort omtale av prosjektene. Nettinvesteringene som kreves på land er beskrevet i kapittel 6.

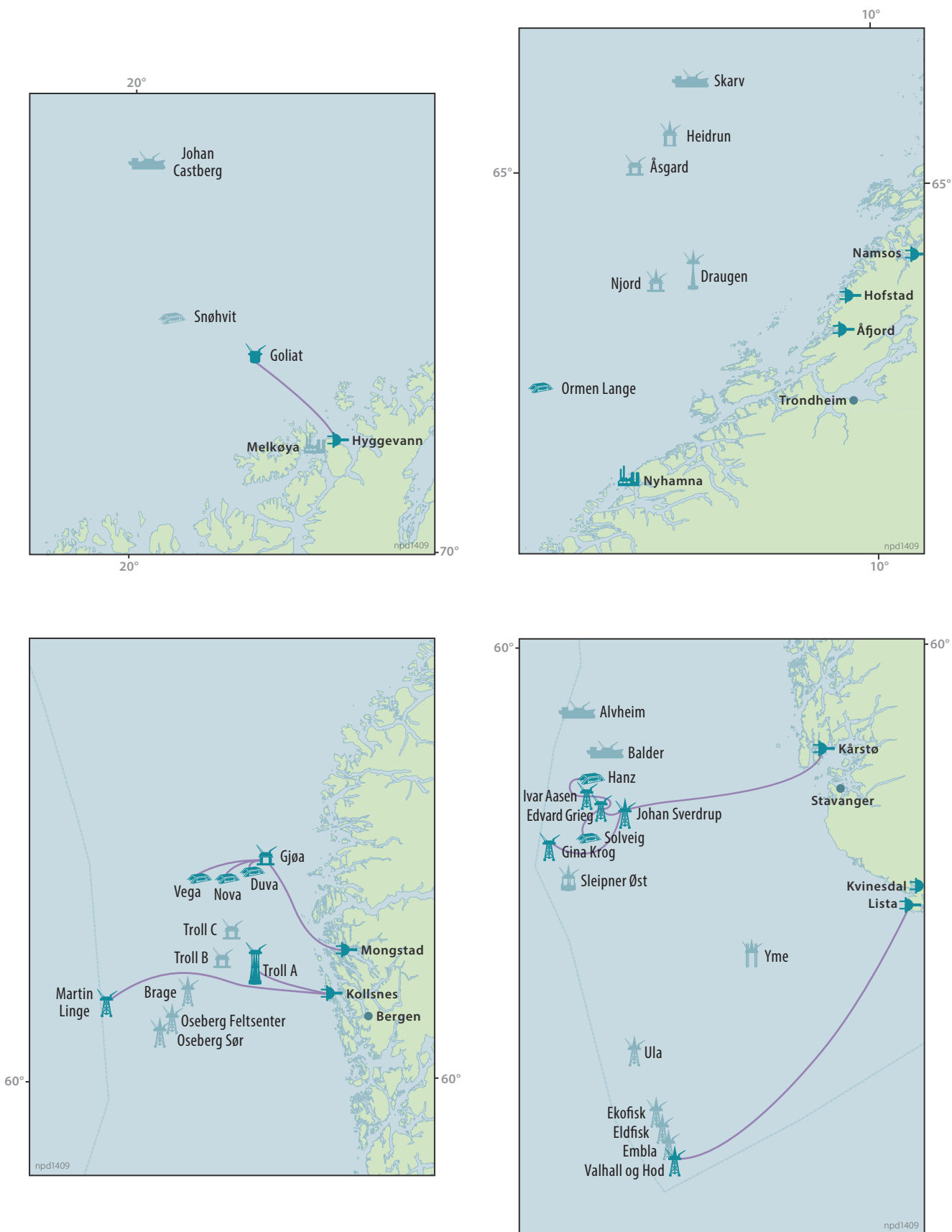
Troll ligger i den nordlige delen av Nordsjøen. Feltet er bygd ut i faser med til sammen tre innretninger. Troll A er bunnfast og har hatt kraft fra land siden oppstart. Troll B og C er flytende, fastankrede innretninger, tilknyttet flere bunnrammer. Figur 5.2 viser Troll C-innretningen.

Vertsfelt	Tilknyttede felt	Havområde	Prosjektstatus
Troll B og C	Fram, Byrding	Nordlige Nordsjøen	Modent i planleggingsfasen
Oseberg og Oseberg Sør	Tune	Nordlige Nordsjøen	Modent i planleggingsfasen
Melkøya Landanlegg	Snøhvit	Barentshavet	Modent i planleggingsfasen
Sleipner Øst	Gudrun, Sigyn, Gungne, Utgard, Gina Krog ⁹	Sørliche Nordsjøen	Modent i planleggingsfasen
Halten - Åsgard	Mikkel, Morvin, Trestakk	Norskehavet	Umodent i planleggingsfasen
Halten - Heidrun	Maria, Dvalin	Norskehavet	Umodent i planleggingsfasen
Draugen	–	Norskehavet	Umodent i planleggingsfasen
Skarv	Ærfugl	Norskehavet	Studeres ikke lenger
Njord	Hyme	Norskehavet	Studeres ikke lenger
Brage	–	Sørliche Nordsjøen	Studeres ikke lenger
Alvheim	Vilje, Volund, Bøyla, Skogul	Sørliche Nordsjøen	Studeres ikke lenger
Ula	Tambar, Blane, Oda	Sørliche Nordsjøen	Studeres ikke lenger
Ekofisk	Eldfisk, Embla, Tor	Sørliche Nordsjøen	Studeres ikke lenger
Johan Castberg	–	Barentshavet	Nylig levert utbyggingsplan
Balder	Ringhorne, Jotun	Sørliche Nordsjøen	Nylig levert utbyggingsplan
Yme	–	Sørliche Nordsjøen	Nylig levert utbyggingsplan

Tabell 5.1 Felt der det er rapportert kraft fra land-prosjekter, tilknyttede felt og prosjektstatus

⁸ Melkøya landanlegg er et landanlegg som drives med gasturbiner. Dersom anlegget får kraft fra nettet defineres det i denne rapporten som kraft fra land

⁹ 9. juni leverte rettighetshaverne en endret utbyggingsplan til myndighetene som beskriver en løsning der Sleipner Øst får kraft fra land via Gina Krog



Figur 5.1 Felt og innretninger som inngår i analysen (svak farge). I tillegg vises de som har kraft fra land, og de som har vedtatt kraft fra land (sterk farge)



Figur 5.2 Troll C. (Foto: Øyvind Hagen, Equinor)

Kraft fra land til Troll B og C planlegges i første omgang med overføring av opp til 116 MW i en 80 km lang kabel fra Kollsnes til Troll B, og 83 MW videre i en 17 km lang kabel til Troll C. Dette dekker hele kraftbehovet på Troll C og deler av kraftbehovet på Troll B. Det legges også opp til at hele kraftbehovet på Troll B kan dekkes med kraft fra land på et senere tidspunkt. Derfor er anlegget dimensjonert for å kunne hente 170 MW fra land. Troll B bruker en frekvens på 60 Hz mens Troll C bruker en frekvens på 50 Hz. Dermed vil prosjektet kreve frekvensomforming. Rettighetshaverne har søkt Olje- og energidepartementet om konsesjon etter energiloven om kraftforsyning fra land. Norges vassdrags- og energidirektorat har gitt positiv innstilling til søknaden, men anbefalte at det settes vilkår om at strømforbruket på innretningene kan kobles ut når kraftnettet på land er hardt belastet, ved feil eller vedlikeholdsarbeid. Dette fordi det er manglende kapasitet i kraftnettet på land.

Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør ligger i den nordlige delen av Nordsjøen. Oseberg Feltsenter består av flere innretninger med en frekvens på 60 Hz. Oseberg Sør ligger like sør for Oseberg Feltsenter og er bygd ut med en integrert stålinnretning, og en frekvens på 50 Hz. Det planlegges kraft fra land

til Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør i forbindelse med at det legges til rette for lavtrykksproduksjon på Oseberg. Prosjektet innebærer felles landanlegg med prosjektet for kraft fra land til Troll B og C. Det planlegges å dekke et kraftforbruk opp til 100 MW. Kraften skal overføres som vekselstrøm, med en frekvens på 50 Hz, i en 120 km lang kabel fra Kollsnes til Oseberg. Kraften som skal brukes på Oseberg Feltsenter omformes til 60 Hz, mens kraften som skal til Oseberg Sør sendes videre som 50 Hz i en kabel fra Oseberg Feltsenter. Rettighetshaverne har søkt Olje- og energidepartementet om konsesjon etter energiloven om kraftforsyning fra land. Norges vassdrags- og energidirektorat har gitt positiv innstilling til søknaden, men anbefalte at det settes vilkår om at strømforbruket på innretningene kan kobles ut når kraftnettet på land er hardt belastet, ved feil eller vedlikeholdsarbeid. Dette fordi det er manglende kapasitet i kraftnettet på land.

Sleipner Øst ligger i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet er bygd ut med en bunnfast betongplattform. Kraft fra land til Sleipner Øst er aktuelt i forbindelse med områdeløsningen på Utsirahøgda. Prosjektet omfatter en 28 km lang vekselstrømkabel med overføringskapasitet på inntil 45 MW som legges fra Gina



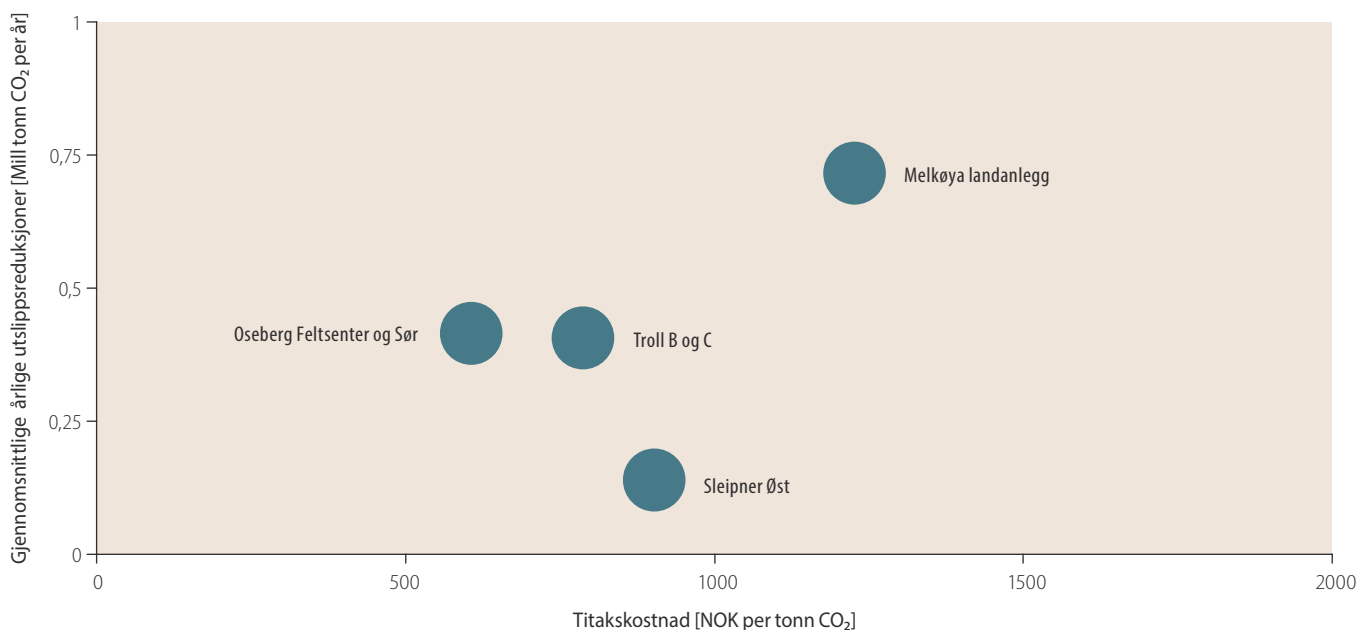
Figur 5.3 Melkøya landanlegg. (Foto: Harald Pettersen, Equinor)

Krog til Sleipner Øst. Modifikasjonene som må gjøres på Sleipner Øst inkluderer ny transformator og nytt høyspent elektroutstyr.

Melkøya landanlegg er prosesseringsanlegget for gassen fra Snøhvit-feltet i Barentshavet. Anlegget har i dag fem gassturbiner med varmegjenvinning som dekker kraftbehovet på 200 MW og varmebehovet på 140 MW. I tillegg er det en kabel til kraftnettet på land som kan levere inntil 50 MW. Dette er et tiltak for å redusere

CO₂-utslippene, som gjør at anlegget kan driftes med fire turbiner mesteparten av tiden. Kraft fra land til Melkøya krever rundt 300 MW, i tillegg til dagens 50 MW.

For å opprettholde produksjonen fra Snøhvit-feltet må anlegget ha økt kompresjon for å transportere gassen fra Snøhvit og inn til Melkøya. I første omgang vil kompresjonen skje på land. Senere installasjon av subsea-kompresjon kan føre til økt kraftbehov ut i tid.



Figur 5.4 Tiltaksanalyse for modne prosjekter i planleggingsfasen

Det er ikke nok overføringskapasitet til området i dag. En nødvendig forutsetning for prosjektet er derfor blant annet å bygge en ny overføringslinje fra Skaidi til Hammerfest, og videre til Melkøya. Det er estimert et betydelig anleggsbidrag i forbindelse med dette. Melkøya landanlegg er vist i Figur 5.3.

Figur 5.4 viser tiltaksanalysen for de modne prosjektene i planleggingsfasen. Den horisontale aksene viser tiltakskostnad. Den vertikale viser gjennomsnittlig utslippsreduksjon per år.

Alle prosjektene i denne kategorien har tiltakskostnader under 1500 NOK per tonn CO₂. Melkøya landanlegg har den høyeste tiltakskostnaden i kategorien. En av årsakene er at gassen som frigjøres ikke kan selges før senere fordi det ikke er ledig kapasitet til å behandle den i anlegget. I analysen antas det ledig kapasitet fra 2037. Inntektene fra økt gassalg forskyves derfor ut i tid.

Utslippsreduksjonene som følger av disse prosjektene varierer fra i underkant av 0,15 millioner tonn CO₂ per år i gjennomsnitt for Sleipner Øst, til rundt 0,7 millioner tonn per år i gjennomsnitt for Melkøya landanlegg. Totalt summerer de seg til om lag 1,7 millioner tonn CO₂ per år.

Dersom alle disse prosjektene vedtas kan over 50 prosent av produksjonen på norsk sokkel komme til å bli drevet med kraft fra land midt på 2020-tallet. De unngåtte utslippene som følge av at felt og innretninger får kraft fra land anslås i så fall å øke til rundt 4,9 millioner tonn CO₂ per år.

Dette er de mest modne prosjektene i analysen. Derfor er det rimelig å anta at de tekniske løsningene som er beskrevet ikke kommer til å endre seg betydelig før en eventuell investeringsbeslutning. Prosjektene utredes videre fram mot en eventuell investeringsbeslutning, noe som fortsatt kan gi endringer i kostnader og estimerte utslippsreduksjoner.

5.4 Umodne prosjekter i planleggingsfasen

To av rapporteringene handler om umodne prosjekter i planleggingsfasen. Det vil si at det er gjort overordnede studier av kraft fra land og prosjektene pågår, men er relativt langt unna en investeringsbeslutning. Dette gjelder for Draugen, og for Halten-området, som omfatter feltene Åsgard og Heidrun med tilknyttede felt.

Både løsningene som beskrives, de tekniske studiene og kostnadsestimatene er betydelig mer usikre for disse prosjektene enn for de modne. Tiltakskostnadene kan gå både opp og ned, i tråd med at både kostnader og utslippsreduksjoner endres. Kostnadene avhenger av hvilke tekniske løsninger som kan tas i bruk. Utslippsreduksjoner henger sammen med hvor mange felt og innretninger som blir inkludert i løsningen, og hvor store deler av kraftbehovene som skal dekkes med kraft fra land.

Under følger en kort omtale av prosjektene slik de ble rapportert.

Halten-området er et område i Norskehavet som blant annet omfatter feltene Heidrun og Åsgard. Heidrun kom i produksjon i 1995 og er bygd ut med en flytende innretning som er forankret med stag. Åsgard startet produksjonen i 1999 og består av flere innretninger, der kraften fra land eventuelt skal gå til den fastankrede flytende innretningen Åsgard B, som er vist i Figur 5.5. Prosjektet som er rapportert er en områdeløsning som omfatter Åsgard, Heidrun og de tilknyttede feltene (Mikkel, Morvin, Trestakk, Maria og Dvalin). Dette gir lavere investeringskostnader enn kraft fra land løsninger til feltene hver for seg.



Figur 5.5 Åsgard B. (Foto: Øyvind Hagen, Equinor)

Operatørene har vurdert at eksisterende innretninger i området ikke har tilgjengelig plass og vektkapasitet til å installere en omformer. Derfor er det rapportert en løsning med vekselstrøm. Avstanden til Heidrun fra mulig tilknytningspunkt på land er ca. 200 km. Prosjektet slik det er rapportert inn har en tiltakskost-

nad mellom 1000 og 2000 NOK per tonn CO₂. Den gjennomsnittlige utslippsreduksjonen er rundt 0,22 millioner tonn CO₂ per år.

Den beskrevne løsningen er bare en av løsningene som studeres for Halten-området. Ettersom prosjektet modnes videre kan det tenkes at flere felt blir inkludert i områdeløsningen. I så fall må mer kraft overføres fra land, noe som kan føre til at kraften må overføres som likestrøm. Dersom eksisterende innretninger fortsatt vurderes å mangle plass og vektkapasitet medfører dette at det må bygges en ny omformerinnretning offshore. Store kraftmengder overføres da fra land som likestrøm til omformerinnretningen. Derfra fordeles kraft som vekselstrøm til innretningene som er inkludert i områdeløsningen.

Draugen kom i produksjon i 1993 og er bygd ut med en bunnfast betonginnretning i Norskehavet. Innretningen er vist i figur 5.6. Prosjektet som danner grunnlag for rapportering av kraft fra land til Draugen ble initiert i 2019. Studiene som er utført er grove og har relativt stor usikkerhet. Kraftforbehovet er på inntil 40 MW, overføringsavstand er ca. 130 km og løsningen som er studert er basert på vekselstrøm. På Draugen brukes elektrisitet med frekvens på 60 Hz. Dette medfører et behov for frekvensomformer plassert enten på land eller på Draugen-innretning-

gen. Draugen er et av få felt der det er rapportert at hele kraftbehovet kan dekkes fra land. Det studeres samtidig muligheten for at kun deler av kraftbehovet dekkes. Prosjektet slik det er rapportert inn har en tiltakskostnad på under 1000 NOK per tonn CO₂. Den gjennomsnittlige utslippsreduksjonen er rundt 0,2 millioner tonn CO₂ per år.

Som for Halten-området kan det tenkes at løsningen endres ettersom prosjektet modnes videre. Nærheten mellom Halten-området og Draugen gjør det også mulig å inkludere Draugen i en framtidig utvidet områdeløsning.

5.5 Prosjekter som er lagt bort

Det er rapportert seks kraft fra land-prosjekter som er lagt bort. Mange er kostbare sammenliknet med utslippsreduksjonen som oppnås, og det er tekniske utfordringer med flere av dem. Rettighetshaverne har derfor lagt bort prosjektene. Det utelukker imidlertid ikke at forutsetningene kan endre seg, og at det kan bli aktuelt med kraft fra land på feltene i framtiden. I så fall vil det måtte gjøres nye utredninger.

Under følger en kort omtale av prosjektene.

Skarv ligger i Norskehavet. Feltet startet produksjonen i 2013 og er bygd ut med en FPSO knyttet til



Figur 5.6 Draugen. (Kilde: OKEA)

flere havbunnsrammer. Det er sett på kraft fra land til Skarv både som vekselstrøm og likestrøm. Det er kostnadene for likestrøm som er rapportert inn og som er grunnlaget for tiltakskostnadsberegningene. Prosjektet innebærer overføring av 100 MW i en 240 km lang kabel fra Mosjøen. Løsningen krever teknologikvalifisering av likestrømovertøring gjennom en dreieskive. Usikkerheten rundt dette er ikke tatt hensyn til i kostnadsestimatene. Prosjektet ble vurdert av Aker BP i 2018. Det har en tiltakskostnad på mellom 2000 og 3000 NOK per tonn CO₂, og de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene er i underkant av 0,3 millioner tonn CO₂ per år.

Njord er en halvt nedsenkbar produksjonsplattform i Norskehavet som startet produksjonen i 1997. Løsningen som har blitt rapportert er basert på kraft fra land via Draugen i en 30 km lang vekselstrømkabel. Alle kostnader som er rapportert for Njord forutsetter en samordnet løsning med Draugen. Dette er ikke inkludert i rapporteringen for Draugen. Kostnadene som er rapportert for Njord antas derfor å være underestimerte, og prosjektet er ikke inkludert i analysen i denne rapporten. Prosjektet ble vurdert og lagt bort av Equinor i 2019. Det tas imidlertid høyde for en mulig framtidig kraft fra land-løsning i forbindelse med en pågående ombygging av Njord-innretningen.

Brage ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, ti kilometer øst for Oseberg. Feltet kom i produksjon i 1993 og er bygd ut med en bolig- bore- og produksjonsinnretning. Kraft fra land-prosjektet på Brage er avhengig av at det er overskuddskraft på Oseberg eller en annen innretning i området, som kan overføres til Brage. Det er usikkert om dette er tilfelle. Løsningen har i tillegg høye investeringskostnader, og moderate utslippsreduksjoner på grunn av relativt kort gjenværende levetid. Prosjektet ble vurdert av Wintershall DEA og Equinor, som operatør for Oseberg, i 2019. Det bygger på svært usikre forutsetninger når det gjelder tilgang på kraft, og er derfor ikke inkludert i analysen i denne rapporten.

Alvheim ligger i den sentrale delen av Nordsjøen. Feltet er bygd ut med en FPSO tilknyttet flere havbunnsrammer og startet produksjonen i 2008. Kraft fra land til Alvheim innebærer overføring av 44 MW vekselstrøm i en 180 km lang kabel. Vurderingene forutsetter en total ombygging av dreieskiven og det innebærer at FPSO-en må tas til land. Da må produk-

sjonen utsettes. Prosjektet ble vurdert av Aker BP i 2019. Det har en tiltakskostnad i underkant av 4000 NOK per tonn CO₂, og de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene er i overkant av 0,2 millioner tonn CO₂ per år.

Ula ligger i den sørlige delen av Nordsjøen, ca. 250 km fra land. Utbyggingen består av tre bunnfaste innretninger for produksjon, boring og innkvartering. Produksjonen på Ula startet i 1986. For Ula legges det til grunn at hele kraftbehovet dekkes med kabel fra Lista. Selv om effektbehovet er moderat på 50 MW, er det valgt likestrøm på grunn av den lange avstanden til land. Dette fører til store investeringskostnader for relativt små reduksjoner i CO₂-utslipp. Prosjektet ble vurdert av Aker BP i 2018. Det har en tiltakskostnad rundt 2000 NOK per tonn CO₂, og de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene er i overkant av 0,2 millioner tonn CO₂ per år.

Ekofisk-området ligger i den sørlige delen av Nordsjøen, ca. 260 km fra land. Området omfatter feltene Ekofisk, Eldfisk og Embla, som alle er bygd ut med bunnfaste innretninger, og Tor som er under re-utvikling med havbunnsrammer. Ekofisk, Eldfisk og Embla startet produksjonen i henholdsvis 1972, 1979 og 1993. Produksjon på Tor skal etter planen starte i 2020.

Den store avstanden til land gjør at studier av kraft fra land til Ekofisk-området er basert på likestrøm med en omformerstasjon på Lista. På Ekofisk må det installeres en omformerstasjon på Ekofisk 2/4 Z-innretningen, der det er avsatt plass og vekt-kapasitet for slikt utstyr. Kabelen fra land er ca. 300 km og skal dekke et kraftbehov på inntil 80 MW. Investeringskostnadene er relativt høye, selv om det skal overføres begrensede mengder kraft. Utslippsreduksjonene er forholdsvis små, fordi prosjektet kun omfatter at en mindre del av kraftbehovet skal dekkes fra land. Bakgrunnen for dette er at anleggene i Ekofisk-området hovedsakelig er basert på direkte drift av kompressorer og vanninjeksjonspumper slik at kraft fra land krever store ombygginger offshore. Prosjektet ble vurdert av ConocoPhillips i 2012. Vurderingene holder relativt høy kvalitet, men er ikke oppdatert når det gjelder omformerteknologi og kostnadsnivå. Dette er den eldste vurderingen i analysen.

Flere av feltene i Ekofisk-området forventes å ha lang gjenværende levetid, og det arbeides for å reduse-

re utslippene i området. I 2019 ble det ferdigstilt et samkjøringsnett mellom alle innretningene for å utnytte turbinene med laveste utslipp best mulig. Det pågår også to studier av utslippsreducerende tiltak, som etter planen skal være ferdig i løpet av 2020. Den første studien er en oppdatering av Kraft fra Land-vurderingene fra 2012, som blant annet skal ta høyde for teknologi-utvikling innenfor omformerstasjoner. Den andre studien ser på en tilkobling av to til tre vindturbiner til Ekofisk. Hensikten er å erstatte deler av det kraftproduserende utstyret når vindforholdene tillater det.

5.6 Prosjekter som var en del av nylig leverte utbyggingsplaner

Tre av prosjektene som er rapportert ble utredet i forbindelse med nylig leverte utbyggingsplaner som nå er godkjent av myndighetene. Dette gjelder for Johan Castberg, Balder og Yme. Slike utredninger er et krav i forbindelse med nye utbygginger og større ombygginger. Kraft fra land-prosjektene på disse innretningene er teknisk utfordrende og har rapportert høye kostnader og relativt små utslippsreduksjoner. Kraft fra land ble derfor ikke valgt for noen av utbyggingsene. Under følger en kort omtale av prosjektene slik de ble utredet i utbyggingsplanene.

Johan Castberg er under utbygging i Barentshavet. Feltet bygges ut med en FPSO knyttet til flere hav-

bunnsrammer. Figur 5.7 viser en illustrasjon av FPSOen. Castberg er lokalisert 240 km fra et potensielt tilkoblingspunkt for kraft fra land. I forbindelse med utbyggingsplanen ble det bestemt at feltet ikke skulle ha kraft fra land fra oppstart, men at innretningen skulle klargjøres for å kunne dekke deler av kraftbehovet med kraft fra land i framtiden. Dette inkluderer mulighet for å overføre kraft gjennom dreieskiven og at det er avsatt plass om bord. Prosjektet omfattet en overføring av 50 MW som vekselstrøm for å dekke deler av kraftbehovet. Overføringsavstanden er betydelig lengre enn det som er kvalifisert teknologi for vekselstrøm. Derfor er det nødvendig med nye løsninger, blant annet for å redusere tap i overføringen. Dette vil kreve teknologikvalifisering. I operatørens innrapporteringer legges det til grunn at denne kvalifiseringen er gjennomførbar. Den store avstanden til land gjør at kabelkostnaden blir høy. Prosjektet har en tiltakskostnad mellom 4000 og 5000 NOK per tonn CO₂, og de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene er rundt 0,1 millioner tonn CO₂ per år.

Balder ligger i den sentrale delen av Nordsjøen. Feltet produseres i dag via Balder FPSO, tilknyttet flere bunnrammer og den bunnfaste innretningen Ringhorne. Produksjon på Jotunfeltet er avsluttet og Jotun FPSO, som har vært en integrert del av produksjonen på Balder og Ringhorne, vil bli oppgradert og leve-



Figur 5.7 Johan Castberg FPSO. (Illustrasjon: Equinor)

tidsforlenget og satt i drift på Balder høsten 2022. Kraft fra land til Jotun FPSO på ny lokasjon ble vurdert i forbindelse med videre drift på Balder i 2018. Kraft fra land ble ikke valgt, men Jotun FPSO blir tilrettelagt for mulig fremtidig inntak av en kabel gjennom dreieskiven med kapasitet opptil 30 MW. Prosjektet har en tiltakskostnad i underkant av 3000 NOK per tonn CO₂, og de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene er i overkant av 0,1 millioner tonn CO₂ per år.

Yme ligger i den sørlige delen av Nordsjøen. Feltet er under gjenutbygging og produksjonen skal etter planen starte igjen i 2021. Utbyggingen av Yme baserer seg på leie av en oppjekkbare innretning med bore- og prosesseringsanlegg. Avstand fra mulig tilknytningspunkt på land er ca. 125 km, og kraftbehovet på 56 MW ville blitt overført som vekselstrøm. Med relativt små produserbare volum har Yme en tilsvarende kort produksjonshorisont som bidrar til høye tiltakskostnader. Vurderingene som inngår i analysen ble gjort av Repsol i forbindelse med utbyggingsplanen som ble levert i 2017, og er svært overordnede. Prosjektet har en tiltakskostnad på nærmere 8000 NOK per tonn CO₂, og de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene er i underkant av 0,1 millioner tonn CO₂ per år.

5.7 Felt og innretninger som ikke er inkludert i analysen

Det er en del felt med innretninger der kraft fra land av forskjellige grunner per i dag ikke er vurdert å være aktuelt. Dette gjelder innretninger på Snorre, Gullfaks, Statfjord, Norne, Aasta Hansteen, Grane, Kvitebjørn og Valemon, Visund, og Kristin, samt tilknyttede felt. Avhengig av framtidig modning, levetidsforandringer mulighet for områdeløsninger og utvikling av ny teknologi kan kraft fra land, eller andre lavkarbon-løsninger til disse feltene og innretningene bli aktuelt i framtiden. Under følger en beskrivelse av hvorfor kraft fra land så langt ikke har blitt vurdert som aktuelt her.

Det ble studert kraft fra land i forbindelse med en videreutvikling av Snorrefeltet i 2016. Løsningen ble valgt bort på grunn av høye tiltakskostnader og begrenset plass og vektkapasitet på innretningene. For Gullfaks har kraft fra land blitt vurdert, men ikke funnet regningssvarende av operatøren. I 2019 ble det besluttet at deler av kraftbehovet på Snorre og Gullfaks skal dekkes med havvind gjennom Hywind Tampen-prosjektet. Dette er et tiltak for å redusere

CO₂-utslippene fra feltene. Det er begrenset plass og vektkapasitet på innretningene, og det gjør det vanskelig å installere kraft fra land på et senere tidspunkt.

For Statfjord har levetiden lenge vært svært usikker. Dette har gjort det vanskelig å tallfeste de potensielle utslippsreduksjonene som følge av kraft fra land. Det er nå tatt beslutning om å jobbe for forlenget drift av alle de tre innretningene på feltet, men det er usikkert hvor lenge driften kan forlenges. Usikkerhetene gjør at operatøren inntil videre avventer å studere kraft fra land til Statfjord.

Norne er en FPSO som ligger ca. 200 km fra land. Innretningen er utstyrt med en dreieskive, som ikke er forberedt for kraftoverføring. Dersom Norne skulle fått kraft fra land ville det derfor krevd betydelige, og kostbare ombygginger.

Kraft fra land til Aasta Hansteen ble studert i forbindelse med utbyggingsplanen. Løsningen ble forkastet på grunn av den lange avstanden til land på om lag 270 km, og høye kostnader. Det ble derfor besluttet å ikke forsyne Aasta Hansteen med kraft fra land. Innretningen er heller ikke forberedt for at kraft fra land kan tas i bruk i framtiden.

Det er begrenset plass og vektkapasitet på Grane, og feltet ligger relativt langt fra land, med en avstand på ca. 150 km. Om lag halvparten av kraftbehovet på Grane er i tillegg knyttet til direktedrevet utstyr, som er dyrere å erstatte med kraft fra land enn tilfellet er for elektrisitetsproduksjon. Summen av dette gjør at operatøren så langt ikke har vurdert kraft fra land til Grane som en aktuell løsning. Ytterlige vurderinger kan sees i sammenheng med området forøvrig.

Kraft fra land til Visund, Kvitebjørn og Valemon har tidligere blitt vurdert i kombinasjon med Troll B og C. Dette ble valgt bort da det ikke er nok overføringskapasitet til å dekke Visund, Kvitebjørn og Valemon i den valgte vekselstrømløsningen. Likestrøm er ikke mulig på Troll B og C siden dette er flytende innretninger, og det ikke er kvalifisert dynamiske kabler for likestrøm. Kraft fra land til Troll B og C planlegges med felles landanlegg sammen med Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør på Kollsnes. Kapasitet til Visund, Kvitebjørn og Valemon er ikke tilgjengelig i dette landanlegget.

Kristin ligger langt fra land, og en egen kraft fra land-løsning til feltet er vurdert å være kostbar. Feltet inngår ikke i kraft fra land prosjektet som er rapportert for Halten-området, men kan bli vurdert som en del av en mulig utvidet områdeløsning, når Halten-prosjektet modnes videre.

5.8 Begrensninger og usikkerhet i analysen

Rapporten bygger på arbeid som er gjort eller pågår i industrien for å utrede kraft fra land til eksisterende innretninger. Den gir et oversiktsbilde, og den er ikke på et detaljnivå som trengs for å ta beslutninger om gjennomføring av tiltak.

Rapporten gir en overordnet samfunnsøkonomisk vurdering av ulike kraft fra land-prosjekter. Vurderingene er basert på dokumentasjon om prosjektene som selskapene har rapportert inn. Både alder og detaljeringsgrad på dokumentasjonen varierer. Den eldste dokumentasjonen stammer fra 2012. Kostnadene er omregnet til dagens kroneverdi, men også markedsforhold og tilgjengelig teknologi har utviklet seg.

Selskapene tar beslutninger på et bredere og mer detaljert grunnlag enn det som er rapportert inn i forbindelse med denne rapporten. Usikkerhet og risiko knyttet til sentrale størrelser påvirker også beslutningene. I tillegg tar selskapene sine beslutninger basert på lønnsomhet etter skatt. Dette kan føre til at selskaperes vurderinger ikke er i overenstemmelse med vurderingene i rapporten.

Tiltaksanalysen avhenger av de totale potensielle utslippsreduksjonene som følge av tiltakene. Dette henger tett sammen med den forventede gjenværende levetiden på innretningene. Levetiden påvirkes blant annet av innretningenes tekniske tilstand, priser og markedsforhold framover i tid. Analysen legger til grunn levetiden som selskapene har rapportert inn. Disse innrapporteringene er beheftet med betydelig usikkerhet.

Dokumentasjonen inkluderer varierende grad av samordning mellom felt og innretninger. Ett eksempel er Draugen og Njord, der tallene for Njord

forutsetter kraft fra land via Draugen. Draugen har derimot ikke rapportert inn den samme gjensidigheten. Ekofisk-området og Ula har ikke rapportert en samordnet løsning, selv om dette ville vært naturlig. I Halten-området er det rapportert en samordning mellom Åsgard og Heidrun, men det vurderes også alternative løsninger for området.

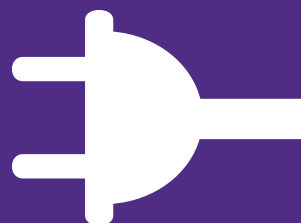
I kraft fra land rapporten fra 2008 ble områdeløsninger for kraft fra land lagt til grunn. En årsak til dette er at kostnadene ved å etablere infrastruktur deles mellom flere innretninger. Områdeløsningene var da en metode for å redusere tiltakskostnadene. De store områdeløsningene, som ble beskrevet i 2008-rapporten, krevde likestrøm på grunn av et stort kraftbehov og lange avstander. Siden vekselstrøm, som gjerne er rimeligere, nå kan brukes til å overføre mer kraft over lengre avstander enn i 2008, blir de potensielle samordningsgevinstene mindre. Noen ganger kan imidlertid samordning fortsatt være en måte å redusere tiltakskostnadene, som i Halten-området.

Petroleumsinnretninger er avhengig av stabil tilgang på kraft. I områder der innretningene kan miste kraftforsyningen i perioder, for eksempel ved feil eller utkoblinger i nettet, er dette en vesentlig usikkerhetsfaktor. En konsekvens kan være at alternativ kraftforsyning må beholdes og vedlikeholdes, noe som fordyrer kraft fra land-løsningen og kan redusere utslippsreduksjonene. Effekten av dette er i varierende grad tatt med i beregningene.

Når petroleumsinnretninger skal stenges ned, ligger det et krav om at innretninger, utstyr og infrastruktur skal fjernes. Kostnaden ved fjerning av utstyr for kraft fra land er ikke inkludert i analysen.

Tiltaksanalysen tar ikke hensyn til hva som skjer hvis mange kraft fra land-prosjekter skal gjennomføres samtidig. Etterspørselen etter elektriske kabler og andre sentrale komponenter har økt som følge av havvindprosjekter verden over. Dette har gjort at kapasiteten i markedet har økt. Samtidig kan store bestillinger, dersom mange felt skal få kraft fra land samtidig, medføre lange leveringstider og kostnadsøkninger.

6 Kraftsituasjonen og kraftnettet på land



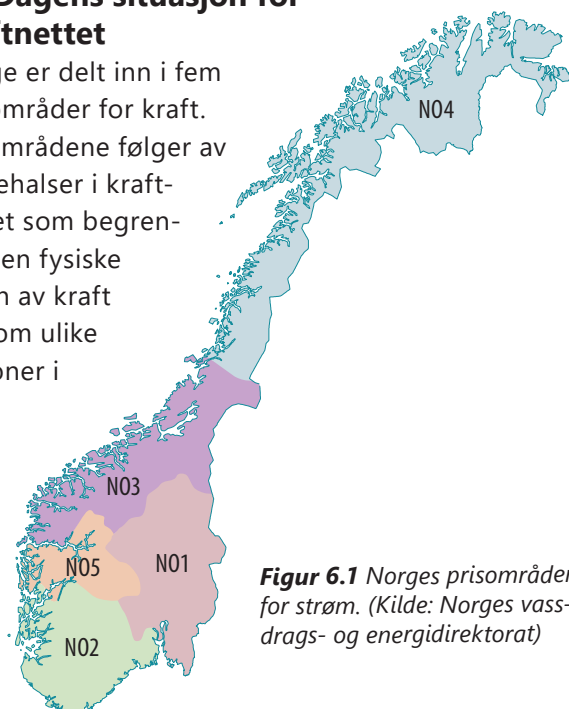
6 Kraftsituasjonen og kraftnettet på land

Kraft fra land til sokkelen medfører et betydelig økt kraftforbruk. En viktig forutsetning for at dette kan la seg gjennomføre, er at kraftsystemet på land kan håndtere forbruksøkningen, uten at det går på bekostning av forsyningssikkerheten for strøm til eksisterende kunder. Det må være nok produksjon og nettkapasitet til å dekke forbruket i alle regioner til enhver tid. I områder med lite nettkapasitet eller produksjonskapasitet kan slike forbruksøkninger kreve betydelige nettinvesteringer, som kan ta lang tid å få på plass.

Økt kraftforbruk fører også til lavere netto eksport av kraft og høyere kraftpriser, alt annet likt. Høyere kraftpriser har betydning for tiltakskostnadene, i tillegg til at det medfører økonomiske omfordelingsvirkninger mellom produsenter, forbrukere og netteier. Konsekvensene i form av nettinvesteringer og kraftpris inngår i tiltakskostnadsberegningene. Forutsetninger og analysemetodikk er nærmere beskrevet i Vedlegg E – Analyse av kraftsystemet på land.

6.1 Dagens situasjon for kraftnettet

Norge er delt inn i fem prisområder for kraft. Prisområdene følger av flaskehalser i kraftnettet som begrenser den fysiske flyten av kraft mellom ulike regioner i



Figur 6.1 Norges prisområder for strøm. (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)

landet. Ulik tilgang på kraft i regionene gjenspeiles i ulik kraftpris. Figur 6.1 viser et kart over Norges fem prisområder.

Sentrale begreper

Kraft brukes i denne rapporten som et samlebegrep for elektrisk energi og elektrisk effekt.

Kraftbalanse er et mål på hvor mye kraftproduksjon som er tilgjengelig, sett opp mot hvor mye kraft som brukes, i løpet av ett år og innenfor et avgrenset geografisk område. Kraftunderskudd i et område betyr at det i løpet av et år brukes mer elektrisk energi enn det produseres i området. Området har da netto import av kraft. Kraftoverskudd i et område betyr at det produseres mer enn det forbrukes, og at området har netto eksport av kraft. I kraftbalansen er det korrigert for årlige hydrologiske variasjoner som påvirker mengden vann som er tilgjengelig for produksjon, og temperaturvariasjoner som påvirker kraftbehov til oppvarming.

Effekt er energien som overføres, brukes eller produseres momentant. Effekt måles i watt (W) eller megawatt (MW).

Energi er lik produktet av effekt og tid. Elektrisk energi måles i wattime (Wh), kilowattime (kWh), megawattime (MWh), gigawattimer (GWh) og terrawattimer (TWh).

Overføringskapasitet angir hvor mye effekt som maksimalt kan overføres på en enkelt overføringsledning.

Transmisjonsnettet er hovedveiene i kraftsystemet og forbinder produsenter og forbrukere i ulike deler av landet med hverandre. Transmisjonsnettet består i hovedsak av nett med 300 og 420 kV spenning.

Betydelige deler av kraftproduksjonen er lokalisert på Vestlandet og i Nordland. I et normalår er det derfor nødvendig å transportere kraft mellom prisområdene fra vest til øst, og fra nord til sør.

Også innad i prisområdene er det behov for overføringskapasitet. I Nord-Norge (NO4) er det eksempelvis høy produksjon av kraft i Nordland og Troms, mens Finnmark har lite produksjon. Det må derfor overføres kraft til Finnmark. Dessuten vil det alltid være behov for å transportere kraften fra kraftverkene og fram til byene og til dit forbruket er størst. Stort nytt forbruk, uansett hvilket prisområde det kommer i, kan medføre at overføringsnettet må forsterkes enkelte steder.

Siden 2008 er kraftsystemet blitt forsterket. Forsyningssikkerheten i områder som nå er aktuelle for forsyning av kraft fra land til sokkelen er blitt forbedret. Dette gjelder både Nord-Norge, Midt-Norge og Bergens-området. Nettinvesteringene som er gjennomført og har forbedret forsyningssikkerheten siden 2008, er beskrevet i Vedlegg E – Analyse av kraftsystemet på land.

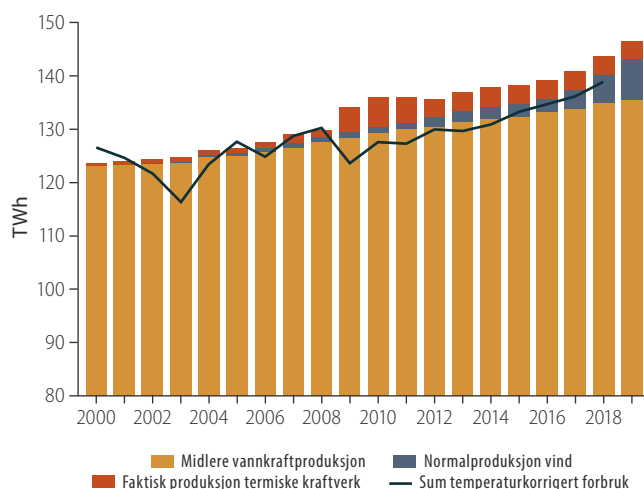
6.2 Dagens situasjon for kraftbalansen

Kraftbalanse er et mål på hvor mye kraftproduksjon som kan antas å være tilgjengelig i Norge, sett opp mot hvor mye kraft som antas brukt. Kraftbalansen tegner dermed et bilde av ressursituasjonen, og indikerer hvor mye kraft som eksporteres til- eller importeres fra tilknyttede områder. Figur 6.2 viser at det siden 2009 har vært en positiv kraftbalanse i Norge.

Kraftproduksjonen i Norge har økt siden år 2000. Dette er et resultat av utbygging av ny vann- og vindkraft, men også et resultat av mer tilsig av vann og opprustning og utvidelser av eksisterende vannkraftanlegg. Termisk kraftproduksjon har i all hovedsak kommet fra de tre gasskraftverkene Kårstø, Mongstad og Melkøya landanlegg. Gasskraftverkene på Kårstø og Mongstad er nå stengt ned.

Det har også vært en oppgang i kraftforbruket i Norge siden år 2000. Økt forbruk i petroleumssektoren og tjenesteytende næringer er viktige grunner til dette.

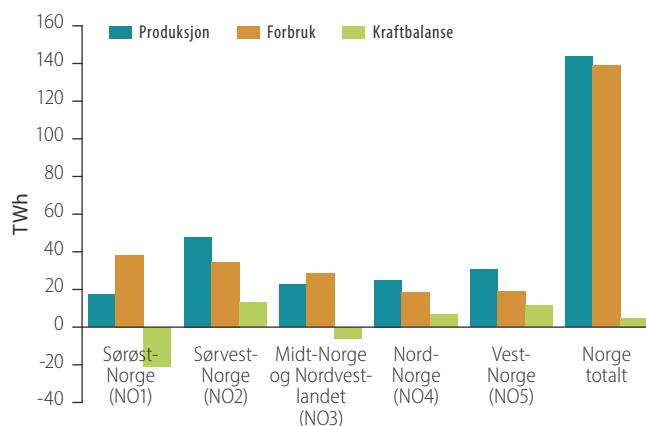
Selv med god kraftbalanse kan svikt i tilsiget, kombinert med hendelser i kraftsystemet i Norden gi



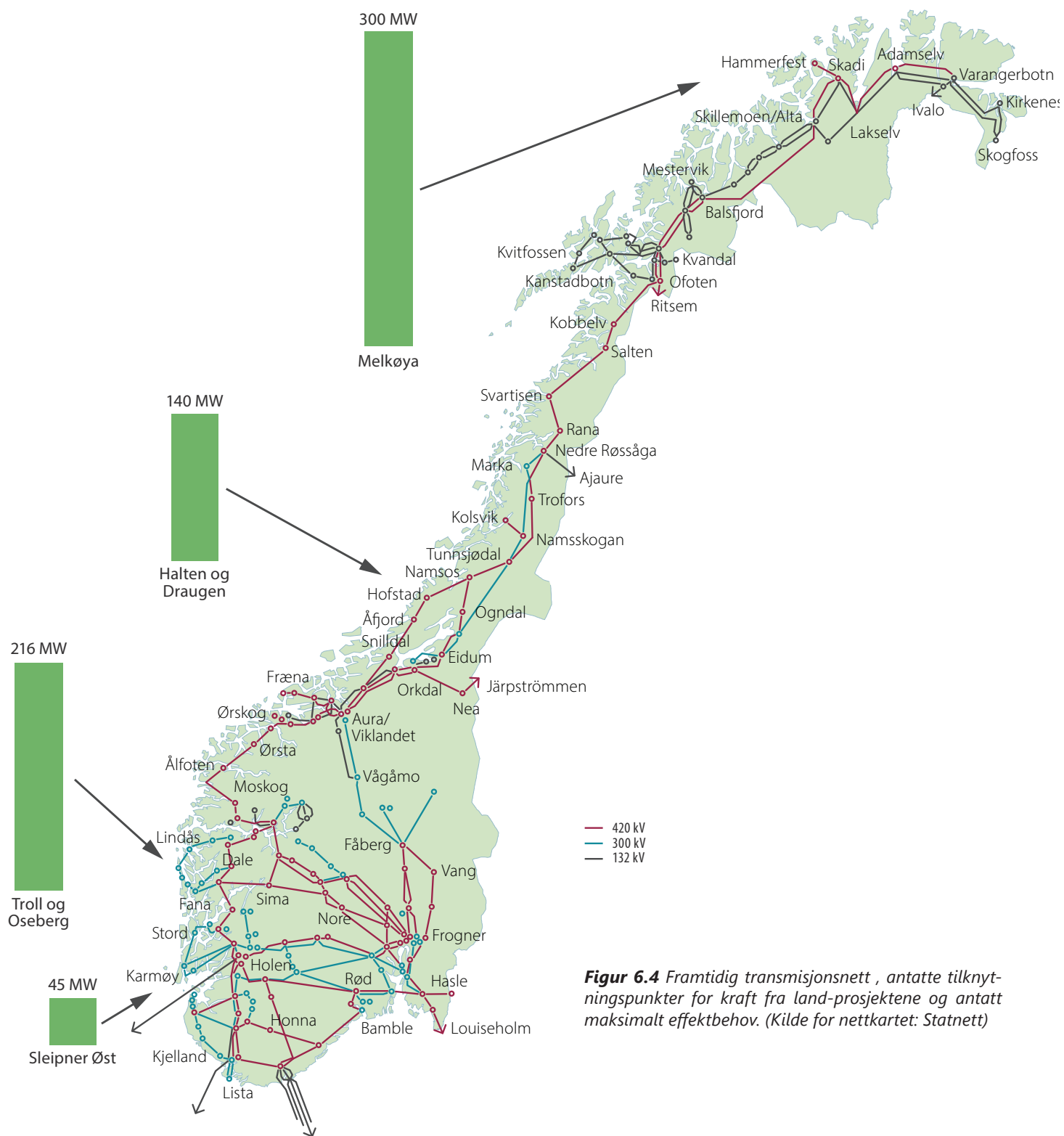
Figur 6.2 Utvikling i produksjon og forbruk av kraft i fastlands-Norge fra år 2000 til 2019. (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)

utfordringer. Utvekslingskapasiteten mot utlandet avhjelper utfordringene med store tilsigsvariasjoner, fordi kraft kan importeres i perioder med lite tilsig. Siden 2008 har utvekslingskapasiteten mellom Norge og omkringliggende land økt.

Figur 6.3 viser kraftbalansen i 2019 fordelt på prisområdene. Her framgår det hvilke områder som normalt har overskudd, og hvilke som normalt har underskudd av kraft. Økt kraftforbruk som følge av kraft fra land, vil i stor grad komme i områder med kraftoverskudd i dag. Dette gjelder Sørvest-Norge (NO2), Nord-Norge (NO4) og Vest-Norge (NO5). Midt-Norge og Nordvest-landet (NO3) er i dag et underskuddsområde, men det er mye ny vindkraft under bygging i regionen.



Figur 6.3 Kraftbalanse per prisområde og for Norge i 2018 (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)



Figur 6.4 Framtidig transmisjonsnett, antatte tilknytningspunkter for kraft fra land-prosjektene og antatt maksimalt effektbehov. (Kilde for nettkartet: Statnett)

6.3 Økt kraftforbruk som følge av kraft fra land-prosjektene

De modne og umodne kraft fra land prosjektene, heretter omtalt som «kraft fra land-prosjektene», har et effektbehov på 700 MW, og et samlet kraftforbruk på opp mot 5,1 TWh per år. De modne prosjektene vil ha et kraftbehov på rundt 4 TWh. Dette gjelder Troll B, Troll C, Oseberg Feltcenter, Oseberg Sør, Sleipner Øst og Melkøya landanlegg. Samlet forventet kraftteterspørsel er høyest i årene rundt 2025-2030. Mot 2040 blir kraftforbruket lavere, som følge av antagelser om avtakende aktivitet på feltene.

Tabell 6.1 og Figur 6.4 viser hvor mye effekt og energi hvert av de ulike kraft fra land-prosjektene vil kreve og hvor de er antatt tilknyttet nettet i Norge. Tallene er rapportert inn fra næringen. For innretninger der kun energibruk er oppgitt er det antatt 8300 timer brukstid.

6.4 Regionale utfordringer og nødvendige nettinvesteringer

Nord-Norge (NO4), hvor Melkøya landanlegg tilknyttes, er det prisområdet som får størst forbruksøkning og også størst prisvirkning som følge av kraft fra land-prosjektene. Kraftforbruket knyttet til elektrifisering av Melkøya landanlegg er i 2030 antatt å være rundt 2,6 TWh/år. Prisområdet har som helhet et stort kraftoverskudd, både i dag og i Norges vassdrags- og energidirektorats referansebane. Analysen viser at NO4 i fremtiden vil ha lavere kraftpris enn resten av Norden, noe som indikerer en flaskehals ut av området. Elektrifisering av Melkøya vil føre til at kraftoverskuddet i NO4 reduseres, og at flaskehalsene i transmisjonsnettet ut av området blir mindre.

Dagens nett inn til Hammerfest har ikke nok kapasitet til å håndtere elektrifisering av Melkøya. Dette vil kreve en ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Hammerfest, samt nye transformatorstasjoner i hver ende. I tillegg har transmisjonsnettet inn til Vest-Finnmark lav kapasitet. Melkøya landanlegg må derfor kobles til et systemvern dersom de skal få kraft fra land. Det betyr at forbruket kobles ut dersom det skjer en feil i transmisjonsnettet eller hvis ledninger må kobles ut for vedlikehold.

Vertsfelt	Prisområde	Økt maksimalt effektbehov (MW)	Økt energiforbruk 2025-2030 (TWh/år)
Troll B og C	NO5	116	0,6
Oseberg Feltcenter og Oseberg Sør	NO5	100	0,5
Melkøya landanlegg	NO4	300 ¹⁰	2,6
Sleipner Øst	NO2	45	0,3
Haltenområdet	NO3	100	0,8
Draugen	NO3	40	0,3
Sum		701	5,1

Tabell 6.1 Økt maksimalt effektbehov og økt energiforbruk i årene rundt 2025-2030, av modne og umodne kraft fra land-prosjekter

N-1-prinsippet Transmisjonsnettet driftes som hovedregel etter N-1-prinsippet, det vil si at utfall av en komponent ikke skal føre til at forbruk kobles ut. Dette kalles også redundant kraftforsyning.

Egen reserveforsyning ved petroleumsfeltene, eller lave kostnader ved avbrudd, kan gjøre det aktuelt å avvike fra N-1-prinsippet. Det innebærer at kraftforbruket ved petroleumsfeltene kobles ut ved feil i nettet. Dette kan gjøres for å unngå eller utsette nettinvesteringer. I tilfeller hvor det er dyrt å sikre N-1-forsyning, og forbrukeren har egen reserveforsyning, kan dette være en lønnsom løsning.

Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet. Systemvernet utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. (Kilde: Statnett)

¹⁰ Melkøya kan i dag ta ut opp mot 50 MW fra nettet. Det forventede økte effektbehov som følge av elektrifisering er 300 MW, og det kommer i tillegg til dagens 50 MW. Det er ikke tatt hensyn til eventuelt behov for økt kompresjon, som i fremtiden kan øke kraftbehovet ytterligere

Å sikre at Melkøya landanlegg har full strømfor-
syning fra kraftnettet på land også når det er feil i
nettet, vil kreve redundant kraftforsyning og store
nettinvesteringer. Dette kan for eksempel være en
ny 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skaidi parallelt
med den som allerede blir bygd. Statnett har tidli-
gere utredet dette i en overordnet analyse, men det
finnes ingen konkrete planer.

Kostnadene ved avbrudd i strømforsyningen til
Melkøya landanlegg må ses opp mot kostnadene
for å sikre reserveforsyning og anleggsbidraget for
å øke nettkapasiteten. Dette vil avgjøre om det blir
aktuelt å bygge en slik parallell 420 kV-ledning fra
Balsfjord til Skaidi. Statnett vurderer også å bygge en
ny ledning gjennom Øst-Finnmark (420 kV Skaidi-
Varangerbotn), og å installere et anlegg som kan
styre kraftflyten mot Finland. Disse tiltakene vil gi
noe bedre forsyningssikkerhet til Melkøya landan-
legg og føre til at forbruket må kobles ut sjeldnere.

I Midt-Norge og Nordvestlandet (NO3) er det felte-
ne på Haltenbanken og Draugen som er aktuelle for
kraft fra land. Disse medfører et samlet kraftforbruk
på omtrent 1,1 TWh i 2030.

NO3 (Midt-Norge) har de siste årene hatt en nega-
tiv kraftbalanse, og har historisk hatt utfordringer
med forsyningssikkerheten. Med nettinvesteringene
som er gjennomført siden 2008 er forsyningssik-
kerheten i dag god. Med benyttede framskrivinger
av produksjon og forbruk får NO3 i fremtiden et
overskudd av kraft. Det er usikkert hvordan dette
utvikler seg, da det avhenger av blant annet hvor
mye vindkraft som bygges ut. Oppdaterte vurde-
ringer tyder på at vindkraftutbyggingen kan bli noe
lavere enn tidligere antatt og som lagt til grunn
analysen¹¹.

Det er ikke større utfordringer knyttet til effekt- eller
energiknapphet i regionen, med de forutsetninge-
ne som ligger til grunn i denne analysen. Analysen
indikerer imidlertid at dersom det bygges ut mindre
produksjon enn antatt, eller det kommer ytterligere
store forbruksøkninger, kan det oppstå utfordringer
knyttet til effektknapphet i enkelte perioder med
høyt forbruk og svært lite vanntilslut og vind.

Mulige tilknytningspunkt for Halten-området og
Draugen er transmisjonsnettstasjonene Hofstad og
Åfjord på Fosen-halvøya eller Namsos. Lokalt har

Vertsfelt	Nettforsterkning		Status	Lengde [km]	Total kostnad [MNOK]	Mulig ferdigstillelse
Troll B og C	Med egen reserveforsyning	–	–	–	–	–
Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør	Redundant forsyning fra kraftnettet	Under utredning	Konseptvalg- utredning pågår	Under utredning	1000-3000	2030
Melkøya Landanlegg	Med egen reserveforsyning	Skaidi - Hammerfest	Søknad til behandling i OED	55	1000-1400	2025
	Redundant forsyning fra kraftnettet	Balsfjord - Skaidi	Under utredning	300	3000-5000	2030
Sleipner Øst	Med egen reserveforsyning	–	–	–	–	–
	Redundant forsyning fra kraftnettet	–	–	–	–	–
Halten-området og Draugen	Med egen reserveforsyning	–	–	–	–	–
	Redundant forsyning fra kraftnettet	Åfjord - Snilldal	Gitt konsesjon	70	1900-2700	2028

Tabell 6.2 Oppsummering av større tiltak i nettet som kreves for kraft fra land prosjektene

¹¹ Norges vassdrags- og energidirektorat besluttet i slutten av 2019 at utbyggingsfristen i vindkraftkonsesjoner ikke vil forlenges utover 2021. Dette kan bidra til at vindkraftproduksjonen i Norge blir lavere enn det som er antatt i referansebanen, særlig i årene 2025-2030. Flere av prosjektene som trolig ikke rekker fristen, ligger i Midt-Norge. Kraftbalansen i Midt-Norge kan derfor bli lavere enn det analysen viser

området et stort kraftoverskudd etter vindkraft-utbyggingen på Fosen. Ved tilknytning til Hofstad eller Åfjord vil det imidlertid ikke være redundant kraftforsyning før den konsesjonsgitte Trondheims-fjord-forbindelsen, Åfjord-Snilldal, er på plass. Denne skal etter planen skal være på plass innen 2028. I Namsos er det i dag tosidig 420 kV-forsyning, og eventuell tilknytning her vil gi redundant kraftforsyning.

I **Vest-Norge (NO5)** er det prosjektene på Troll B og C, Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør som er planlagt tilknyttet nettet. Prosjektene medfører et årlig kraftforbruk på ca. 1,2 TWh rundt 2030. NO5 har et stort kraftoverskudd, og en forbruksøkning på denne størrelsen gir ikke utfordringer for prisområdet. Lokalt, i nettet inn mot Kollsnes, er det imidlertid begrensninger.

I Bergens-området, hvor kraft fra land-prosjektene er planlagt tilknyttet, er det lite produksjon og høyt forbruk. Nye kraftledninger til Bergensregionen og Kollsnes har gitt økt overføringskapasitet i nettet inn til området og bedre forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten vil imidlertid svekkes igjen som følge av tilkobling av nytt forbruk og nedleggelsen av gasskraftverket på Mongstad.

Equinor har søkt konsesjon for kabler fra Kollsnes til Troll B- og C og Oseberg Sør og Oseberg Feltsenter. Søknaden behandles i Olje- og energidepartementet, og Norges vassdrags- og energidirektorat har gitt en innstilling til saken. I innstillingen ble det vurdert at kraftforbruket kan tilknyttes Kollsnes i det eksisterende nettet, forutsatt at forbruket kan kobles ut i anstrengte driftssituasjoner.

Statnett er i gang med å utrede¹² hvilke netttiltak som bør gjennomføres på lengre sikt, for å forbedre forsyningssikkerheten og legge til rette for nytt forbruk. Dersom tiltak gjennomføres, er det mulighet for at kraft fra land prosjektene i området kan tilknyttes med redundant forsyning. Dette kan imidlertid innebære betydelige nettinvesteringer.

På **Sørvestlandet (NO2)** er Sleipner Øst det eneste vurderte kraft fra land-prosjektet. Dette medfører et kraftforbruk på 0,3 TWh/år. Dette er en svært liten forbruksøkning sammenliknet med samlet produksjon, forbruk og utvekslingskapasitet fra området. Forbruksøkningen er derfor uproblematisk for området som helhet.

Sleipner Øst er planlagt tilknyttet Kårstø, i forbindelse med områdeløsningen for Utsirahøyden. Statnett har tidligere gitt Equinor aksept for å tilknytte kraftforbruket på Sleipner Øst, uten at det utløser nye nettinvesteringer på land.

Det er begrenset kapasitet i nettet ut mot Kårstø. Forbruksøkninger utover kraft fra land til Sleipner Øst vil kreve nettinvesteringer. På grunn av planer om industriforbruk har Statnett søkt om konsesjon for en ny 420 kV ledning fra Blåfalli i Kvinnherad til Gismarvik i Tysvær.

Tabell 6.2 oppsummerer hvilke større tiltak i nettet som kreves for kraft fra land prosjektene.

6.5 Konsekvenser på nasjonal kraftbalanse og flaskehalser i nettet nord-sør i Norge

Virkningene av kraft fra land på kraftsystemet er analysert. Det er tatt utgangspunkt i framskrivinger av produksjon og forbruk av kraft utført av Norges vassdrags- og energidirektorat i 2019, som reflekterer antakelsene om hvordan kraftsystemet vil utvikle seg mot 2040¹³. I analysen ses det på hvordan de modne og umodne kraft fra land-prosjektene påvirker kraftsystemet i referansebanen.

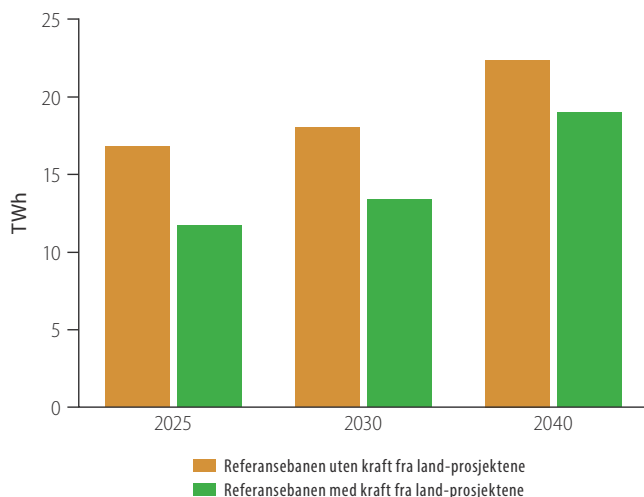
Kraftsystemets utvikling i framtiden er usikker. Det betyr at det også er usikkerhet knyttet til resultatene fra analysen som er presentert her. Beslutninger om kraft fra land vil kreve grundigere analyser av kraftsystemet.

Produksjons- og forbruksframskrivingene fra 2019¹⁴ viser at kraftoverskuddet i Norge blir større i framtiden. Kraft fra land-prosjektene vil redusere dette

¹² Konseptvalgutredning er planlagt ferdigstilt i 2020

¹³ Utgangspunktet for analysen er basisdatasettet fra Norges vassdrags- og energidirektorat sin langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019, med enkelte tilpasninger: Kraftforbruket tilknyttet Melkøya landanlegg og Troll B og C er tatt ut fra basisdatasettet, ettersom disse inngår i kraft fra land-scenariene

¹⁴ Norges vassdrags- og energidirektorats langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019



Figur 6.5 Kraftbalanse i Norge i referansebanen uten og med kraft fra land-prosjektene. (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)

kraftoverskuddet. Konsekvensen av dette er lavere eksport av kraft fra Norden til kontinentet og Storbritannia.

Figur 6.5 viser at kraftoverskuddet i Norge blir lavere med økt forbruk fra kraft fra land-prosjektene, sammenliknet med referansebanen.

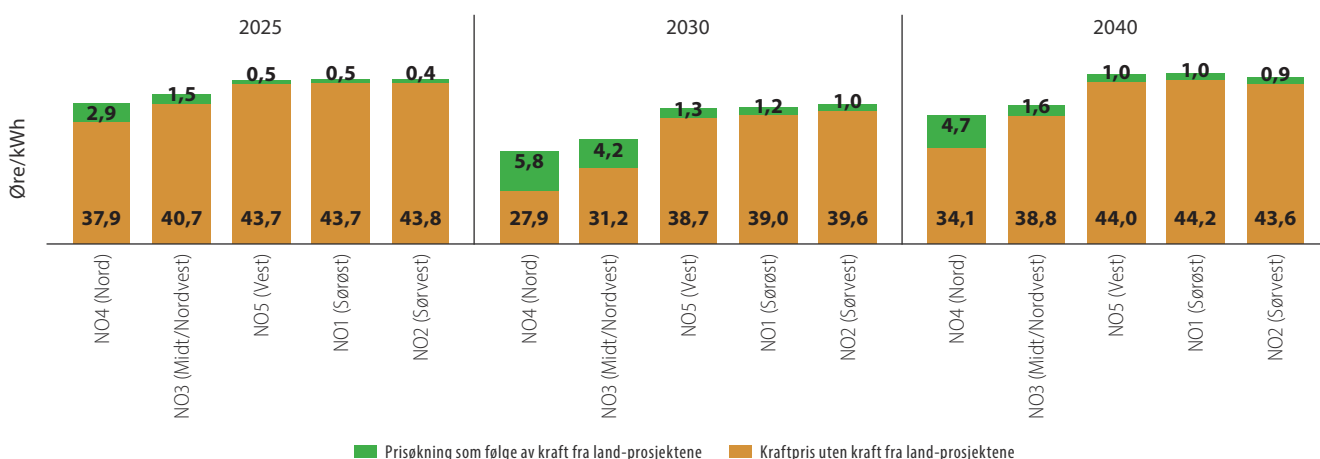
I referansebanen blir kraftprisene lavere i Nord- og Midt-Norge enn i Sør-Norge. Dette er en indikasjon på flaskehalser i nettet. Det skyldes blant annet forventninger om et stort kraftoverskudd i Nord-Norge og Nord-Sverige, som skal fraktes til forbrukstygdepunktet i sør og for å bli eksportert videre til utlandet.

Slik sett er kraft fra land prosjektene relativt gunstig plassert i kraftsystemet. Mesteparten av forbruksøkningen kommer i Nord-Norge, noe som medfører at flaskehalsene i nettet mot Sverige og sørover blir mindre. Dette innebærer at kraftproduksjonsressursene i området utnyttes mer effektivt i år og perioder med mye tilsig og lavt forbruk.

Samtidig innebærer forbruksøkningen at kraftprisene øker. Kraftprisene i referansebanen og prisøkningen som følge av kraft fra land-prosjektene er vist i Figur 6.6. Analysen viser at kraftprisen øker mest i Nord-Norge der prisen blir opp mot 5,8 øre/kWh høyere med kraft fra land-prosjektene, enn uten. Prisvirkningen i Midt-Norge er noe lavere, mens den i Sør-Norge er 0,4-1,2 øre/kWh. Prisvirkningen er størst rundt 2030, som er året med lavest kraftpriser i referansebanen. Dette skyldes at det antatte kraftoverskuddet i Norden samlet sett er spesielt stort dette året. I 2040 er prisvirkningene mindre, blant annet på grunn av at kraftforbruket på sokkelen avtar i tråd med feltets levetid.

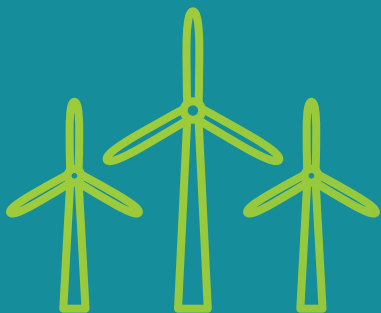
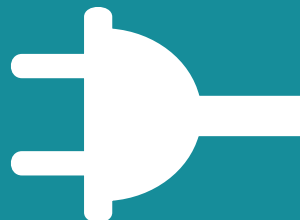
Kraft fra land-prosjektene bidrar altså til mindre prisforskjeller mellom nord og sør i Norge, gitt forutsetningene i denne analysen. Endrede kraftpriser medfører samtidig økonomiske fordelingsvirkninger mellom produsenter, forbrukere og netteier.

Økte kraftpriser bidrar også til at tiltakskostnadene for kraft fra land blir høyere. Dette er tatt hensyn til i tiltakskostnadsberegningene.



Figur 6.6 Beregnede kraftpriser i referansebanen (gul stolpe) og beregnet prisøkning (grønn stolpe) som følge av kraft fra land-prosjektene i de ulike prisområdene i Norge. (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)

7 Kort om **alternative teknologier** for kraftforsyning og utslippsreduksjon



7 Kort om alternative teknologier for kraftforsyning og utslippsreduksjon

I tillegg til kraft fra land finnes det andre løsninger for å redusere klimagassutslippene fra petroleumsinnretninger. Dette kan være både alternative metoder for kraftforsyning som erstatter turbindrift, CO₂-fangst og -lagring fra turbineksos og mer effektiv utnyttelse av energien som produseres i gassturbinene. Noen tiltak er i bruk eller planlegges tatt i bruk, mens andre tiltak krever videre utvikling og testing før de kan tas i bruk.

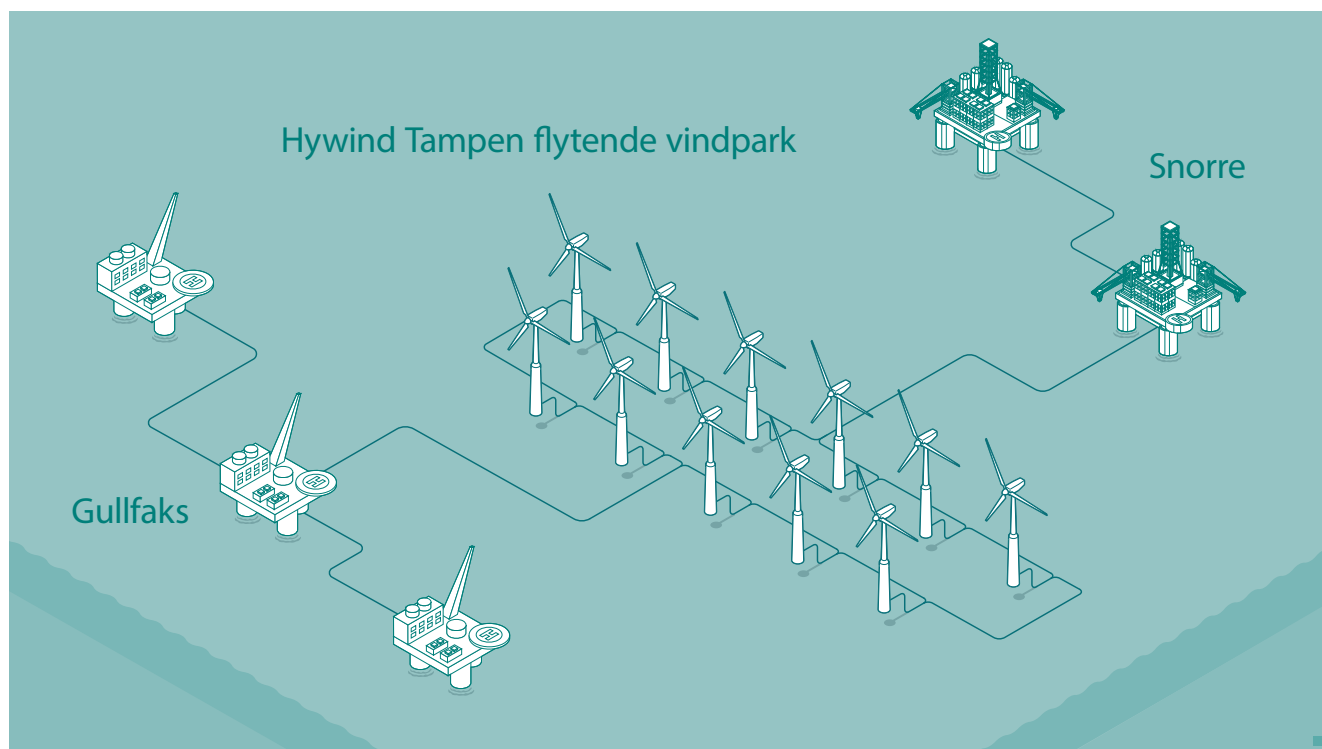
7.1 Kraft fra havvind

Her omtales havvind som et tiltak for å forsyne petroleumsinnretninger med kraft. Havvind kan være både bunnfaste og flytende innretninger. Hywind Tampen er en flytende vindpark som skal plasseres i Tampen-området i den nordvestlige delen av Nordsjøen. Det ble levert en utbyggingsplan for prosjektet i 2018 og det planlegges oppstart i 2022. Parken skal bestå av elleve turbiner på 8 MW hver med en samlet kapasitet på 88 MW. Seks av de elleve vindturbinene

skal levere strøm til Snorre A og de resterende fem til Gullfaks A se Figur 7.1. Dette er foreløpig det eneste prosjektet i Norge der petroleumsinnretninger skal få kraft fra havvind.

Vindturbiner produserer ikke kraft når vindforholdene er utenfor vindturbinens arbeidsområde, ved for mye eller for lite vind. Derfor vil innretninger som forsynes med kraft fra havvind også være avhengig av alternativ kraftforsyning, oftest i form av gassturbiner.

Beregninger i forbindelse med Hywind Tampen viser at det foreløpig ikke er lønnsomt å forsyne petroleumsinnretninger med kraft fra flytende havvind uten støtteordninger. Dette kan imidlertid endre seg hvis det blir utviklet mer kostnadseffektive løsninger. Enkelte av feltene på sokkelen ligger i områder med relativt grunt vann, slik at det potensielt kan installeres bunnfast havvind i nærheten. Et eksempel på et slikt område er den sørlige delen av Nordsjøen. Bunn-



Figur 7.1 Hywind Tampen. (Illustrasjon: Equinor)

fast havvind er i dag vesentlig mindre kostbart enn flytende, og kan gjøre kraftforsyning med havvind mer kostnadseffektivt.

7.2 Hybride løsninger og energilagring

Et energisystem som kombinerer en hovedkilde til kraft med et energilager, kalles en hybrid løsning. I sin enkleste form er dette en gassturbin eller dieselmotor som hovedkilde til kraft, med batterier som kan lagre eller levere kraft etter behov.

Hybride løsninger kan være godt egnet i forskjellige sammenhenger. Et eksempel er dynamisk posisjonerte borerigger, der riggen holdes i ro med propeller under boring. Reservekraft kan da dekkes med en batteriløsning, noe som gir mer effektiv drift av dieselmotoren på riggen og dermed lavere utslipp. Dette er allerede tatt i bruk på noen rigger som opererer på norsk sokkel, og kan tenkes bruk på enda flere i fremtiden.

Også på forsyningsskip er hybride løsninger aktuelt. Flere forsyningsfartøy har blitt bygd om til hybrid drift. Systemet kommer spesielt til sin rett når skipet skal holdes i posisjon ved innretningen og deler av dieselkraften kan erstattes med batterikraft.

Hybride løsninger er så langt i liten grad tatt i bruk på produksjonsinnretninger, men det kan tenkes bruksområder innenfor variable laster og der det kreves reservekraft. Det kan også være aktuelt i kombinasjon med vindkraft.

Potensialet for utslippsreduksjoner ved bruk av hybride løsninger er begrenset, men løsningene kan i mange tilfeller implementeres til relativt moderate kostnader.

7.3 Hydrogen

Hydrogen kan være et alternativt energilager til batterier, men kan også potensielt være et hoved-drivstoff for elektrisitetsproduksjon i brenselcelle eller for turbindrift.

Hydrogen framstilles enten ved elektrolyse eller fra naturgass. Dersom hydrogen som framstilles fra naturgass skal brukes til å oppnå utslippsreduksjoner kreves det CO₂-fangst og -lagring.

Hydrogen er luktfri og fargeløs i atmosfærisk tilstand og den er svært eksplosiv. Fra et sikkerhetsperspektiv

er det derfor avgjørende med god tennkildekontroll og, som en siste barriere, god ventilasjon.

Det studeres løsninger hvor hydrogen blir laget ved hjelp av flytende vindturbiner og lagret i tanker på havbunnen. Da kan brenselceller installeres på innretningen for å omdanne hydrogen til elektrisitet. Dette eliminerer det plasskrevende lageret og mye av sikkerhetsrisikoen ved håndtering av hydrogen-gass.

Per i dag finnes det ingen petroleumsinnretninger som bruker hydrogen for å redusere klimagass-utslippene.

7.4 Karbonfangst fra turbineksos

CO₂ kan fanges både fra turbineksos og fra produsert gass og deretter lagres i egnede geologiske formasjoner (på engelsk «Carbon Capture and Storage», CCS). Fangst og lagring av CO₂ fra turbineksos er et alternativ til kraft fra land.

Fangstteknologien som er mest utviklet, fanger CO₂ etter forbrenningsprosessen ved bruk av aminabsorpsjonsteknologi. Denne teknologien er også testet på testsenteret på Mongstad, og er en kjent prosess med relativt moden teknologi.

Anleggene som er etablert for fangst av CO₂ fra turbineksos er store og tunge. Ingen slike anlegg har blitt koblet til innretninger på sokkelen. Fangst av CO₂ fra produsert gass benytter moden, og mer kompakt teknologi. Slik teknologi er i dag implementert til havs på Sleipnerfeltet og på land på Melkøya landanlegg. For å gjøre de mulig å fange CO₂ fra turbineksos på innretninger til havs forskes det på løsninger som er mindre og lettere enn tidligere anlegg. Likevel er dette utstyr som er relativt stort og tungt. Siden hovedkomponentene i fangstanlegget må installeres tett på gassturbinen, er det ikke mulig å sette fangstanlegget på en egen innretning.

7.5 Varmekraft

Varmekraft innebærer at varmen i eksosgassen fra gassturbiner utnyttes til å drive en kraftproduserende turbin. På denne måten utnyttes varme som ellers ville gått til spille, og det produseres mer kraft per Sm³ brenngass. Bruk av varmekraft øker dermed turbinvirkningsgraden, og gjør turbinprosessen mer energieffektiv.

Varmekraft er implementert på tre felt på norsk sokkel (Eldfisk, Snorre og Oseberg). Her var varmekraftverkene en del av innretningene da de var nye. Varmekraftverk som er kvalifisert for bruk til havs er tunge og plasskrevende, og det er sjelden at eksisterende innretninger har tilstrekkelig plass og vektkapasitet til kostnadseffektiv installasjon av denne typen løsninger. Det forskes på mer kompakte varmekraftverk som vil kunne gjøre det lettere å ta i bruk løsningen på flere felt og innretninger. Denne teknologien er imidlertid ikke ferdig utviklet.

7.6 Energieffektivisering

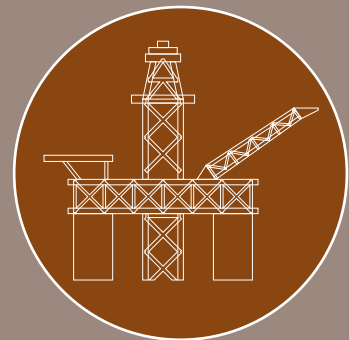
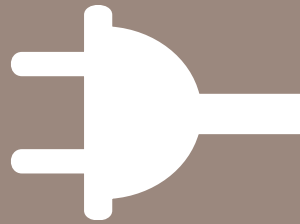
Utslippene til luft fra petroleumsnæringen kan reduseres ved å gjøre kraftproduksjonen med gassturbiner mer effektiv, eller ved å effektivisere bruken av kraft. Samlet kalles dette energieffektivisering. Energieffektivisering omfatter også energiledelse, som er et krav i henhold til forurensningsloven. Målet er å drive systemene på innretningen mest mulig effektivt og dermed redusere utslippene.

Det finnes mange muligheter for energieffektivisering. Tiltakene varierer i omfang, kompleksitet, effekt og ikke minst kostnader. Potensialet for CO₂-reduksjoner og hvilke tiltak som er aktuelle å gjennomføre på en gitt innretning, varierer også betydelig. Alderen på innretningene og resterende levetid betyr mye for effektiviseringsmulighetene. Generelt er nye innretninger mer energieffektive enn eldre, slik at energieffektiviseringstiltak kan ha størst potensiale på eldre innretninger.

To viktige satsingsområder for forskning innen energieffektivisering på sokkelen er energieffektiv prosessering og mer effektiv reservoarstyring. Det er også et potensial for energieffektivisering ved å gjøre gassturbinene mer effektive.

Energieffektivisering gjør at energien utnyttes bedre på innretningene. Dette er både god ressursforvaltning og et godt klimatiltak.

8 Hovedfunn

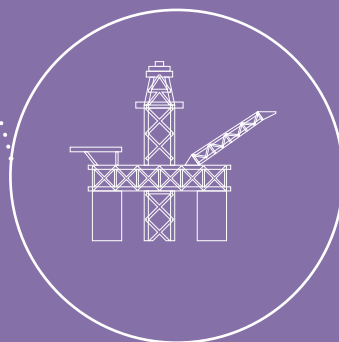
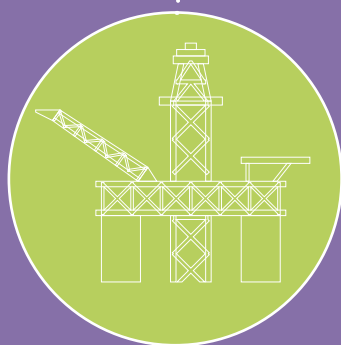


8 Hovedfunn

De viktigste funnene i rapporten er oppsummert i følgende punkter:

- **Teknologien for kraft fra land er under utvikling.** Sammenliknet med i 2008 brukes vekselstrøm nå til å overføre mer kraft over lengre avstander. Dette gjør kraft fra land-prosjekter mer kostnads-effektive, og legger til rette for at flere innretnin-ger kan få kraft fra land nå enn i 2008. Det er også utviklet teknologi som gjør det mulig å forsyne FPSO-er som har dreieskive med kraft fra land.
- **Kraft fra land gir store utslippsreduksjoner.** Det er 16 felt som har, eller har vedtatt å ta i bruk kraft fra land. Det forventes at alle disse kraftløsningene er i drift i 2023. Da kommer felt med kraft fra land til å stå for rundt 45 prosent av den totale produk-sjonen av olje og gass på sokkelen. De unngåtte utslippene fra feltene summerer seg til om lag 3,2 millioner tonn CO₂ per år.
- **Det er flere kraft fra land prosjekter som nærmer seg investeringsbeslutning.** Dersom prosjektene vedtas kan de unngåtte utslippene øke til rundt 4,9 millioner tonn CO₂ per år, og over 50 prosent av produksjonen midt på 2020-tallet kan komme til å bli drevet med kraft fra land. Prosjektene er på Troll B, Troll C, Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør, Sleipner Øst og Melkøya landanlegg. Samtli-ge av disse ser ut til å kunne få kraft fra land med tiltakskostnad under 1500 NOK per tonn CO₂.
- **De fleste modne og umodne kraft fra land pro-sjektene krever tiltak i nettet.** Elektrifisering av Melkøya landanlegg krever at det bygges en ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest. Melk-øya landanlegg, Troll B og C og Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør vil mangle redundant kraftfor-syning, gitt planlagte nettinvesteringer. Det betyr at de kobles ut ved anstrengte driftssituasjoner. Det samme vil gjelde Halten-området og Draugen fram til den konsesjonsgitte Trondheimsfjordfor-bindelsen er på plass. Kraft fra land-prosjektene vil føre til at kraftprisen i Norge øker, og at det blir mindre forskjeller i kraftpris mellom nord og sør i Norge.

Vedlegg



Vedlegg A – Mandat

Mandat for oppdatering av studien «Kraft fra land til norsk sokkel» fra 2008

I regjeringens politiske plattform (Granavoldenplattformen) kapittel 13 Olje og energi står det at regjeringen vil:

«Oppdatere «kraft fra land»-studien fra 2008 og i den forbindelse vurdere å utvide utredningskravet om kraft fra land til også å gjelde andre klimaløsninger.»

Dette mandatet omhandler første del av dette punktet, altså oppdateringen av kraft fra land-studien fra 2008 som ble gjennomført av Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet.

Olje- og energidepartementet ber med dette om at Oljedirektoratet oppdaterer Kraft fra land-studien fra 2008. Oljedirektoratet skal koordinere arbeidet med å legge fram en felles rapport fra de fire etatene.

Oppdateringen skal beskrive utviklingen og effekten av kraft fra land på norsk sokkel fram til i dag. Den oppdaterte studien skal beskrive mulighetene for, og konsekvensene av, kraft fra land-prosjekter på eksisterende felt framover. Kraft fra land blir vurdert i forbindelse med nye utbygginger på norsk sokkel og skal derfor heller ikke nå være en del av studien.

Studien skal bestå av to deler:

- 1) Utviklingen innen, og effekten av, kraft fra land på norsk sokkel fram til i dag
- 2) Gjennomgang av eksisterende felt på norsk sokkel for å vurdere hvor kraft fra land til eksisterende installasjoner er aktuelt

Nærmere om del 1 av studien som skal beskrive:

- Den faktiske utviklingen for kraft fra land til norsk sokkel, herunder prosjekter med kraft fra land som er besluttet/gjennomført siden 2008
- Utviklingen av teknologi som teknisk muliggjør og/eller reduserer kostnadene ved kraft fra land-løsning til eksisterende innretninger, samt omtale av kostnadene ved alternative løsninger som havvind og andre teknologier som kan gi lavere utslipp fra kraftforsyningen til de omfattede feltene

- Endringer i, og perspektiver for utviklingen i kraft-situasjonen (etterspørsel, kraft fra land) og kraft-nettet (nye/forsterkede linjer) siden 2008; regionalt og nasjonalt
- Utslippsreduksjoner på norsk sokkel, fordelt på kvotepliktige og ikke-kvotepliktige utslipp, som følge av kraft fra land-prosjekter som er besluttet/gjennomført. Virkemiddelbruk for å begrense utslippene skal også gis en kort omtale

Nærmere om del 2 av studien som skal inkludere:

- En gjennomgang av eksisterende felt på sokkelen i de relevante geografiske områdene for å identifisere installasjoner hvor kraft fra land, alene eller sammen med andre innretninger i området, er teknisk gjennomførbart
- En beskrivelse av muligheter og begrensninger for nye kraft fra land-prosjekter til aktuelle felt/ installasjoner og ev. nye innretninger i området, herunder grove estimater på kost/nytte
- Felt/installasjoner med kort gjenværende levetid, manglende plass-/vektkapasitet og/eller svært høye ombyggingskostnader identifiseres, men studeres ikke videre

Oppdateringen av studien skal baseres på arbeid som er gjort eller pågår i industrien for å utrede kraft fra land til eksisterende innretninger. Studien skal gi et oversiktsbilde. Utredningene skal ikke være på et detaljnivå som trengs for å ta beslutninger om gjennomføring av tiltak.

Forslag til nye tiltak og/eller virkemidler fra myndighetenes side er ikke en del av studien.

Organisering av arbeidet

Arbeidet med studien koordineres av Oljedirektoratet på samme måte som ved studien i 2008. Oljedirektoratet leder arbeidet og ber om innspill fra de andre etatene innenfor deres ansvarsområder. Rapporten skal være et fellesprodukt fra de fire etatene.

Det etableres en styringsgruppe som ledes av Oljedirektøren og har representanter fra Norges Vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet.

Rapporten ferdigstilles i løpet første halvår 2020 og leveres til Olje- og energidepartementet.

Vedlegg B – Unngåtte utslipp

Oversikt over estimerte årlige utslippsreduksjoner for CO₂ og NO_x fra innretninger med kraft fra land vises i tabell B-1 (informasjonen er rapportert av operatørselskapene).

Felt/innretning	Estimerte unngåtte utslipp (tonn/år)		Estimering på bakgrunn av	Kraft fra land (hele- eller deler av kraftbehovet fra land)	Energiløsning i tillegg til kraft fra land
	CO ₂	NO _x			
Troll A	650 000	550	Gjennomsnittlig kraftforbruk i 2018 og 2019.	Hele (kraft og varme)	
Johan Sverdrup	620 000	370	Et anslag fra når Fase II er satt i produksjon.	Fase I: Hele (kraft) Fase II: Hele (kraft og varme)	Fase I: Gassfyrte kjeler for oppdekning av varmebehov Fase II: Elektriske kjeler
Gina Krog	100 000	75	Maksimalt årlig kraftforbruk de første driftsårene. Energibehovet vil avta når gassinjeksjon avsluttes i 2026.	Hele (kraft og varme) fra 2022	Gassfyrte kjeler på Gina Krog FSO
Martin Linge	150 000	115	Gjennomsnittlig årlig kraftbehov over produksjonsperioden (RNB 2020).	Hele (kraft)	Gassfyrte kjeler for oppdekning av varmebehov
Edvard Grieg/ Ivar Aasen	250 000	200	Årlig kraftforbruk i 2018, inklusive Ivar Aasen. Kraftbehovet på Ivar Aasen er 22-25 MW	Edvard Grieg: Hele (kraft og varme) fra 2022 (Varmebehovet dekkes i dag fra turbiner med varmegjenvinning) Ivar Aasen: Hele (kraft og varme)	Edvard Grieg: Elektriske kjeler fra 2022 Ivar Aasen: Energibehovet dekkes via kabel fra Edvard Grieg
Valhall	320 000	600	Utslippsreduksjoner i lisensperioden som beskrevet i utbyggingsplanen	Hele (kraft og varme)	
Gjøa	230 000	94	Et årlig gjennomsnitt for perioden 2010 til 2033.	Deler (kraft)	En turbin for kompressor-drift med varmegjenvinning
Goliat	260 000	200	Driftserfaringer og mindre bruk av gassturbinen	Deler (kraft og varme) Hele (kraft)	Fem elektriske kjeler og en generatorturbin med varmegjenvinning som alternativt kan dekke hele varmebehovet
Ormen Lange/ Nyhamna	620 000	400	Energiplaner for Ormen Lange		Gassfyrte kjeler for oppdekning av varmebehov
Totalt alle innretninger	3 200 000	2 604			

Tabell B-1 Unngåtte utslipp

Vedlegg C – Forutsetninger for beregning av tiltakskostnader

Tiltakskostnader er beregnet på to forskjellige måter. En metode er vist i rapporten, og en metode er vist i vedlegg. Sistnevnte sikrer sammenliknbarhet med Klimakur2030. I henhold til denne metodikken blir ikke reduksjon i CO₂-utslipp diskontert. Nevneren er dermed sum av redusert CO₂-utslipp. Tiltakskostnadene som fremstilles i rapporten er beregnet med samme metodikk som er etablert praksis innenfor petroleumforvaltningen og som er dokumentert i sektorveileder for samfunnsøkonomiske analyser i petroleumssektoren. Denne finnes på Olje- og energidepartementets hjemmesider.

Her følger en oversikt over forutsetninger for beregningene.

Beregning av tiltakskostnad i rapporten

Diskonteringen av utslippsreduksjonene bygger på en antagelse om at verdien av CO₂ kan uttrykkes som en fast realpris over perioden tiltaket varer.

Tiltakskostnaden er beregnet etter samme metodikk som ble benyttet i Kraft fra land-rapporten fra 2008, og i henhold til følgende formel:

$$\frac{NOK}{\text{Tonn redusert CO}_2} = \frac{NPV (CAPEX + OPEX)_{KFL} - NPV (CAPEX + OPEX)_{OKG}}{NPV (CO_2 \text{ utslipp})_{OKG} - NPV (CO_2 \text{ utslipp})_{KFL}}$$

Hvor NPV = diskontert nåverdi før skatt
KfL = kraft fra land-alternativ
OKG = offshore kraftgenereringsalternativ

Diskontering og valg av kalkulasjonsrente

Diskonteringssatsen er en sentral parameter i beregning av tiltakskostnaden.

Petroleumsinvesteringer i forbindelse med myndighetenes behandling av utbyggingsplaner blir normalt vurdert med en realrente på 7 prosent. I samråd med Olje- og energidepartementet er det valgt å bruke 5 prosent reelt som diskonteringssats i denne analysen. Dermed er analysen direkte sammenliknbar med Kraft fra land-rapporten fra 2008.

Olje, gass og NGL priser

For å verdsette gass benyttes langsiktig gassprisen som ligger til grunn for Nasjonalbudsjettet 2020. Gassprisen er 1,97 NOK/Sm³.

I denne analysen forutsettes at frigjort gass som følge av kraft fra land vil bli solgt i markedet.

Gassen forutsettes solgt til brutto gasspris fratrukket tariffer. Netto gasspris vil dermed variere mellom de ulike feltene avhengig av hvilken eksportroute som benyttes. Det er benyttet tariffer publisert av Gassco for nye bookinger i de ulike transport- og prosesserings-systemene (se tabell C-1). Antagelsen for Norskehavet er at det er tilstrekkelig kapasitet i Åsgard Transport og Kårstø.

Område	Gasstariffer (øre/Sm ³)
Norskehavet	8
Nordsjøen – eksport i tørrgass-systemet	3
Nordsjøen ellers	7
Troll	7
Melkøya	20

Tabell C-1 Tariffer publisert av Gassco for nye bookinger i de ulike transport- og prosesseringssystemene

Kraftpriser og samfunnsøkonomisk nettleie

Kraftprisene er beregnet av Norges vassdrags- og energidirektorat. I analysen er det benyttet regionale kraftpriser for de relevante prosjektene.

	N05 (Vest)	N03 (Midt-Norge)	N02 (Sør/Sørvest)	N04 (Nord)
2025	44,2	42,2	44,2	40,8
2030	39,9	35,3	40,7	33,7
2040	45,0	40,5	44,5	38,8

Tabell C-2 Kraftpriser benyttet i analysene. Enhet: øre/kWh, reelle 2019-kroner. Det er lagt til grunn en samfunnsøkonomisk nettleie på 5 øre/kWh i analysen

Verdsetting av NO_x

Gjeldende NO_x-avgift på 22,69 NOK/kg NO_x er brukt i beregningene. Avgiften antas å være flat reelt utover i tid.

Investeringer

Estimatene er gjort av operatørene for de ulike feltene. Estimatene inkluderer påslag for usikkerhet, men estimatene har ulikt usikkerhetsspenn. Noen av estimatene er umodne og har et usikkerhetsspenn på +/-50 %, mens andre er mer modne og med mindre usikkerhetsspenn.

Driftskostnader

Estimatene er gjort av operatørene for de ulike feltene.

Utsatt produksjon som følge av midlertidig nedstengning

Hvorvidt en installasjon må stenge ned ved en ombygging av kraftanlegget vil avhenge av utformingen av den enkelte installasjon. Det er ikke gjort en verdsetting av denne effekten i denne analysen.

Skattekostnad

I tråd med sektorveileder for samfunnsøkonomiske tiltak i petroleumsvirksomheten er netto budsjettvirkning for staten tillagt en skattekostnad. Skattekostnaden uttrykker den samfunnsøkonomiske alternativverdien av de offentlige midlene som bindes opp ved å gjennomføre prosjektene.

Vedlegg D – Tiltakskostnadsberegninger med samme metode som i Klimakur 2030

For å sikre sammenliknbare tall med tiltakene som er utredet for ikke-kvotepliktig sektor i Klimakur2030^[1], er tiltakskostnadene også beregnet med samme metodikk som ble brukt der. Tabell D-1 viser tiltakskostnader for modne prosjekter i planleggingsfasen beregnet med Klimakur2030-metodikken, og med metodikken som benyttes ellers i denne rapporten, fordelt på kostnadskategoriene benyttet i Klimakur 2030.

Felt	Kostnadskategori etter samme metode som i Klimakur 2030 [NOK/tonn CO ₂]	Kostnadskategori i Kraft fra land 2020 [NOK/tonn CO ₂]
Melkøya Landanlegg	500-1500	1000-2000
Troll B og C	< 500	< 1000
Oseberg Feltsenter og Sør	< 500	< 1000
Sleipner Øst	500-1500	< 1000

Tabell D-1 Tiltakskostnader for modne prosjekter i planleggingsfasen beregnet med samme metodikk som i Klimakur 2030, og med metodikken som brukes ellers i denne rapporten

Hovedforskjellen mellom de to beregningsmetodene er at utslippene ikke diskonteres i metoden som ble benyttet i Klimakur 2030. Det vil si at utslipp i framtiden vektet likt som utslipp i dag. Et resultat av dette er at tiltak som reduserer CO₂-utslipp på innretninger hvor utslippene er høye på grunn av lang levetid, vil komme ut med en lavere tiltakskostnad. Kraft fra land til Melkøya landanlegg er et eksempel på dette.

På Draugen er det et umodent prosjekt i planleggingsfasen. Dette kommer ut med en tiltakskostnad

under 500 NOK per tonn CO₂ med metodikken brukt i Klimakur 2030.

Det andre umodne prosjektet i planleggingsfasen er i Halten-området, på feltene Åsgard, Heidrun og tilknyttede felt. For dette er det beregnet en tiltakskostnad som havner i Klimakur 2030 kategorien 500 - 1500 NOK per tonn CO₂. I denne kategorien finner vi også kraft fra land prosjektene til Ula og Ekofisk-området, som ikke studeres lenger.

Kraft fra land prosjektene til Skarv, Alvheim og Balder studeres heller ikke lenger, og kommer ut med en tiltakskostnad på over 1500 NOK per tonn CO₂ med metodikken brukt i Klimakur 2030. Det samme gjør kraft fra land til Balder, Johan Castberg og Yme, som alle har blitt vurdert og valgt bort i nylig leverte utbyggingsplaner.

I denne rapporten er diskonteringsrenten før skatt på 5 prosent, sammenliknet med 4 prosent i Klimakur 2030. I tillegg er det brukt andre kraftpriser i denne rapporten enn i Klimakur 2030. I kraftprisberegningen i denne rapporten tas det hensyn til høyere kraftetterspørsel som følge av kraft fra land-prosjektene. I kraftprisene brukt i Klimakur 2030 er det ikke tatt hensyn til økt etterspørsel som følge av klimakur-tiltakene. I tillegg brukes områdekraftpriser i kraft fra land, mens Klimakur bruker et vektet gjennomsnitt for hele Norge. Disse forskjellene er ikke korrigert for i det som beskrives som tiltakskostnader etter klimakurmetoden i denne rapporten.

^[1] Klimakur 2030, 2019, Miljødirektoratet, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat og Enova

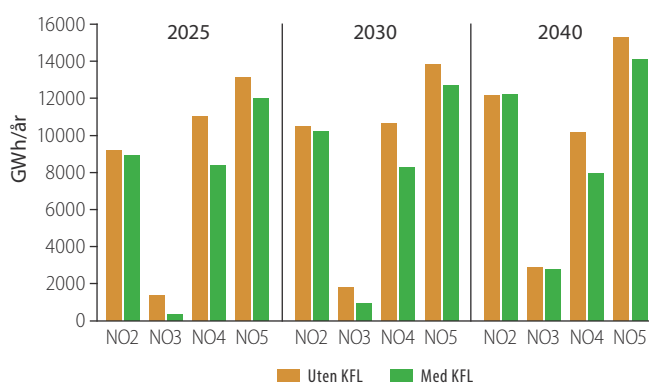
Vedlegg E – Analyse av kraftsystemet på land

Metodikk og modellverktøy

Analysen er gjennomført i kraftmarkedsmodellen Sam-nett, som simulerer kraftmarkedet med et utfallsrom på 30 ulike historiske værår. Virkningene som fanges opp er førsteordenseffekter. Vi fanger ikke opp andreordenseffekter, som at en prisøkning som følge av økt elektrifisering kan føre til at det bygges ut mer produksjon.

Utgangspunktet for analysen er basisdatasettet fra Norges vassdrags- og energidirektorats langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019, med enkelte tilpasninger: Kraftforbruket tilknyttet Melkøya og Troll B og C er tatt ut fra basisdatasettet, ettersom disse inngår i elektrifiseringsscenarioene. Forutsetningene for langsiktige kraftmarkedsanalyse er nærmere beskrevet på direktoratets nettsider¹⁵.

Regionale kraftbalanser før og etter kraft fra land-prosjektene



Figur E-1 Regionale kraftbalanser i referansebanen 2025 – 2040. (Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat)

Gjennomførte nettinvesteringer som har forbedret forsyningssikkerheten siden 2008

En ny 420 kV-ledning mellom Ofoten og Balsfjord ble satt i drift av Statnett i 2017. En ny 420 kV-ledning

videre til Skaidi er under bygging og forventes ferdigstilt i 2022. Den nye 420 kV-ledningen Ofoten-Balsfjord-Skaidi gir bedre forsyningssikkerhet nord for Ofoten til og med Vest-Finnmark.

I 2009 ble det bygget en ny 420 kV-ledning fra Midt-Norge til Sverige, Nea-Järpströmmen. Denne, sammen med en ny 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Sogn (Ørskog- Sogndal, 2016), har forbedret forsyningssikkerheten i Midt-Norge.

I 2013 ble det bygd en ny 420 kV ledning mellom Sima og Samnanger i Hordaland. Ledningen har forbedret forsyningssikkerheten i Bergen og resten av Hordaland nord for Hardangerfjorden.

Det er også satt i drift nye transmisjonsnettledninger mellom Kollsnes og Lindås (Mongstad) (ferdigstilt 2016) og mellom Lindås og Steinsland (ferdigstilt 2019) Disse ledningene har bidratt til økt forsyningssikkerhet innad i Bergens-området. Planer om økt forbruk, blant annet på Kollsnes, og nedleggelse av Energiverk Mongstad fra årsskiftet 2019/2020, vil imidlertid øke overføringsbehovet inn til området og redusere forsyningssikkerheten, med mindre det gjøres tiltak.

Utenlandsforbindelser som er satt i drift siden 2008

I 2008 ble en kabelforbindelse mellom Norge og Nederland, NorNed, med kapasitet på 700 MW, satt i drift. En fjerde kabelforbindelse mellom Norge og Danmark, med kapasitet på 700 MW ble satt i drift i 2015. I tillegg er Statnett i ferd med å ferdigstille to utenlandsforbindelser til henholdsvis Tyskland og Storbritannia. Begge har en kapasitet på 1400 MW og er planlagt satt i drift i henholdsvis 2020 og 2021. Med disse på plass vil Norge ha en total utvekslingskapasitet mot utlandet på 9000 MW.

¹⁵ <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/?ref=mainmenu>

Vedlegg F - HMS ved kraft fra land

I 2018 ble det gjennomført et kunnskapsutviklingsprosjekt hvor en så på HMS effekter, konsekvenser og muligheter ved ekstern kraftforsyning til petroleum-sinnretninger.

Prosjektet ble gjennomført for å gi et bredere grunnlag for å vurdere kraft fra land opp mot tradisjonelle løsninger med egenprodusert kraft. I prosjektet ble det innhentet informasjon fra fire operatører av innretninger som har kraft fra land eller fra annen innretning. Erfaringer med ekstern kraftforsyning ble gjennomgått systematisk og sammenlignet med tradisjonelle løsninger med gassturbiner.

Logistikk, bemanning og overnattingskapasitet

Behovet for tilgjengelig personelltransport, sengekapasitet og dekkareal for utstyr vil være stort uansett om elektrifisering blir aktuelt eller ikke. Andre prioriterte prosjekter og modifikasjoner kan sørge for full utnyttelse av nevnte kapasitet. Det er ofte et vedvarende behov for å gjennomføre flere ombygginger på de eksisterende innretningene enn det som vil være praktisk gjennomførbart. Elementer som her spiller inn vil være:

- Tilgjengelighet av ressurser i markedet for gjennomføring av modifikasjoner
- Prioritering mellom viktige modifikasjoner med bidrag til økt verdiskapning, økt sikkerhet og bedring av miljø
- Utnyttelse av boligkvarterkapasitet og kostnader forbundet med bruk av flotell
- Utnyttelse av nattarbeid

Logistiktjenester for transport av materiell og personell bør være håndterbart, men det må poengteres at de fleste eldre innretningene begynner å få svært begrenset plass til materiell og utstyr. Dette betyr at tilgjengelig dekksplass for håndtering av materiell kan være en begrensende faktor for sikkerhetsmessig forsvarlig gjennomføring.

Redusert bemanning som følge av redusert vedlikehold vil bidra til et lavere personrisikonivå på innretningene og færre timer i helikopter, som fremdeles er en av de mest risikofylte aktiviteter i petroleumsvirksomheten.

Kran- og løfteoperasjoner

Modifikasjonsarbeidet vil innebære enkelte relativt tunge løft i forbindelse med installasjon av nytt utstyr og nye moduler, samt eventuell fjerning av turbineneheter. God planlegging, og eventuell nedstengning av produksjonen gjør det mulig å håndtere risikøkning knyttet til slikt arbeid.

Vedlikeholdsbehov

Vedlikeholdsbehovet for gassfyrte kraftverk og kompressordrift er i utgangspunktet svært ressursintensivt. Ved både hel- og delelektrifisering vil fjerning eller preservering av gassturbineneheter medføre reduksjon i vedlikeholdsbehovet. Dette vil også medføre en dreining fra mekanisk vedlikeholdsintensive utstyrskomponenter til mindre vedlikeholdsintensive elektro- og instrumenteringskomponenter. Videre vil dette medføre at behovet for lokal kompetanse på mekaniske komponenter vil måtte erstattes med kompetanse på elektro- og instrumenteringskomponenter og -styringssystemer.

Anslagsvis opp mot 10 prosent av tidsforbruk til vedlikehold og inspeksjon av roterende utstyr med tilhørende hjelpesystemer kan trolig elimineres ved tilførsel av elektrisk kraft utenfra og overgang fra turbindrift til elektrisk drift av kompressorer (helelektrifisering).

I forbindelse med studien *HMS effekter, konsekvenser og muligheter av ekstern kraftforsyning til petroleum-sinnretninger*, hvor erfaringer fra fire innretninger med ekstern kraftforsyning ble kartlagt, fremkom følgende resultater for vedlikehold.

Vedlikeholdet på de undersøkte innretningene vurderes å være klart enklere og billigere enn det ville vært med egen kraftstasjon om bord. Dette kommer av at det ikke finnes store gassturbiner med tilhørende utstyr som skal vedlikeholdes. Av dette følger det også et behov for mindre personell om bord. Innspart personell varierer mellom de undersøkte innretningene, men vurderes til ca. 1 - 5 færre årsverk totalt pr. innretning. Vedlikeholdet av det elektriske utstyret som kommer som resultat av kraft fra land (inkludert DC/AC omformere der dette er aktuelt, sjøkabelen, inntrekkingsrør osv.) er mindre omfattende enn det som er tilfelle når man har egen kraftstasjon.

Mye av vedlikeholdet, prøvetaking og ettersyn kan også gjøres mens anlegget er i drift eller gjøres som en del av annet vedlikehold som likevel må gjøres. De undersøkte innretningene har reservekraftgeneratorene som må vedlikeholdes, noe som ikke finnes i referansecaset. Det er normalt vedlikeholdsprogram på reservekraftgeneratorene, men det er mindre vedlikehold enn på normale hovedgeneratorer i et anlegg med egen kraftstasjon. Dette siden reservekraftgeneratorene er lite i drift i forhold til tradisjonelle hovedgeneratorer.

Sammenlignet med et tradisjonelt anlegg med egen kraftstasjon er det derfor vesentlig mindre vedlikehold på generatorer og drivmaskiner på de undersøkte anleggene. For anlegg som har AC-kabel er det betydelig mindre avhengighet av leverandører i forbindelse med vedlikehold enn på innretninger med egen kraftstasjon. Mye av vedlikeholdsarbeidet kan gjøres av eget personell. For anlegg med DC-kabel gjør operatøren det meste av vedlikeholdet selv, men det er nødvendig at leverandørens personell gjør noe av det spesialiserte vedlikeholdsarbeidet på omformerstasjonene under nedstengninger. På en av de undersøkte innretningene er det nødvendig å drifte HVDC-utstyr lenger mellom hver vedlikeholdsstans enn det som leverandørene i utgangspunktet ønsker. Anlegget driftes opp til 3 år mellom hver gang det stanses. Erfaringen så langt er imidlertid at dette fungerer bra.

Layout og områdeklassifisering

Ved fjerning av lokal kraftgenerering vil omfanget av klassifisert område om bord på innretningene bli en del redusert. Det vil imidlertid være behov for arealer for bygging av nye distribusjonssystemer for elektrisk kraft og nye styresystemer. Disse må installeres og ferdigstilles parallelt med normal drift av eksisterende systemer for å redusere nedetid ved omlegging fra lokalkraft til landkraft. Nytt utstyr vil også i stor grad plasseres i skjermede uklassifiserte områder med nødvendig overvåkning og ventilasjon. Ved ombygginger/nye installasjoner er det viktig at en gjennomgår og oppdaterer materialhåndteringsprinsippene for å ha sikre løfteoperasjoner.

Tennkilder

Gassturbiner og andre forbrenningsmaskiner utgjør en viktig tennkilde på innretningene. Gass på avveie kan bli sugd inn gjennom maskineriets luftinntak å forårsake en antenning, eller gass kan antennes dersom den kommer i kontakt med varme overflater på maskineriet. Antenning av større gasskyer kan i verste

fall medføre storulykker med tap av liv, skade på ytre miljø og tap av økonomiske verdier.

Det er derfor av klar betydning for risiko på innretningene at turbiner fjernes. Omfanget av forbedringen er langt på vei avhengig av antall turbiner, men som en typisk verdi kan en anslå at om lag 10 prosent av risiko knyttet til brann og eksplosjon kan fjernes. Dette forutsetter helelektrifisering, mens delelektrifisering vil gi en noe mindre reduksjon.

Gasslekkasjer

Fjerning av gassturbiner bør normalt kunne bidra til reduksjon i antall gasslekkasjer. Gassturbindrift introduserer en rekke mulige lekkasjekilder og i tillegg krever gassturbiner mye vedlikehold. Vedlikeholdsaktivitetene representerer en betydelig risiko for mulige lekkasjer. Når turbiner fjernes (eller preserves) på innretningene innebærer det at en ikke trenger brenngasssystemer, som derfor kan kobles fra.

Brenngass

Systemene for brenngass på innretningene er rørsystemer med begrenset, men fortsatt betydelig overtrykk, som kan gi en sky av gass og mulig eksplosjon som resultat fra en lekkasje. Spesielt for brenngass er at rørføringen med begrenset dimensjon ofte er relativt sårbar med hensyn til mekaniske påkjenninger. De er derfor mer utsatte for vibrasjoner og utmatting enn andre hydrokarbonførende rør.

Samlet sett er antall gasslekkasjer med lekkasjerate i et område der en regner med potensial for storulykke nå ned imellom 6 og 10 per år samlet for alle innretninger på norsk sokkel. Det er derfor ikke statistisk grunnlag til å drøfte gasslekkasjer fra brenngass. Det har vært få store lekkasjer av brenngass (lekkasjerate > 0.1 kg/s) de senere år, men mindre lekkasjer oppstår med større frekvens. Anslagsvis kan en anta at årlig frekvens av betydelige gasslekkasjer vil reduseres noe når brenngasssystemene kobles fra. Dette forutsetter helelektrifisering, mens delelektrifisering vil gi mindre reduksjon. Dersom en vurderer alle gasslekkasjer uavhengig av størrelse kan en anslagsvis regne med en reduksjon i størrelsesorden 5 prosent.

Eksplosjon og brann i elektrisk utstyr

I kraft-fra-land-systemer opptrer AC-spenninger i området 70 kV og høyere. Transformatorer med viklingsspenninger i dette området er oljefylte.

Oljefylte transformatorer er normalt vurdert å være svært driftssikre, men i forbindelse med interne feil hender det at disse har eksplodert eller fått lekkasjer som har ført til brann. Det er viktig å gjøre grundige vurderinger av brann- og eksplosjonsfare ved plassering av denne typen transformatorer på innretninger. Transformatorene som inngår i kraft-fra-land-systemer blir typisk brannsikret ved at man har dreneringsanlegg for oljen (som fjerner noe av det brennbare materialet, men ikke alt) og fastmontert vanntåkeanlegg.

Det finnes utstyr for hurtig trykkavlastning av transformatorer for å forhindre eksplosjon. Denne type sikkerhetsutstyr er så langt ikke benyttet på innretninger på norsk sokkel.

Leveringspålitelighet

For å sikre god leveringspålitelighet for strøm til petroleumsinnretningene er det viktig at feil i kraftforsyningssystemet repareres raskt. Både sjøkabler og transformatorer har lav feilfrekvens, men lange reparasjonstider utgjør en risiko for leveringspåliteligheten i et kraft fra land system. Transformatorer er tunge og krever løftefartøy i noen tilfeller. I tillegg er det lang leveringstid fra leverandør der produksjonstiden er flere måneder. Feil i sjøkabler krever fartøy som er utstyrt for å kunne kappe, hente opp, skjøte og reparere samt legge ned kabel. For innretninger som har kraft fra land er det vanlig å ha reserve-transformator(er) og reservelengde(r) av kabler liggende på lager.

Fjerning

Fjerning/ decommissioning av innretninger med ekstern kraftforsyning vil sannsynligvis bli enklere enn det ville vært dersom de hadde hatt egen kraftstasjon om bord. Dette fordi det sannsynligvis vil være mulig å ha strømforsyning tilgjengelig uten bruk av midlertidige generatorer helt frem til plattformen skal fjernes. Det er usikkert om sjøkablene som ligger mellom land og innretningene må fjernes eller om de kan etterlates. Valg av disponeringsalternativ må avgjøres i hvert enkelt tilfelle på bakgrunn av en bred vurdering der kostnader ses i forhold til konsekvensene for miljøet, fiskeriene og andre brukere av havet, og hensyn tas til blant annet internasjonale vedtak og retningslinjer.

Arbeidsmiljø

Innretninger til havs er preget av stor tetthet av tungt roterende utstyr som er kilder til støy og vibrasjoner. Gassturbiner er således en viktig støy og vibrasjonskilde og bidrar til støyeksponering for prosessoperatører og vedlikeholdspersonell. Til tross for at det gjennomgående er etablert god praksis for bruk av hørselvern rapporteres det om relativt mange støyskader. Fjerning av gassturbiner vil derfor kunne være en bidragsyter til å redusere risiko for varige skader. Det forutsettes at nytt elektrisk utstyr som erstatter mekanisk roterende utstyr kan utformes slik at det er begrenset støy og vibrasjoner fra utstyret.

Det er et potensial for elektromagnetisk stråling i nærområdet rundt utstyr for omforming og distribusjon av høyspenning, men det er usikkert hva denne type stråling representerer av risiko for skade eller sykdom. Det forutsettes at alt slikt utstyr kan beskyttes i nødvendig grad, slik at strålingsfaren til nærområdet kan elimineres eller reduseres sterkt. Elsikkerheten ivaretas ved at kun autorisert personell vil ha adgang til utstyret under drift og ved eventuelt arbeid på slikt utstyr vil det normalt måtte stenges ned.

Forholdsregler i forhold til elektromagnetisk stråling fra utstyr for omforming på eksisterende og nye innretninger er vurdert detaljert i andre prosjekter. Det har ikke vært konkludert med at slik stråling skaper utfordringer som ikke kan løses.

Det har de siste årene vært fokus på eksponering for oljedamp og mulige dekomponeringsprodukter fra turbinoljer når disse kommer i kontakt med varme overflater. Det er usikkerhet om helserisiko knyttet til dette, men det er et potensielt problem som elimineres ved bruk av kraft fra land.

Ved visse uheldige vindretninger vil det på mange innretninger være et problem at en trekker luft som er forurenset med eksos inn i ventilasjonssystemer. Dette kan i enkelte tilfeller være til stor sjanse for personell og det kan i verste tilfeller innebære en helserisiko. Den største bidragsyteren til slike eksosutslipp på faste innretninger er gassturbinene. Når gassturbiner fjernes, kan en derfor også oppnå

bedre luftkvalitet på en del innretninger. Kraft fra land kan medføre at behovet for bruk av faste og midlertidige dieselgeneratorer reduseres, da kan en også oppnå reduksjon av dieseleksos.

Det er forskjell i eksponering for helseskadelige kjemikalier for en innretning med egen kraftstasjon om bord sammenlignet med en innretning med ekstern kraftforsyning. Dette kommer først og fremst fra håndtering av rensemidler og smøremidler til turbiner, dieselmotorer og generatorer.

Vurdert under ett vil elektrifisering medføre et forbedret arbeidsmiljø med redusert risiko for skade og sykdom.

Vedlegg G – Forkortelser

AC	Alternating Current
DC	Direct Current
HVDC	High Voltage Direct Current
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
MVA	Megavoltampere
kV	Kilovolt
Hz	Hertz
TWh	Terawatttime
RNB	Revidert Nasjonalbudsjett
PUD	Plan for Utbygging og Drift
IKT	Informasjons- og Kommunikasjonsteknologi
FPSO	Floating Production Storage Offloading
LNG	Liquified Natural Gas
CCS	Carbon Capture and Storage
BAT	Best Available Technique
OD	Oljedirektoratet
Mdir	Miljødirektoratet
NVE	Norges Vassdrags- og energidirektorat
Ptil	Petroleumstilsynet
OED	Olje- og energidepartementet
EU	European Union
EU-ETS	European Union Emission Trading Scheme
CO ₂	Karbondioksid
NO _x	Nitrogenoksid
SO _x	Svoveloksider
SO ₂	Svoveldioksid
NH ₃	Ammoniakk
CH ₄	Metan
VOC	Volatile Oil Components
NMVOC	Non Methane Volatile Oil Components

