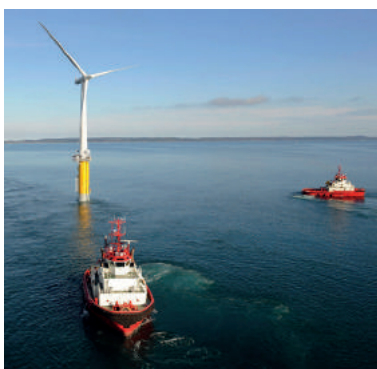

Klima

- norsk sokkel i endring

KonKraftrapport 2016 - 2



Om KonKraft

KonKraft er en samarbeidsarena for Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurransevne, slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring.

Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.

Rådets medlemmer:

- Gerd Kristiansen, leder av Landsorganisasjonen i Norge (LO)
- Karl Eirik Schjøtt-Pedersen, administrerende direktør Norsk olje og gass
- Stein Lier-Hansen, administrerende direktør Norsk Industri
- Sturla Henriksen, administrerende direktør Norges Rederiforbund
- Jørn Eggum, leder av Fellesforbundet
- Frode Alfheim, nestleder Industri Energi
- Arne Sigve Nylund, konserndirektør Utvikling og Produksjon Norge, Statoil
- Tor Arnesen, administrerende direktør, Norske Shell
- Jan Arve Haugan, administrerende direktør, Kværner
- Jan Skogseth, administrerende direktør, Aibel
- Jakob Korsgaard, administrerende direktør, Mærsk
- Odd Strømsnes, administrerende direktør, Technip

Arbeidsutvalgets medlemmer:

- Erling Kvadsheim, Norsk olje og gass
- Turid Øygard, Norsk olje og gass
- Torbjørn Giæver Eriksen, Norsk olje og gass
- Hans Petter Bøe Rebo, Norsk Industri
- Runar Rugtvedt, Norsk Industri
- Thomas Saxegaard, Norges Rederiforbund
- Georg Oftedal, Norges Rederiforbund
- Olav Lie, LO
- Jørn Prangerød, Fellesforbundet
- Johnny Håvik, Industri Energi

KonKrafts sekretariat:

- Roger Pedersen, sekretariatsleder KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver KonKraft

Utgitt av KonKraft august 2016
Layout: HK Reklamebyrå Tromsø
Trykk: Lundblad, Tromsø
Foto forside: Statoil ASA
ved Øyvind Hagen og Harald Pettersen,
Ulstein Group/ Marius Beck Dahle



Innholdsfortegnelse

1. Innledning	6
1.1. Klimautslippene må ned	6
1.2. Norsk petroleumsnæring bidrar gjennom lavt karbonavtrykk og teknologiutvikling	7
1.3. Næringslivet sentral del av fremtidens lavutslippssamfunn	8
1.4. Veikart for norsk sokkel	10
1.5. Norsk sokkel i endring	11
1.6. Rapportens innhold	13
2. Konklusjoner og anbefalinger	14
2.1. Konklusjoner	15
2.2. Anbefalinger	17
3. Den doble klima- og energiutfordringen	20
3.1. Klimautfordringen	20
3.2. Energiutfordringen	20
3.2.1. Energiforbruket i 2040 vil være høyere enn i dag	21
3.2.2. En stadig større andel av energien vil brukes utenfor OECD	22
3.2.3. Fossil energi dominerer fortsatt energimiksen i 2040	23
4. Klimapolitiske rammer	26
4.1. Internasjonale klimaforhandlinger: Paris-avtalen	26
4.2. EUs energi- og klimapolitikk	27
4.2.1. EUs kvotesystem	27
4.2.2. Energiunionen	27
4.2.3. EUs strategier om forsyningssikkerhet for gass	28
4.2.4. EUs veikart 2050	29
4.3. Norske klimaforpliktelser	30
5. Petroleumssektorens klimautslipp	32
5.1. Norske nasjonale klimautslipp	32
5.2. Petroleumsindustriens utslipp av CO ₂	35
5.3. Fremtidige utslipp	39
5.3.1. Utslippsanslag for skipsfarten	41

6. Olje og gassens rolle i omstillingen til lavutslippssamfunnet	42
6.1. Norge som eksportør av petroleum	42
6.2. Lavt klimaavtrykk for norsk petroleum	43
6.2.1. Nærhet til marked har betydning for klima	46
6.3. Klimautslipp fra sluttbrukere	48
6.4. Oljens rolle i Europa	49
6.4.1. Olje er mer en drivstoff	49
6.5. Naturgassens rolle i Europa	50
6.5.1. Energisamarbeid mellom Norge og EU	50
6.5.2. Samarbeid mellom gass- og fornybarindustrien i Europa	51
6.5.3. Naturgassens markedsområder	51
6.6. Naturgass som systempartner til fornybar energi	52
6.6.1. Gasskraftens rolle og konkurranseevne	52
6.6.2. Gassinfrastrukturens betydning	53
6.7. Petroleumsteknologi for lavutslippssamfunnet	55
7. CO ₂ -fangst og -lagring (CCS)	56
7.1. CCS er et kostnadseffektivt klimatiltak	56
7.2. CCS kjeden – og bruk av CO ₂ i dag	56
7.3. Virkemidler for å sikre videre utbredelse av CCS	57
7.3.1. Støtteordninger i en demonstrasjons-/pre-kommersiell fase	58
7.4. Norske erfaringer og kompetanse innen CCS-teknologi	59
7.4.1. Gassnova	60
7.4.2. Teknologisentret på Mongstad (TCM)	60
7.4.3. CLIMIT	61
7.4.4. Ledende FoU aktører innen CCS i Norge	61
7.4.5. IEA Greenhouse Gas R&D Programme	61
7.4.6. Internasjonale initiativ	61
7.5. Utvikling av CCS i Norge i årene som kommer	61
7.5.1. CO ₂ -fangst	61
7.5.2. Rør- og skipstransport	62
7.5.3. CO ₂ lagring på norsk sokkel	62
7.5.4. Mulighetsstudier av fullskala CO ₂ -håndtering i Norge	64
7.6. Nødvendig teknologi og industrielle muligheter	65
8. Energieffektivisering i petroleumssektoren	66
8.1. Innledning	66
8.2. Energiledelse	66
8.3. Energieffektivisering	67
8.3.1. Gassturbinene på norsk sokkel	69
8.3.2. Utnyttelse av eksosvarmen fra gassturbiner	71
8.3.3. Energieffektivisering i boring og brønn	72
8.3.4. Energieffektivisering og økende vannproduksjon	74
8.4. Fortsatt viktig fokus	74

9. Alternative energiløsninger	76
9.1. Kraftforsyning fra land	76
9.1.1. Installasjoner med kraftforsyning fra land	76
9.1.2. Konsekvenser for kraftforedlende industri	80
9.1.3. Lønnsomhet	80
9.1.4. Et fornuftig klimatiltak i et globalt perspektiv?	84
9.2. Kraftforsyning fra vind	84
9.3. Brenselceller som ny kraftforsyning?	87
9.4. CCS offshore og hydrogen	89
9.4.1. Hydrogen som en ny verdikjede for norsk sokkel?	90
9.4.2. Hydrogen som brenngass i turbiner	90
9.4.3. Hydrogen som resultat av brensel-celle teknologi	90
9.5. Geo-energi	91
10. Andre områder for utslippsreduksjoner på norsk sokkel	92
10.1. Lavutslippsløsninger i maritim sektor	92
10.2. Utslippsreduksjoner gjennom energilagring	98
Vedlegg	100
1. Veikart for norsk sokkel	100

FORKORTELSER

IPCC	FNs klimapanel
IEA	Det internasjonale energibyrået
COP21	FNs klimakonferanse i Paris 2015
INDC	Landenes foreløpige klimaløfter til Pariskonferansen
EU ETS	EU emissions trading system (EUs system for klimakvoter)
EØS	Det europeiske økonomiske samarbeidsområdet
CCS	Karbonfangst (CO ₂) og lagring (CO ₂ -håndtering)
CCUS	Karbonfangst, bruk og lagring (CO ₂ -håndtering)
IMO	Verdens Maritime Organisasjon
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
LNG	Liquefied natural gas (flytende naturgass)
kWh	kilowatt timer
MW	Megawatt
MWh	Megawatt timer
GWh	Gigawatt timer
TWh	Terrawatt timer
SO _x	Svoveloksider
NO _x	Nitrogenoksider
CH ₄	Metan
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser (utenom metan)
MtCO ₂	Millioner tonn CO ₂
GWP	Globalt oppvarmingspotensiale av en klimagass
GHG	Engelsk for gasser med klimaeffekt
BNP	Bruttonasjonalprodukt
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
CO ₂ -ekvivalenter (CO ₂ e.q.)	CO ₂ -ekvivalent er en enhet som brukes i klimaregnskap og tilsvarer effekten en mengde CO ₂ har på den globale oppvarmingen over en gitt periode, vanligvis 100 år. Det finnes flere typer drivhusgasser, og utslipp av disse gassene omregnes til CO ₂ -ekvivalenter i henhold til deres oppvarmingspotensial.

OMREGNINGSTABELL

1 Sm ³ olje	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	1,0 Sm ³ o.e.
1000 Sm ³ gass	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	1,9 Sm ³ o.e.

Gass

1 kubikkfot	1 000,00 Btu
1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje

1 Sm ³	6,29 fat
1 Sm ³	0,84 toe
1 tonn	7,49 fat
1 fat	159,00 liter
1 fat/dag	48,80 tonn/år
1 fat/dag	58,00 Sm ³ per år

1. Innledning

Klimaproblemet er en av vår tids aller største utfordringer. På FNs klimatoppmøte i Paris i 2015 ble alle FNs medlemsland enige om at det er nødvendig å gjennomføre tiltak som hindrer at den globale oppvarmingen overstiger 2 grader celsius. Landene ble også enige om å tilstrebe og begrense temperaturøkningen ned mot 1,5 grader. Realisering av målene fra Paris-avtalen krever store endringer i de globale energisystemene. De globale utslippene må kuttes kraftig mot 2050, og i god tid før utgangen av dette århundret er ambisjonen å gjøre verden karbonnøytral. Samtidig etterspør en voksende befolkning stadig mer energi og energirelaterte produkter. Tilgang på energi til overkommelige priser er en viktig forutsetning for verdiskaping, vekst og velstand. En sunn økonomisk utvikling er også en forutsetning for at verden skal makte den omstillingen som det doble klima- og energiproblemet krever.

En viktig hensikt med denne rapporten er å beskrive hvordan norsk petroleumsnæring arbeider med å redusere klimautslippene. I tillegg ønsker en å beskrive hvilke fremtidsmuligheter for vekst og utvikling som ligger i å implementere gode klimалøsninger med utgangspunkt i den kompetansen som den norske petroleumsnæringen besitter.

Petroleumsnæringen er en kapitalintensiv næring med et langt tidsperspektiv. Næringen vil bare være levedyktig på lang sikt ved å utvikle teknologi og løsninger som er tilpasset de rammene som det fremtidige lavutslippssamfunnet vil sette.

Rapporten skal være en faktabasert bidragsyter i diskusjonene rundt petroleumsindustriens rolle på kort og lang sikt. Målet er å løfte fram teknologiske muligheter og viktige sammenhenger, samt beskrive næringens synspunkter på hvilke prioriteringer som bør gjøres ved utformingen av den fremtidige energi- og klimapolitikken.

Det framtidige lavutslippssamfunnet formes gjennom et dynamisk samspill mellom teknologisk utvikling,

politiske rammebetingelser og markedsløsninger. For eksempel påvirkes den teknologiske utviklingen av de rammene og insentivmekanismene som politikken setter, mens informasjon og forventninger om nye teknologiske løsninger er med på å påvirke politiske prioriteringer. Energimarkedene er under sterk innflytelse av energi- og klimapolitiske reguleringer, noe som kan gi utilsiktede virkninger dersom de utformes på en uheldig måte. Det er også et mål at denne rapporten skal kaste lys over dette samspillet og på den måten være et konstruktivt bidrag til den offentlige debatten rundt norske energi- og klimapolitiske prioriteringer.

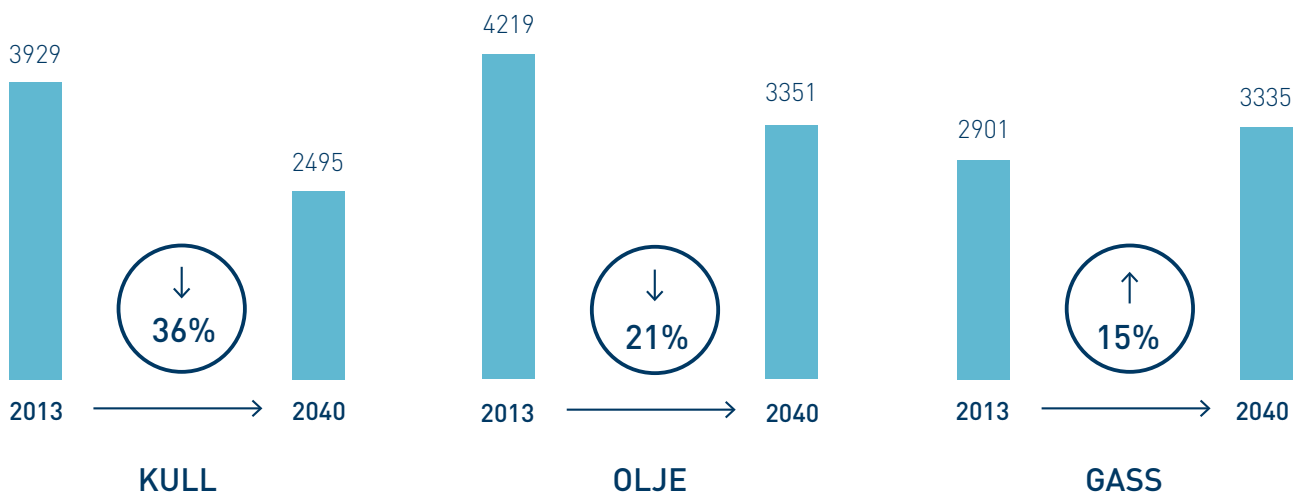
1.1.

KLIMAUTSLIPPENE MÅ NED

En svært høy andel av de globale klimautslippene skyldes bruk av fossile energikilder, som i dag står for over 80 prosent av det globale energiforbruket. I IEAs "450 Scenario"¹ vil fossile energikilder stå for anslagsvis 60 prosent av det globale energiforbruket i 2040. Etterspørselen etter naturgass forventes å øke med 15 prosent, mens etterspørselen etter olje og kull forventes å reduseres med henholdsvis 20 og 40 prosent. Paris-avtalen bygger også på en forståelse av at den globale økonomien i lang tid framover vil trenge fossile energikilder. Det er derfor essensielt at produksjon, transport og bruk av fossile energikilder gir så lave utslipp av klimagasser som mulig, som ved å skifte til de fossile energikildene som har lavest karbonavtrykk, det vil si fra kull til gass. I tillegg må et kontinuerlig og målbevisst arbeid med å utvikle ny teknologi for reduserte utslipp fra leting, produksjon, transport og bruk sikres.

¹ I 450 ppm scenariet til IEA er det forventet at verden unngår en temperaturøkning over 2 grader Celsius i forhold til førindustriell tid.

Figur 1.1.

Kull, olje og gassforbruk i 450 ppm scenariolet² til IEA (Kilde: WEO 2015. IEA)

En betydelig del av omstillingen mot lavutslippssamfunnet må skje ved at nye energikilder erstatter fossile brensler og produkter. Denne omstillingen vil ta tid og på en del områder finnes det ennå ikke gode alternativer. Regionale og geopolitiske faktorer påvirker også hvor raskt det er mulig å omstille energisystemet og produkter, og alle fossile energikilder og produkter kan ikke sidestilles. Det er en betydelig klimagevinst ved å erstatte kull med naturgass for elektrisitetsproduksjon. Arbeidet med å utvikle ny teknologi som kan utnytte energikilder mer effektivt, må intensiveres. Det samme gjelder teknologier og metodikk for å minimalisere utslipp fra fossile energikilder. Dette vil gi løsninger med rom for et betydelig innslag av petroleum i et karbonnøytralt globalt energisystem også på lang sikt.

nye løsninger for lavere energiforbruk og lavere utslipp. Norske olje- og gasselskaper og leverandørbedrifter har kompetanse, teknologi og driftsformer som både gir lave utslipp i Norge og som bidrar til utslippskutt andre steder ved at våre lavutslipps- og energieffektive løsninger tas i bruk internasjonalt.

Norge har for eksempel gjennom de siste 10-15 årene satset store ressurser på forskning og utvikling av karbonfangst og lagring (CCS). Snøhvit og Sleipner er velkjente eksempler på CO₂-lagring offshore. I denne satsningen har olje- og gasselskaper med virksomhet i Norge arbeidet sammen med teknologileverandører og forskningsinstitusjoner for å kvalifisere CCS-teknologi. Det er en bred oppfatning hos blant andre FNs klimapanel og IEA at CCS må tas i bruk i stor skala for å nå målet om karbonnøytralitet i dette århundre.

1.2.

NORSK PETROLEUMSNÆRING BIDRAR GJENNOM LAVT KARBONAVTRYKK OG TEKNOLOGIUTVIKLING

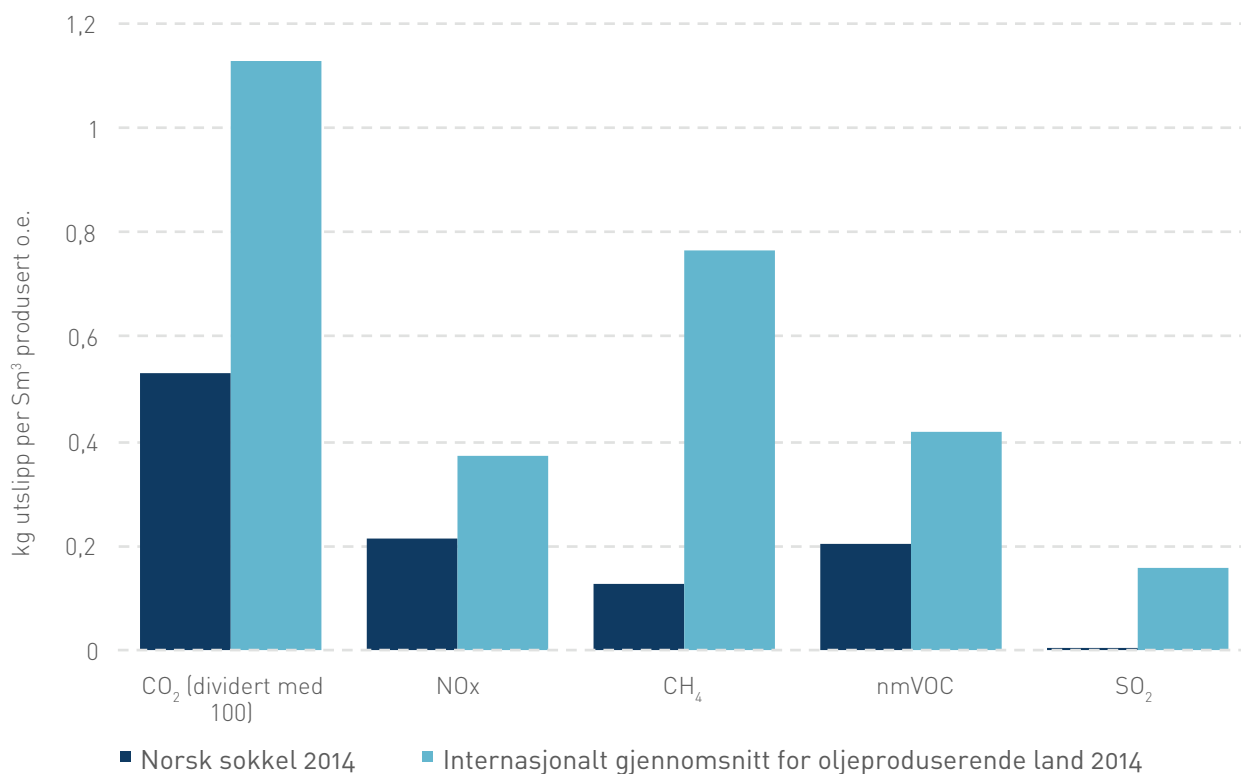
Som en stor produsent og eksportør av energi spiller Norge en viktig rolle i arbeidet med å omstille energisystemet. Med strømproduksjon omtrent utelukkende fra vannkraft og tilgang til utnyttede fornybare energiresurser som havvind, har vi et svært godt utgangspunkt for å redusere norske klimautslipp ved å ta i bruk elektrisitet på nye områder.

Den norske petroleumsindustrien har tatt i bruk ny teknologi i de fleste feltutbygginger, det er valgt effektive område- og transportløsninger og bransjen ligger langt framme med å utvikle teknologi og implementere

² For en beskrivelse av forutsetningene til 450 Scenariolet se, annex B. "Policies and measurement by scenario" i WEO 2015.

Figur 1.2.

Utslipp til luft fra norsk og internasjonal petroleumsindustri per produsert enhet i 2014 kg/Sm³ o.e.
(Kilde: Norsk olje og gass, Miljørapport 2016)



Europa er det største markedet for norsk petroleum, og over 90 prosent av produksjonen transporteres og selges her. Norge er en strategisk partner med EU på energiområdet, og EU-kommisjonen ønsker å integrere den norske kraft- og petroleumssektoren enda tettere i det indre europeiske energimarkedet. De norske petroleumsleveransene er viktige for forsyningssikkerheten for energi i Europa og har lave karbonavtrykk sammenlignet med petroleum fra andre leverandører. Kort avstand til markedet i Europa sammenlignet med alternative leverandører er også en faktor som bidrar til mindre utslipp i hele kjeden grunnet mindre energibehov til å transportere oljen og gassen.

Den norske petroleumssektoren er en integrert del av det europeiske klimavotesystemet, EU ETS, slik at klimautslippene fra den norske petroleumsnæringen skjer innenfor kvotetaket i EU som reduseres med en gitt prosent hvert år. EU har også i sitt Veikart (Roadmap) 2050 høye ambisjoner om utslippsreduksjoner for alle utslipp i både kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor i 2050. Det vil si at både utslipp fra produksjon av olje og gass på norsk sokkel, samt utslipp fra sluttbruk av petroleumsproduktene som selges til Europa må reduseres betydelig

på lang sikt. Dette gjelder utslipp fra bruk av olje og gass i landbasert industri, kraftproduksjon, husholdningene og transportsektoren.

1.3.

NÆRINGSLIVET SENTRAL DEL AV FREMTIDENS LAVUTSLIPPSSAMFUNN

Næringslivet spiller en sentral rolle når det gjelder å utvikle og ta i bruk løsninger for et lavutslippssamfunn. Norge har et unikt utgangspunkt i «det grønne skiftet» som pågår. Det handler i stor grad om naturgitte forutsetninger, men vil i fremtiden avhenge av vår kunnskap og kompetanse til å videreutvikle mulighetene dette gir.

Leverandørindustrien til olje- og gasselskapene er Norges største fastlandsindustri, og Norges nest største eksportnæringen etter salg av olje og gass. Industrien har utviklet seg gjennom 50 år med petroleumsvirksomhet i Norge, og er i dag en høykompetent og internasjonalt konkurransedyktig industri plassert over hele landet. Rundt 140 000 personer var direkte ansatt

i leverandørindustrien i 2014³. Den norske leverandørindustrien omsatte i 2014 for 527 milliarder kroner⁴, hvorav om lag 40 prosent til det internasjonale markedet. Leveransene skjer til mange land over hele verden, de største til Sør-Korea, Brasil, Storbritannia, USA, Angola, Australia og Singapore.

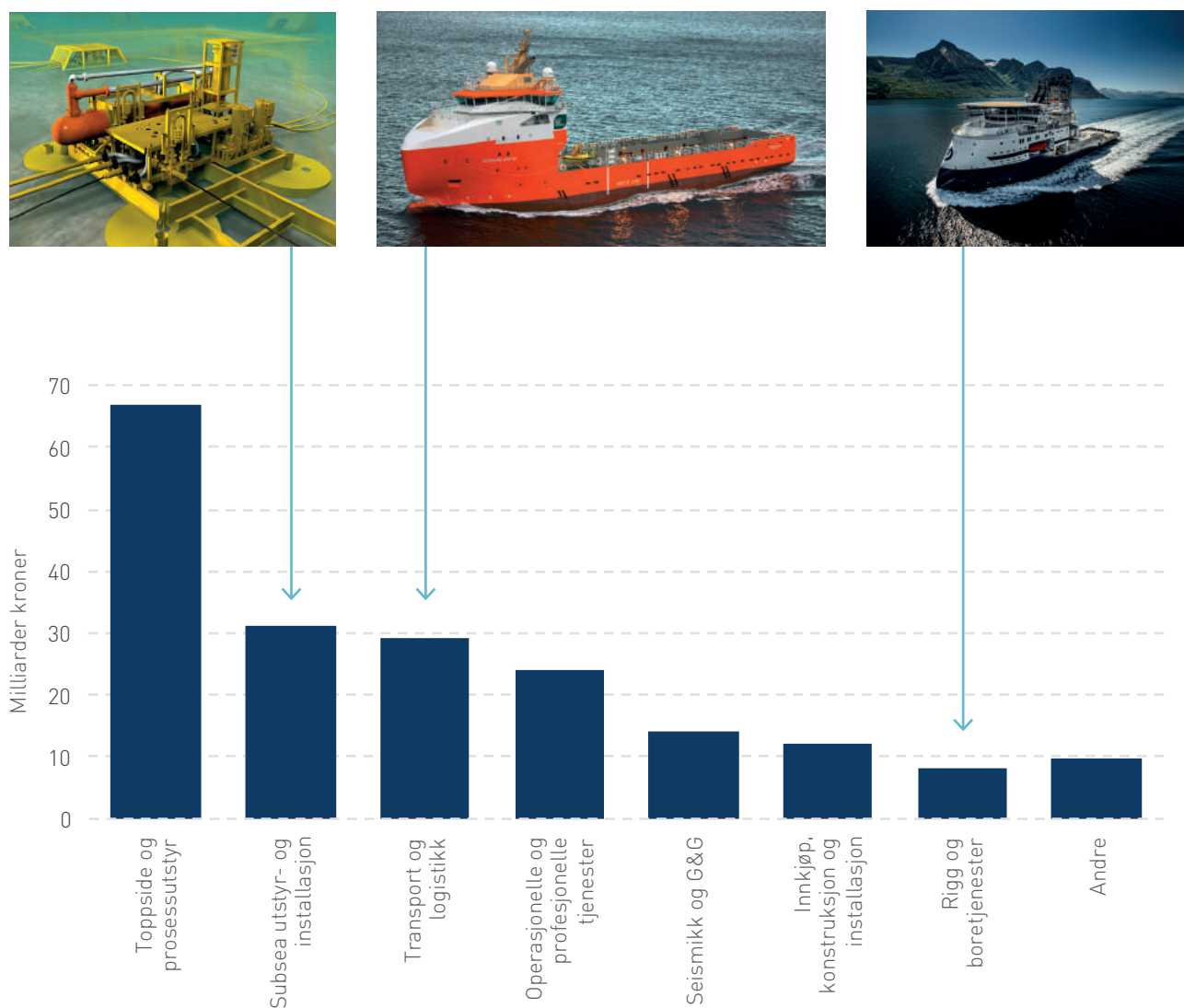
Evnen til å etablere rammebetingelser, utvikle ny teknologi og kommersialisere innovasjoner for kostnadseffektive og konkurransedyktige løsninger er grunnlag for fremtidig verdiskaping og reduserte klimagassutslipp. Historisk er NOx-reduksjon, lagring av CO₂, flerfase-transport over lange avstander, forbud mot fakling, subsea-utviklingen, integrert miljøovervåkning og bruk av LNG som skipsdrivstoff, gode eksempler på utvikling på norsk sokkel som har gitt reduserte utslipp.

3 Industribyggerne 2015 «Rapport IRIS – 2015/031»

4 Rystad Energy: Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper. Rapport til OED. 15.12.2015

Figur 1.3.

Internasjonal omsetning for leverandørindustrien i 2014 fordelt på segment, med eksempler på klimateknologi som eksporteres (Kilde: Rystad Energy, INTSOK, Konkraft. Foto/illustrasjon: FMC Kongsberg – Statoil, Solstad Offshore og Ulstein Group - Marius Beck Dahle)



1.4.

VEIKART FOR NORSK SOKKEL

Det er utarbeidet et veikart for olje- og gassnæringen (se vedlegg 1). Formålet er todelt. Veikartet setter ambisjonene for reduserte klimagassutslipp på norsk sokkel mot 2030 og 2050, samt ambisjonene for bransjens langsiktige produksjon og verdiskaping på norsk sokkel. Veikartet inneholder også en handlingsplan for hvordan bransjen konkret skal følge opp klimamålene, og anbefalinger om hvordan samarbeidet mellom bransjen, myndigheter og academia kan videreutvikles for å forsere nødvendig teknologiutvikling. Samarbeidspartnerne i KonKraft følger samtidig opp ambisjonene som er satt på produksjon og verdiskaping, ved å igangsette et eget arbeid i industrien som skal sikre langsiktige og reelle forbedringer i konkurransekraften til norsk olje- og gassindustri.

Petroleumsindustrien i Norge har satt følgende overordnede klima- og forretningsmessige mål for 2030:

Opprettholde lønnsom og sikker produksjon på dagens nivå og fra 2020 gjennomføre CO₂-reduserende tiltak som akkumulert tilsvarer 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år innen 2030:

- Dette betyr at det vil være omtrent samme produksjonsnivå som i 2015 på norsk sokkel, målt i oljeequivalenter. Det forventes at gass vil utgjøre ca. halvparten av 2030-produksjonen. Mesteparten av produksjonen vil fremdeles komme fra modne deler av Nordsjøen og Norskehavet, men nordområdene vil være viktigere i 2030 enn i dag.
- Ambisjonen om reduksjon i klimagassutslippene inkluderer lavere utslipp knyttet til kraft- og varmemforsyning til oljeinstallasjoner, reduserte utslipp av kortlevde klimadrivere som metan, energieffektivisering på felt- og områdenivå samt reduksjon i utslipp knyttet til boreoperasjoner fra mobile rigger.

I tillegg skal både oljeselskap, leverandører, rederiene og riggselskapene bidra til å redusere utslipp fra den maritime delen av virksomheten. Innen 2030 skal maritim virksomhet på norsk sokkel gjennomføres med lav- eller nullutslippsteknologi fra offshoreflåten. Reduksjoner fra denne delen av virksomheten kommer i tillegg til ambisjonen på 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

For 2050 har petroleumsbransjen følgende ambisjon:

Opprettholde posisjonen som Norges viktigste verdiskaper og øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden til minst 60 prosent. Norsk sokkel skal forbli verdensledende på lave CO₂-utslipp, og sektoren skal utvikle og ta i bruk teknologi og løsninger som reduserer gjennomsnittlige CO₂-utslipp per produsert enhet betydelig i forhold til nivået i 2030.

- Petroleumsindustrien vil gjennom oppfølging av handlingsplanen utrede potensialet for utslippsreduksjoner fra ulike teknologiske løsninger for å tallfeste ambisjoner for reduserte klimagassutslipp fra virksomheten i 2050.
- Bransjen vil jobbe systematisk for å bidra til å utvikle og implementere teknologi og teknologiske løsninger som reduserer utslipp knyttet til sluttbruk av olje og gass
- Ambisjonen innebærer at det skal være høy verdiskaping, økt produktivitet og betydelig sysselsetting i bransjen i 2050. Livskraftige offshoreklynger vil levere betydelige volum både til hjemmemarkedet i Norge og til det globale markedet. Eksportleveransene vil inkludere lavutslippsteknologier og andre løsninger som bidrar til økt sikkerhet og mer bærekraftig utvikling i næringen.
- Verdiskapingsmålet innebærer både at tidskriske ressurser nær infrastruktur realiseres før denne stenges ned, og det må påvises nye ressurser og bygges ut ny infrastruktur i nye områder av sokkelen.

Bransjen vil også i fremtiden ha et høyt sikkerhetsnivå og skal fortsette arbeidet med kontinuerlig forbedring av sikkerheten.

Handlingsplanen i veikartet inneholder industriens konkrete forslag på hvordan videre utvikling og implementering av lavutslippsteknologi og driftsmetoder kan styrkes for å oppnå ambisjonene i veikartet, samt forslag til mer fokusert samarbeid mellom academia, industrien og virkemiddelapparatet for å utvikle lavutslippsteknologi.

Bransjen skal utarbeide status for teknologiutviklingen og revurdere mål og milepæler hvert femte år. Vurdering av mål som er satt i veikartet vil følge Paris-avtalens modell, hvor enten mål opprettholdes eller forsterkes. Bransjen forplikter seg samtidig til årlige statusrapportering på gjennomførte tiltak til de relevante myndigheter.

En samlet beskrivelse av det ovenstående, samt videre anbefalinger skal inngå som en sentral del av oppdateringer av KonKrafts klimarapport hvert femte år.

Det er et betydelig potensiale for eksport av lavutslippsteknologi fra petroleumssektoren utviklet i Norge.

Bransjen vil videreføre og videreutvikle eksisterende initiativer, samt utarbeide metoder for å estimere globale klimagevinster og verdien av slik eksport.

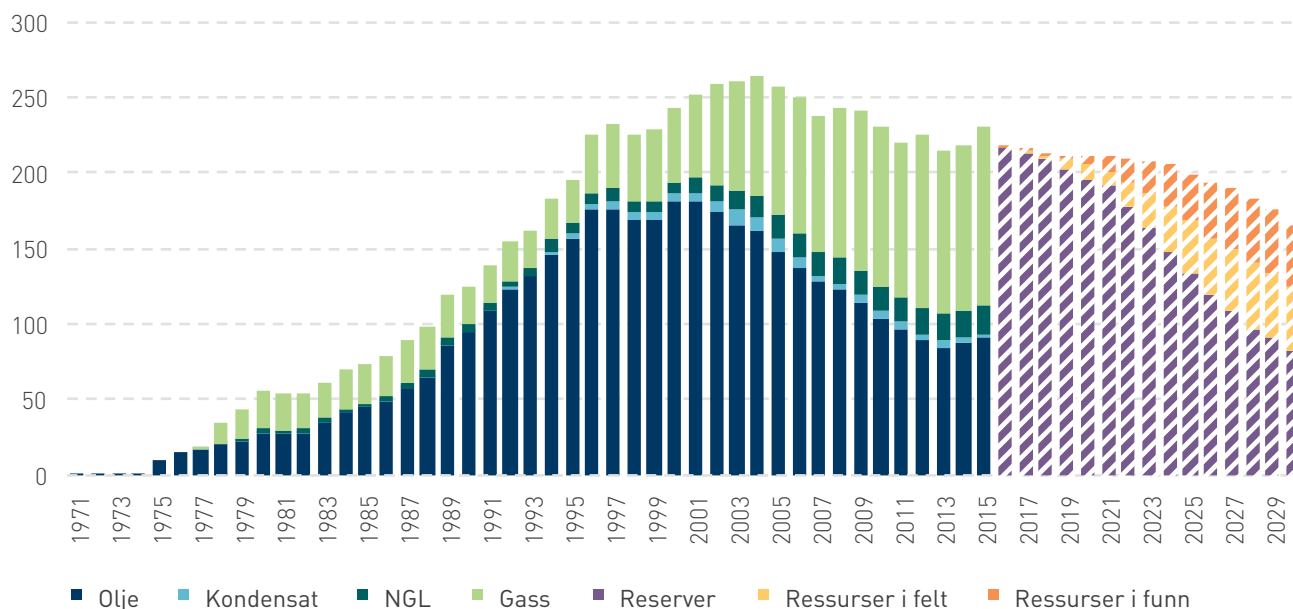
1.5.

NORSK SOKKEL I ENDRING

Samlet olje- og gassproduksjon på norsk sokkel hadde sitt toppår i 2004, og oljeproduksjonen er mer enn halvert siden 2001. Den samlede petroleumsproduksjonen på norsk sokkel har stabilisert seg på grunn av en betydelig økning i gassproduksjonen de siste årene. Norsk sokkel har store gjenværende gassvolumer i eksisterende felt og det er et stort potensial for økt utvinning og leting nær eksisterende felt. Men skal Norge være en langsiktig gassleverandør på dagens nivå og utnytte dagens gassinfrastruktur, trengs det nye drivverdige funn.

Figur 1.4:

Historisk produksjon av olje, gass, NGL og kondensat i Norge, 1971-2015, og prognose for fremtidig produksjon fordelt på ressurskategori 2016-2030, målt i millioner Sm³ o.e. (Kilde: OD)



Fremover kan produksjonen på norsk sokkel opprettholdes på et relativt stabilt og høyt nivå frem mot 2025-2030. Dette fordrer at eksisterende funn, som Johan Castberg i Barentshavet, faktisk bygges ut og settes i produksjon. I tillegg må nye volumer knyttes til eksisterende felt, og arbeidet med varige kostnadsreduksjoner i næringen lykkes. Fra slutten av 2020-tallet vil produksjonen avta og etter 2030 vil trolig flere av de store feltene på norsk sokkel, spesielt i Nordsjøen, bli stengt ned.

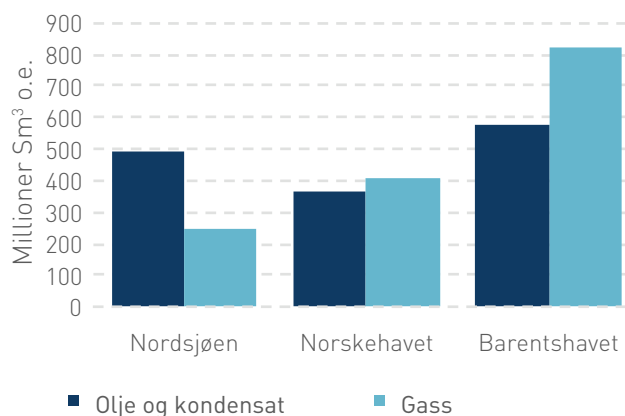
Dersom Norge ikke opprettholder produksjonen, vil inntektene, verdiskapingen, kompetansen og arbeidsplassene som næringen gir bli mindre, noe som igjen påvirker mulighetene for å opprettholde velferden. I tillegg vil olje og gass bli levert fra andre områder i verden med høyere utslipp av klimagasser enn på norsk sokkel.

Nordsjøen er den mest modne delen av norsk sokkel og har hele 61 produserende felt, inkludert de store feltene som Gullfaks, Ekofisk, Oseberg og Troll. Deler av Norskehavet med sine 16 felt i produksjon er også i stor grad et modent område med unntak av de nordlige delene.

Det er i nord en forventer at de store gjenværende uoppdagede ressursene befinner seg. I følge Oljedirektoratet (OD) er estimatet for uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel på 2920 millioner Sm^3 o.e. Etter nærmere femti år med olje- og gassproduksjon på norsk sokkel er i underkant av 50 prosent av ressursene solgt og levert. Figur 1.5 viser at Barentshavet er det havområdet hvor de største totale fremtidige ressursene antas å ligge, og spesielt for gassressursene. Kun en tredjedel av gassressursene er utvunnet på norsk sokkel, og over halvparten av de resterende gassressursene forventes å være i Barentshavet.

Figur 1.5:

Totalt uoppdagede ressurser fordelt på olje, gass og kondensat for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet (Kilde: OD)



1.6.

RAPPORTENS INNHOLD

I kapittel 2 sammenfattes rapportens hovedpunkter og KonKrafts anbefalinger til myndighetene og næringen. I kapittel 3 beskrives den doble energi- og klima-utfordringen der verden må løse klimautfordringen med kraftig reduserte utslipp, samtidig som verdens voksende befolkning krever økt tilgang på energi.

Internasjonale klimakonvensjoner, Paris-avtalen, EUs energi- og klimapolitikk og norske klimaforpliktelser gir de klimapolitiske rammene for petroleumsvirksomheten i Norge. Dette beskrives i kapittel 4. I kapittel 5 beskrives petroleumssektorens klimautslipp i Norge, mens i kapittel 6 gis en nærmere beskrivelse av oljen og gassens rolle i omstillingen til lavutslippssamfunnet.

I veien frem mot et fremtidig lavutslippssamfunn vil norsk sokkels konkurransekraft styrkes ved at vi lykkes med CCS. CCS er en nøkkelteknologi for at prosessindustrien i Norge kan nå sin visjon om nullutslipp innen 2050. CCS er også viktig for at olje og gass skal være en del av det fremtidige energisystem sammen med fornybar energi og andre lavkarbon energikilder. I kapittel 7 beskrives hvor CCS står i dag, norske erfaringer og kompetanse, samt utvikling av CCS i Norge fremover.

I kapittel 8 gis en beskrivelse av hvilken rolle energi-effektivisering har for reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten. Energieffektivisering er et viktig satsningsområde for petroleumsindustrien. For nye installasjoner er mulighetsrommet stort, og for anlegg i drift kan det også oppnås en del både gjennom driftsoptimalisering og modifikasjoner.

Ny teknologi og forbedrede energiløsninger for offshore installasjoner vil føre til reduserte klimautslipp knyttet til produksjon og transport av petroleum fra norsk petroleumsvirksomhet. Kraftforsyning fra land har hittil vært alternativet, men petroleumsindustrien arbeider også med andre alternative energiløsninger. Kapittel 9 omhandler alternative energiløsninger for norsk sokkel, mens i kapittel 10 ser en på andre områder for fremtidige utslippsreduksjoner som for eksempel i maritim sektor.

2. Konklusjoner og anbefalinger

Den norske klimapolitikken er basert på rammekonvensjonen for klimaendring (The Framework Convention on Climate Change), Kyotoprotokollen, vitenskapsforståelsen fra FNs Klimapanelers rapporter og en rekke vedtak i Stortinget, senest i 2016. På FNs klimatoppmøte i Paris 2015 ble alle medlemslandene enige om at det er nødvendig å gjennomføre tiltak som hindrer at den globale oppvarmingen overstiger to grader celsius. Landene ble også enige om å tilstrebe og begrense temperatur økningen ned mot 1,5 grader. Å realisere målene fra Paris-avtalen, krever store endringer i de globale energisystemene.

Norges samarbeid med EU på energi- og klimaområdet innebærer at norske klimautslipp skjer innenfor rammen av det karbonbudsjettet som EU til enhver tid setter. Den norske petroleumsvirksomheten er en del av kvotepliktig sektor, og har siden 1990-tallet betalt CO₂-avgift i tillegg til CO₂-kvoter. Petroleumsvirksomheten betaler derfor en høy utslippskostnad sammenlignet med andre sektorer i økonomien. Norske myndigheter stiller i tillegg gjennom den øvrige sektorpolitikken høye krav til at norsk petroleumsnæring skal drives på en mest mulig klima- og miljøvennlig måte.

Petroleumssektorens klimautslipp

Utslippene fra petroleumssektoren utgjør i overkant av en fjerdedel av norske utslipp av klimagasser. Strengt utslippskrav og høyt miljøfokus har imidlertid bidratt til at norsk sokkel er blant de petroleumsprovinsene med de laveste klimautslippene i verden, og er under halvparten av det globale gjennomsnittet per produserte enhet.

De fremtidige utslippene fra norsk sokkel er avhengig av produksjonsutviklingen og implementering av utslippsreducerende tiltak. Teknologisk utvikling og kostnadsreduksjoner for lavutslippsteknologi vil ha stor betydning.

Oljen- og gassens rolle i omstillingen til lavutslippssamfunnet

Norge er en betydelig eksportør av olje og gass. Det meste av norsk petroleumseksport selges til kunder i Europa. Norge er en strategisk samarbeidspartner med EU på energiområdet. EU ser på Norge som en svært viktig gassprodusent, både fordi norsk gass har et lavt karbonavtrykk og fordi norske gassleveranser bidrar til å opprettholde tilstrekkelig forsyningssikkerhet etter hvert som den innenlandske gassproduksjonen faller i viktige EU-land.

Naturgassen har en markedsandel i Europa på mellom 20 og 25 prosent. Gassforbruket har falt noe de siste årene på grunn av lavere økonomisk aktivitet som følge av finanskrisen, fallende kullpriser og utbygging av fornybare energikilder. Inntil det utvikles utslippsfrie alternativer, vil gasskraft være en sikker kilde til nødvendig fleksibilitet og back-up-kapasitet i kraftsystemet både på kort og lang sikt.

CO₂-fangst og lagring (CCS)

CO₂-fangst og lagring (CCS) er svært viktig i det langsiktige arbeidet med å redusere verdens klimagassutslipp fra både landbasert industri og kraftsektoren. FNs klimapanel understreker betydningen av å få utviklet CCS om verden skal greie å nå sine klimamål, og påpeker nødvendigheten av at det i andre halvdel av dette århundre vil bli behov for å oppnå negative CO₂-utslipp ved å fange CO₂ fra prosesser som anvender biobrensel, i tillegg til aktivt skogbruk.

CCS er samtidig svært viktig for å nå nasjonale klimamål. CCS er en nøkkelteknologi for at prosessindustrien i Norge kan nå sin visjon om nullutslipp innen 2050. Dette er samtidig en stor industriell mulighet for norsk leverandørindustri som kan eksportere teknologiløsninger i alle deler av en CCS-kjede.

Energieffektivisering

Energieffektivisering er et viktig satsningsområde for petroleumsindustrien. For nybygg er mulighetsrommet stort. For anlegg i drift kan det også oppnås en del både gjennom driftsoptimalisering og modifikasjoner. Da mye allerede har blitt gjort vil mulighetene for øke energieffektiviteten ytterligere variere mellom ulike installasjoner. Bruk av ny teknologi er uansett en nøkkelfaktor og industrien gjennomfører en rekke FoU-prosjekter som vil bidra til økt energieffektivitet med lavere karbonfotavtrykk som resultat.

Alternative energiløsninger

Ny teknologi og forbedrede kraftløsninger for offshore installasjoner vil føre til reduserte klimautslipp knyttet til produksjon og transport av petroleum fra norsk petroleumsvirksomhet. Kraftforsyning fra land har hittil vært alternativet til gassturbiner, men petroleumsindustrien arbeider også med andre alternative energiløsninger. Hybridløsninger, vind, brenselceller og offshore CCS er blant de konseptene som kan gi viktige bidrag.

2.1.

KONKLUSJONER

KonKraft støtter Paris-avtalens mål og ambisjoner om å hindre skadelige klimaendringer. Paris-avtalen bygger på en forståelse av at verden står foran en dobbel utfordring ved at en voksende befolkning skal sikres tilgang på energi samtidig som utslippene av klimagasser må reduseres. Selv med en forventet massiv utbygging av fornybar energi vil den globale økonomien i lang tid framover være avhengig av tilgang på fossile energikilder. Produksjon, transport og bruk fossile energikilder må følgelig gi så lave utslipp av klimagasser som mulig. Innenfor et 2 graders scenario viser de beste prognosene fra IEA at verden vil trenge 65 prosent av dagens oljeproduksjon og 88 prosent av dagens gassproduksjon i 2050¹. Norges petroleumsvirksomhet har et svært lavt karbonavtrykk og utvikler klimarelevant teknologi som kan tas i bruk globalt.

KonKraft mener det viktigste konkurransefortrinnet for norsk sokkel er den samlede kompetansen og innovasjonskraften i de norske offshoreklyngene som er utviklet gjennom samarbeid og konkurranse, samt et arbeidsliv basert på åpen dialog mellom arbeidsgivere, arbeidstakere og myndighetene. Dette har i kombinasjon med strenge krav fra myndighetene vært avgjørende for at norsk sokkel har blitt verdensledende både når det gjelder høy utvinningsgrad og lave klimagassutslipp. Prestasjonene på norsk sokkel har dessuten vært avgjørende for at norsk leverandørindustri er attraktiv og konkurransedyktig, og har betydelige leveranser ut av landet.

Teknologiutvikling på norsk sokkel har blitt til både gjennom konkurranse og samarbeid der myndigheter, oljeselskap, forskningsinstitusjoner og leverandørselskap har bidratt. Evne til å kvalifisere teknologi, og vilje til å ta risikoen ved å ta i bruk nye løsninger har vært avgjørende for at norsk sokkel har blitt en av de fremste og mest anerkjente olje- og gassprovinser i verden.

Det sterke norske fagmiljøet har bidratt til at eksport av norskbasert teknologi, og konsepter fra leverandørindustrien er vår nest største eksportartikkel etter olje og gass. Eksempler er flerfasetransport over lange avstander, horisontal boring, subsea-prosessering, vannrensing, kontinuerlig miljøovervåkning og utslippsreduksjon av for eksempel NO_x, VOC og olje i produsert vann. Petroleumsvirksomheten har i mange tiår vært en motor også for annet norsk næringsliv.

Norsk petroleumsnæring har et unikt utgangspunkt. Det er snart 90 felt i drift med tilhørende infrastruktur som rørledninger og landanlegg for prosessering, raffinering, lagring og eksport. Dette gjør at det er et betydelig potensiale i å realisere lønnsomme volumer gjennom økt utvinning eller ved å knytte funn til eksisterende felt og rørledninger i de modne delene av sokkelen. Tidskritiske ressurser nær infrastruktur må realiseres før denne stenges ned, og det må påvises nye ressurser og bygges ut ny infrastruktur i nye områder av sokkelen.

KonKraft vil påpeke at nordområdene vil være svært viktige for den langsiktige utviklingen av norsk sokkel. Ettersom det i dag er lite infrastruktur i disse områdene, vil hovedfokuset de nærmeste årene være på leting og modning av nye ressurser som gir grunnlag for fremtidige utbygginger. Her vil det fortsatt være behov for tett samarbeid mellom selskaper og myndigheter for å sikre gode kommersielle løsninger. Tilgang på nytt leteareal er viktig både for å gi grunnlag for nye lønnsomme prosjekter, men også som grunnlag for å kunne etablere infrastruktur som kan benyttes av funn i områder som allerede er åpnet.

Det vil være nødvendig med fortsatt betydelig innsats både på forskning og utvikling innen letevirksomhet, utvinningsmetoder, lavutslippsteknologier og feltutbyggingsløsninger. Tidligere har de største teknologisprangene blitt utviklet gjennom store prosjekter med robust økonomi og samarbeid i industrien. Med økt modenhet på sokkelen og mindre funnstørrelse, økte kostnader og lav oljepris er det behov for forsterket fokus på kostnads- effektive løsninger.

¹ IEA – Energy Technology Perspective, juni 2016

Basert på de ambisiøse klimamålene i EU og globalt, forventes det at prisen på utslipp av CO₂ vil være på et betydelig høyere nivå i 2050 enn i dag. For å møte ambisjonene må det utvikles teknologiske løsninger som øker energieffektiviteten, og som produserer kraft fra utslippsfrie kilder eller lavutslippskilder på en bærekraftig måte.

Både den offentlige og den industrielle forskningsinnsatsen for å fremme teknologi som reduserer klimagassutslipp må styrkes. På kort sikt vil økt gjennomslag av eksisterende lavutslippsteknologi på eksisterende installasjoner samt skrittvis forbedringer av eksisterende teknologier for å øke effekten og/eller redusere kostnadene være viktigst. På lengre sikt må nye teknologiområder, løsninger og verdikjeder enn de vi ser i dag utvikles og tas i bruk.

Lave klimagassutslipp skal være en nøkkelforutsetning i planleggingen av nye utbyggingsprosjekter, og olje- og gasselskapene må vurdere klimaeffektene av ulike utbyggingsløsninger. Sektoren er underlagt norsk CO₂-avgift og er del av det europeiske kvotesystemet. Skal tiltak som ikke utløses av den samlede CO₂-kostnaden gjennomføres, er det behov for at disse støttes av positive insentiver fra myndighetene.

Norsk olje- og gassnæring representerer først og fremst produksjon av olje og gass, men ettersom den langt største andelen av utslippene er knyttet til bruken av produktene har næringen en tydelig ambisjon om å styrke sin rolle innenfor utvikling av CO₂-fangst og -lagring (CCS). Dette vil være et vesentlig og avgjørende teknologiområde for at verden skal nå sine utslippsmål, men krever gode rammebetingelser, rolleavklaring og konkrete fullskala-prosjekter. Det må bygges videre på den betydelige kompetansen som eksisterer i den norske offshoreklyngen og i landbasert industri. Det er etablert gode samarbeidsordninger mellom myndighetene, industrien og akademien, og disse må videreføres og styrkes for å få realisert fullskala kjeder fra fangst til lagring i Norge. Kun gjennom erfaring fra fullt etablerte verdikjeder vil kostnadsnivået for CCS kunne bli konkurransedyktig, og effektivisering og læring i alle ledd oppnås. CCS er et viktig satsningsområde internasjonalt, og samarbeid og erfaringsoverføring på tvers av landegrenser og bransjer er av avgjørende betydning. CCS kan også bli aktuelt offshore for å redusere produksjonsutslipp.

Det er gjennomført mulighetsstudier for fullskala CO₂-fangst på tre industrianlegg i Norge, samt studier av hvordan transportere og lagre CO₂ på norsk sokkel. Dette er en unik mulighet for Norge til å demonstrere en fullskala CCS-kjede fra fangst fra en industriell kilde og transport og lagring av CO₂ offshore. Satsingen er i tillegg avgjørende for å beholde og videreutvikle den betydelige kompetansen som eksisterer i den norske

offshoreklyngen og landbasert industri på CCS. Kun gjennom slik industriell erfaring vil kostnader og effektivisering i alle ledd kunne oppnås. Norge vil da kunne bidra til forsterket satsing og erfaringsoverføring på tvers av landegrenser, slik at CO₂ fangst og lagring blir realisert også i andre deler av verden.

Hydrogen kan bruke som brenngass i gasturbiner offshore. Slik bruk av hydrogen kan være et interessant CO₂-reducerende tiltak spesielt for eksisterende installasjoner på norsk sokkel siden dette krever begrensede modifikasjoner. For å modne og kvalifisere denne teknologiske løsningen kreves blant annet bedre forståelse for kostnadsbildet langs hele verdikjeden, inkludert kostnader og CO₂-utslipp knyttet til produksjon av hydrogen, samt gode vurderinger av sikkerhetsaspektet ved å anvende hydrogen som brensel offshore.

Det er avgjørende at myndighetene bidrar med forutsigbare og konkurransedyktige rammebetingelser. Gitt den lange tidshorisonten i bransjen fra åpning av nye områder til petroleumsproduksjon, må myndighetene tydelig kommunisere langsiktige rammebetingelser som legger til rette for fortsatt lønnsom utbygging og drift av norske petroleumsressurser. Skatte- og avgiftssystemet må være innrettet slik at selskapene ønsker å investere i det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. For den langsiktige verdiskapningen på sokkelen vil tilgang på nytt areal være avgjørende, og åpning av nye områder må være belyst gjennom åpne prosesser som konsekvensutredninger og forvaltningsplaner. Videre må regelverket være minst mulig byråkratisk og bidra til konkurranse og mangfold.

Det er viktig å få fortgang i videreutvikling av de mest lovende teknologiske løsningene som kan gi vesentlige langsiktige utslippsreduksjoner. Myndighetene bør avlaste selskapenes risiko der det vil være krevende å utløse gode samfunnsøkonomiske tiltak ut fra rene bedriftsøkonomiske hensyn. Bransjen vil arbeide videre med initiativ for å oppnå varige endringer og forbedringer for å øke konkurransekraften.

KonKraft er av den oppfatning at det ligger betydelige fremtidsmuligheter for vekst og utvikling i å implementere gode klimaløsninger med utgangspunkt i den kompetansen som den norske petroleumsnæringen besitter. KonKraft mener også at eksport av lavutslippsteknologi er en stor industriell mulighet for offshoreklyngen i Norge i en verden som vil få strengere reguleringer på klimagassutslipp.

Petroleumsnæringen vil også følge opp mulighetene for å benytte kompetansen fra olje- og gassvirksomheten for å bidra til å videreutvikle annen næringsvirksomhet i havrommet gjennom samarbeid med relevante aktører og myndigheter.

Petroleumsindustrien i Norge har satt følgende overordnede klima- og forretningsmessige mål for 2030:

Opprettholde lønnsom og sikker produksjon på dagens nivå og fra 2020 gjennomføre CO₂-reduserende tiltak som akkumulert tilsvarer 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år innen 2030.

I tillegg skal både oljeselskap, leverandører, rederiene og riggselskapene bidra til å redusere utslipp fra den maritime delen av virksomheten. Innen 2030 skal maritim virksomhet på norsk sokkel gjennomføres med lav- eller nullutslippsteknologi fra offshoreflåten. Reduksjoner fra denne delen av virksomheten kommer i tillegg til ambisjonen på 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

For 2050 har petroleumsbransjen følgende ambisjon:
Opprettholde posisjonen som Norges viktigste verdiskaper og øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden til minst 60 prosent. Norsk sokkel skal forbli verdensledende på lave CO₂-utslipp, og sektoren skal utvikle og ta i bruk teknologi og løsninger som reduserer gjennomsnittlige CO₂-utslipp per produsert enhet betydelig i forhold til nivået i 2030.

2.2.

ANBEFALINGER

KonKraft anbefaler at:

- Det opprettes et nasjonalt senter for lavutslippsteknologi for petroleumsindustrien. Senteret foreslås etablert etter konkurranse mellom universitetene/forskningsinstitutter og med partnere fra olje- og leverandørindustrien. Det foreslås at myndighetene støtter senteret med midler, samtidig som næringslivet bidrar med finansiering. Senteret skal gi anbefalinger til, og koordinere innsats og retning for utvikling av lavutslippsteknologi- og løsninger med nasjonale strategier som OG21 og Maritim21, samt det øvrige relevante virkemiddelapparatet.
- Bevilgningen til forskning, utvikling og demonstrasjon av lavutslippsløsninger for petroleumsvirksomheten må forsterkes. Staten bør gå inn med 100 MNOK i friske midler første år, og deretter øke med 100 MNOK per år i 10 år. Petroleumsnæringen stiller med tilsvarende midler ved søknad gjennom forskningsprogrammene.
- Etablerte ordninger og strategier som FoT-ordningen, OG21, Maritim21, Demo 2000, Petromaks og Skattefunn har fungert bra, og næringen vil aktivt benytte disse programmene videre for å videreutvikle den norske olje- og gassklyngen. Rollen INTSOK har hatt for å profilere teknologi og bedrifters kompetanse internasjonalt må styrkes.
- Oljeselskapene, rederiene og leverandørene må arbeide målrettet med å industrialisere og implementere eksisterende og nye teknologiske løsninger som reduserer klimagassutslipp og kostnader.
- Ved utbygging av nye installasjoner og store ombygginger må selskapene utrede både bruk av gassturbiner og kraftforsyning fra land i forbindelse med PUD/PAD. I tillegg bør andre alternative energiløsninger som vind, hybrid og brenselceller vurderes når teknologien og tiltakskostnaden muliggjør slike løsninger.
- Myndighetene må videreføre neste fase etter mulighetsstudiene som er lagt fram sommeren 2016 for å etablere en fullskala CCS-kjede i Norge. Utbygging av en CCS-kjede krever en effektiv organisering. I en fase hvor CCS ikke er kommersielt innebærer dette at myndighetene må påta seg en sterk rolle med finansiering og risikodeling av de enkelte delene av verdikjeden i utbygging så vel som i driftsfase. Industriaktørene må samtidig påta seg nødvendig ansvar og bidra med kompetanse og ressurser i alle ledd. Utbyggings- og driftsmodellen må ta høyde for sentrale spørsmål som insentiver, risikofordeling, lagringsrisiko etter endt innlagring, muligheter for videre utbygging og hva som skjer ved uforutsette hendelser i et slikt pionerprosjekt.
- Industrien bør videre, sammen med myndighetene, identifisere barrierer for CO₂ til økt utvinning og identifisere virkemidler som er nødvendige for å få realisert et mulig demo-prosjekt. For nye gassfelt med høyt CO₂-innhold i gassen bør CO₂-lagring i geologiske formasjoner vurderes.
- Norge bør delta aktivt i internasjonalt arbeid på området og særlig bidra aktivt til et godt samarbeid med europeiske aktører med tanke på at norsk sokkel kan bli lagringssted for store utslippskilder i Europa ved transport av CO₂ med skip. På den måten blir det mulig å redusere kostnadene for enkeltprosjekter og derigjennom redusere terskelen for realisering av CCS prosjekt utenfor Norge. Etablering av konkrete CCS-verdikjeder i Norge vil bidra til spredning av CCS i EU og i verden for øvrig.
- Myndighetene må i samarbeid med industrien videreføre og forsterke sentrale forskningsprogrammer som CLIMIT og Teknologisenter Mongstad (TCM).
- Myndighetene må i samarbeid med industrien legge til rette for videreutviklingen av brenselcelleteknologien, som på nåværende tidspunkt er i en fase for markedsintroduksjon.
- Industrien bør sammen med myndighetene vurdere potensialet for å utvikle en fremtidig verdikjede for hydrogen på norsk sokkel.
- Det bør etableres en metode for å utføre årlige analyser som viser eksportverdien av lavkarbonteknologi/energieffektive løsninger, og utvikles metodikk for å beregne klimagevinst

av implementering av norskutviklet lavutslippsteknologi utenfor Norge.

- Internasjonale initiativ som oljeselskap har startet opp eller deltar i må videreføres og oppfølgingen må konkretiseres. Eksempler er The Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), Global Gas Flaring Reduction (GGFR), Climate and Clean Air Coalition (CCAC), Low Carbon Technology Partnerships Initiative (LO²) og en lang rekke initiativ for å støtte innføring av pris på CO₂-utslipp.
- Norske myndigheter må, sammen med den maritime sektoren i Norge, arbeide for et ambisiøst internasjonalt regelverk, slik at dette regelverket bidrar til å heve standarden, energieffektiviteten og miljøvennligheten til internasjonal skipsfart, herunder offshorerelatert maritim virksomhet.

For å sikre at ambisjoner og mål i veikartet følges opp, og at teknologiutvikling blir fulgt opp og prioritert optimalt, kommer petroleumsbransjen til å:

Utarbeide status hvert femte år for utvikling og gjennomslag av lavutslippsteknologi og teknologiske løsninger, ved å etablere et koordinert samarbeid mellom OG21, Maritim21 og det foreslåtte senter for lavutslippsteknologi i petroleumsnæringen.

I tillegg skal bransjen:

- Utarbeide videre planer og anbefalinger for egne selskap og virkemiddelapparatet
- Utrede potensialet i utslippsreducerende teknologi og løsninger med ambisjon om å kvantifisere et mål for klimagassutslipp fra norsk sokkel i 2050
- Oppdatere KonKrafts klimarapport hvert femte år
- Rapportere årlig til miljømyndighetene om gjennomførte tiltak

3. Den doble klima- og energiutfordringen

FNs klimapanel (IPCC) slår fast at klimaendringene er menneskeskapte, og at utslippene må reduseres kraftig for at verden skal unngå alvorlige konsekvenser. Samtidig krever verdens voksende befolkning økt tilgang på energi til overkommelige priser.

Å realisere målene som Paris-avtalen bygger på, krever store endringer i de globale energisystemene. De globale utslippene må kuttes kraftig mot 2050, og i god tid før utgangen av dette århundret er ambisjonen å gjøre verden karbonnøytral.

3.1.

KLIMAUTFORDRINGEN

FNs klimapanel har lagt fram fem evalueringsrapporter siden 1990, hvorav den siste i 2014. FNs klimapanel har ingen egen forskningsaktivitet, men bygger på forskning publisert i vitenskapelige tidsskrifter. For å sikre at innholdet i klimaforskningen er objektivt og fullstendig, inkluderer FNs klimapanel fagfolk og forskere fra samtlige regioner i verden og alle relevante fagfelt.

I den siste evalueringsrapporten, AR5, konkluderer FNs klimapanel med større grad av sikkerhet at klimaet er i endring, og at det er «ekstremt sannsynlig (95-100 prosent)» at klimagassutslippene fra menneskelig aktivitet er hovedårsaken til temperaturendringene. Konsentrasjonen av klimagassen CO₂ i atmosfæren har økt med rundt 40 prosent siden 1750, som er et år som angir «førindustriell tid». Økningen skyldes først og fremst forbrenning av fossile brensler og avskoging.

For å holde temperaturøkningen innenfor to grader celsius understreker FNs klimapanel at energien må brukes mer effektivt og energikilder med lavere utslipp enn i dag tas i bruk i mye større omfang. Sistnevnte kan realiseres ved å bygge ut mer fornybar energiproduksjon, kjernekraft og bruk av karbonfangst og- lagring (CCS). Konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren

kan reduseres ved å unngå avskoging og plante mer skog slik at naturen tar opp mer CO₂. Det kan oppnås negative klimautslipp ved å fange CO₂ fra prosesser som bruker biobrennstoff. FNs klimapanel anslår at investeringene i fossile energikilder må reduseres med omlag 30 milliarder US dollar i året fra 2010 til 2029. Samtidig må investeringene i fornybar energi, kjernekraft og fossil elektrisitetsproduksjon med CCS øke. FNs klimapanel anslår at det vil kreve investeringer på nesten 150 milliarder US dollar i året. Til sammenlikning investeres det i dag omlag 1200 milliarder US dollar i energi på verdensbasis hvert år¹.

3.2.

ENERGIUTFORDRINGEN

Prognoser viser at verden trenger 12-50 prosent mer energi i 2040 enn i dag². De viktigste driverne for utviklingen i det globale energiforbruket er befolkningsvekst, økonomisk vekst, økende energiintensitet og økt grad av industrialisering.

Disse fire driverne slår inn med ulik styrke i forskjellige deler av verden, hvilket også får betydning for hvordan veksten i energiforbruk forventes å fordele seg globalt. Det positive ved utviklingen er at energiintensiteten³ faller etter hvert som land og regioner kommer opp på et høyere økonomisk utviklingsnivå.

Som følge av den forventede befolkningsutviklingen og høy økonomisk vekst i mange fremvoksende økonomier, endrer sammensetningen av det globale energiforbruket seg vesentlig. Mens energiforbruket forventes å gå noe ned i OECD⁴, vokser energiforbruket i Asia, Afrika og Latin-Amerika kraftig.

1 Miljødirektoratet 2014: FNs klimapanel femte hovedrapport «Klima i endring – Store utfordringer, et mangfold av løsninger»

2 IEA World Energy Outlook 2015, Energy Technology Perspectives 2015,

3 Energiintensitet er et mål på hvor mye energi som anvendes for å frembringe en enhet BNP.

4 OECD - The Organization for Economic Co-operation and Development

3.2.1.

Energiforbruket i 2040 vil være høyere enn i dag

Det internasjonale energibyrået (IEA) presenterer hvert år en analyse av utviklingen i det globale energiforbruket og produksjon. Analysen presenteres i publikasjonen World Energy Outlook (WEO).

Figur 3.1. illustrerer hvordan IEA forventer at energiforbruket vil øke i alle de tre scenarioene beskrevet i WEO 2015 (høsten 2015). Hovedscenarioet, "New Policies Scenario" inkluderer dagens politikk og virkemidler i tillegg til annonserte politiske mål. «Current Policies Scenario», baserer seg kun på dagens politikk og virkemidler, mens «450 Scenarioet»⁵ beskriver hva som må til for å hindre at temperaturen stiger med mer enn 2°C.

I alle politikk-scenarioene, forventer IEA at det globale energiforbruket øker frem til 2040. I IEAs hovedscenario øker energiforbruket med 32 prosent, mens det øker med 12 og 45 prosent i henholdsvis «450 scenarioet» og «Current Policies scenarioet».

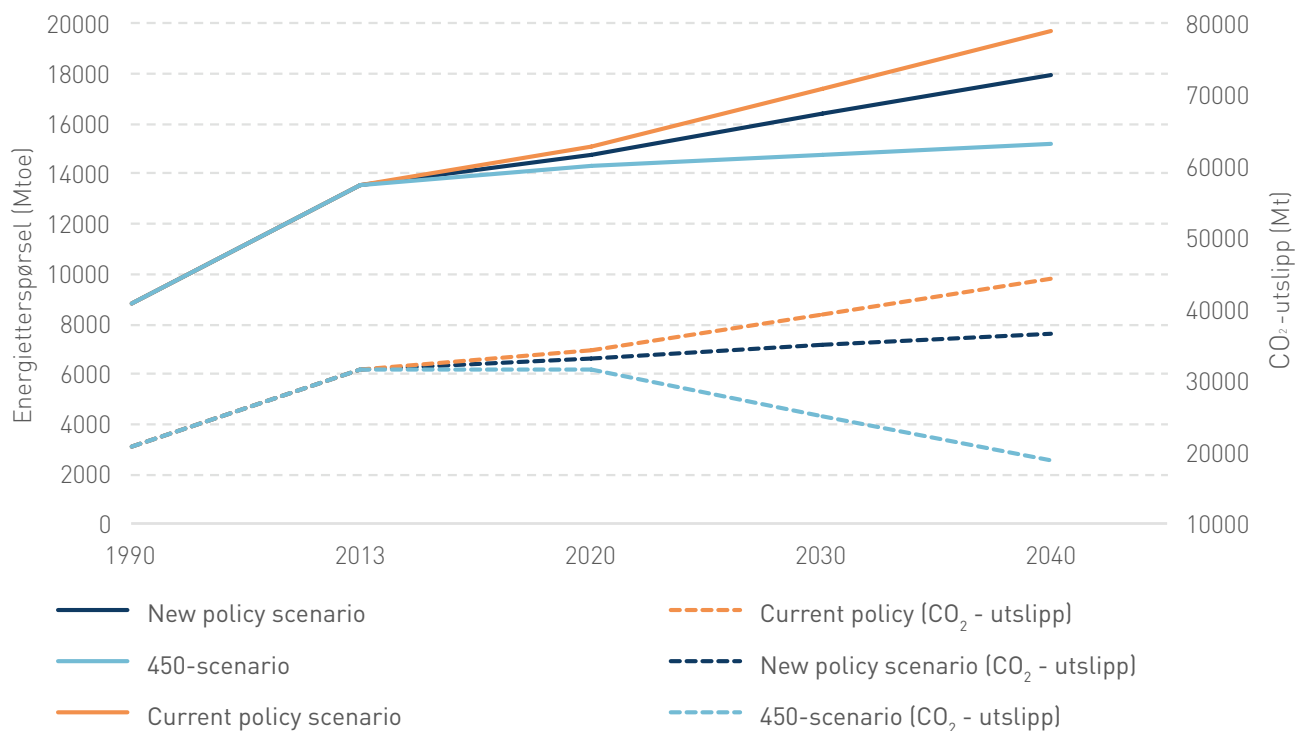
Fornybare energikilder vil øke sin andel betydelig fremover. Tidligere anslag fra IEA har underestimert veksten i de fornybare energikilder som sol og vind betydelig de siste årene. IEA antar imidlertid nær 2000 prosent økning av produksjonen fra andre fornybare kilder mot 2050⁶, med nesten 10 prosent økning av fornybar produksjon per år. Til tross for denne veksten i fornybar kraftproduksjon, vil olje og gass fremdeles være en betydelig andel av energimiksen i 2050. IEA arbeider også kontinuerlig med å overvåke utviklingen i verdens energimarkeder, og oppdaterer analysene hvert år og kan dermed justere antagelsene etter hvert som informasjon om nye utviklingstrekk og besluttede prosjekter blir tilgjengelig.

5 For å oppnå 2 graders målet bør konsentrasjonen av CO₂ ikke overstige 450 ppm (parts per million) i atmosfæren

6 Kilde: IEA Energy Technology Perspectives 2015

Figur 3.1

Verdens primæretterspørsel (venstre akse) og CO₂-utslipp (høyre akse) per scenario (Kilde: World Energy Outlook 2015 (IEA))



3.2.2

En stadig større andel av energien vil brukes utenfor OECD

I løpet av de siste 40 årene har verdens befolkning blitt fordoblet. FN og IEA antar at verdens befolkning utgjør ni milliarder i 2040, med andre ord 25 prosent høyere enn i dag. I all hovedsak kommer befolkningsveksten utenfor OECD, det vil si Asia, Afrika og Latin-Amerika. Disse regionene forventes også å oppnå størst økonomisk vekst. Over 55 prosent av veksten i det globale energiforbruket kan derfor å finne sted utenfor OECD-området. For eksempel antas energiforbruket i India å være 2,5 ganger høyere i 2040 enn i 2015 som følge av en kombinasjon av høy befolkningsvekst og høy økonomisk vekst. En overgang til en mindre eksportdrevet økonomi bidrar til at veksten i Kinas energietterspørsel avtar. Det kinesiske energiforbruket antas likevel å vokse med rundt 30 prosent de neste 25 årene. Kina vil ha verdens desidert høyeste energiforbruk i 2040 også i et 2-grader scenario, jmf figur 3.2.

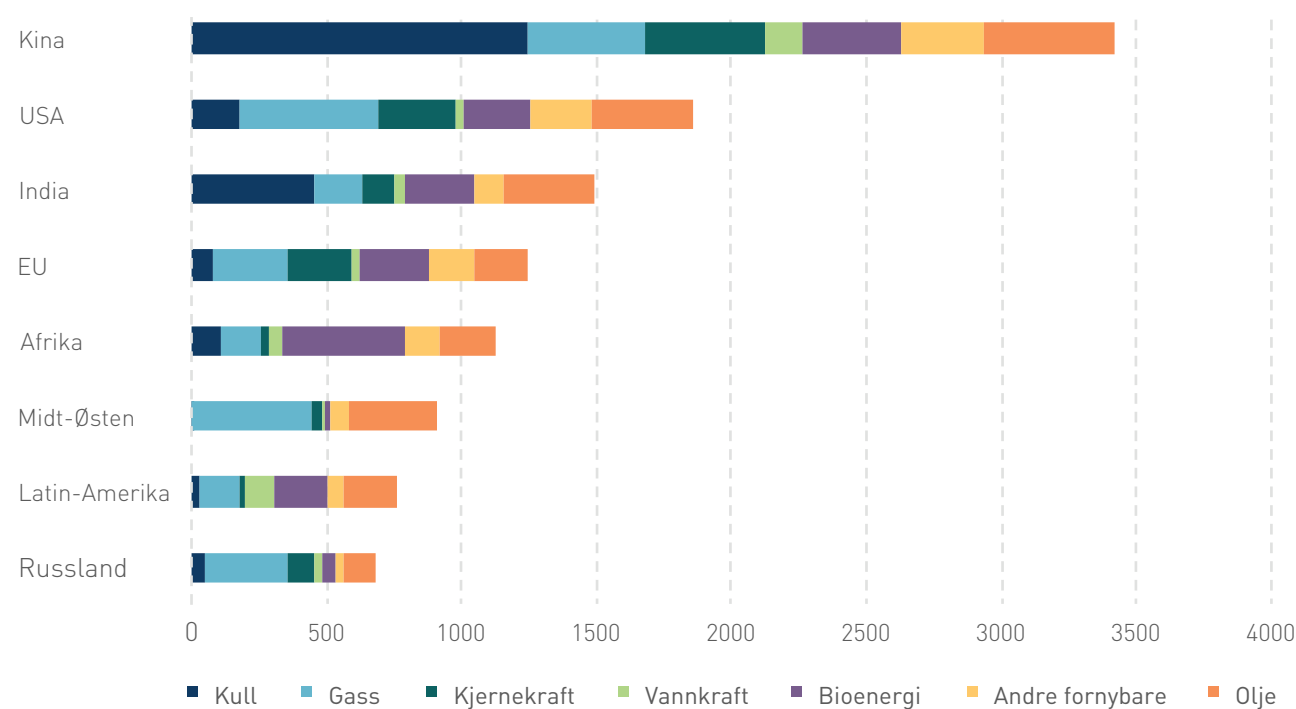
Den økonomiske veksten har i stor grad kommet innenfor de tjenesteytende næringene i OECD-landene, mens store fremvoksende økonomier har bygget opp industri med et relativt høyt energiforbruk. Energiintensiteten, det vil si forholdet mellom energiforbruk og BNP, går ned etterhvert som økonomiene utvikles og industrialiseres gjennom økonomisk vekst. OECD-landenes overgang til mindre energiintensive arbeidsplasser er, i tillegg til energieffektiviseringstiltak, en viktig årsak til at energiintensiteten faller i disse regionene.

Energieffektiviseringstiltak spiller en stadig viktigere rolle for utviklingen i fremtidens energiforbruk. Mens den globale økonomien forventes å være 2,5 ganger større i 2040 enn i dag, vil energieffektiviseringstiltak bidra til at energiintensiteten per BNP-dollar reduseres med 50 prosent i hovedscenarioet.

Energieffektivisering og endret næringsstruktur er hovedårsaken til at energiforbruket i USA, EU og Japan reduseres, til tross for økonomisk vekst. For eksempel forventes EUs etterspørsel etter primærenergi å falle med 15 prosent, samtidig som økonomien øker med 55 prosent. Utviklingen innebærer at EU blir en av verdens minst karbonintensive økonomier.

Figur 3.2

Etterspørsel etter primærenergi i ulike regioner i millioner tonn oljeequivalenter «450 Scenarioet» i 2040
(Kilde: World Energy Outlook (IEA, 2015))



Utviklingen beskrevet over innebærer at landene utenfor OECD vil ha en andel av det globale energiforbruket på over 70 prosent i 2040. Samtidig forventes det at en innbygger i OECD-området har 45 prosent høyere energiforbruk i snitt enn en innbygger utenfor OECD.

Den globale endringen i hvordan energiforbruket fordeles seg innebærer at de fremtidige klimautslippene fra energisektoren i stor grad handler om hvilke energikilder som tas i bruk utenfor OECD-området. I mange fremvoksende regioner er fremdeles kull den minst kostbare energikilden, blant annet fordi mange land har egne kullressurser. Virkemidler og tiltak som bidrar til å erstatte kull med alternative energikilder vil være svært viktig for å få begrenset de globale utslippene.

3.2.3.

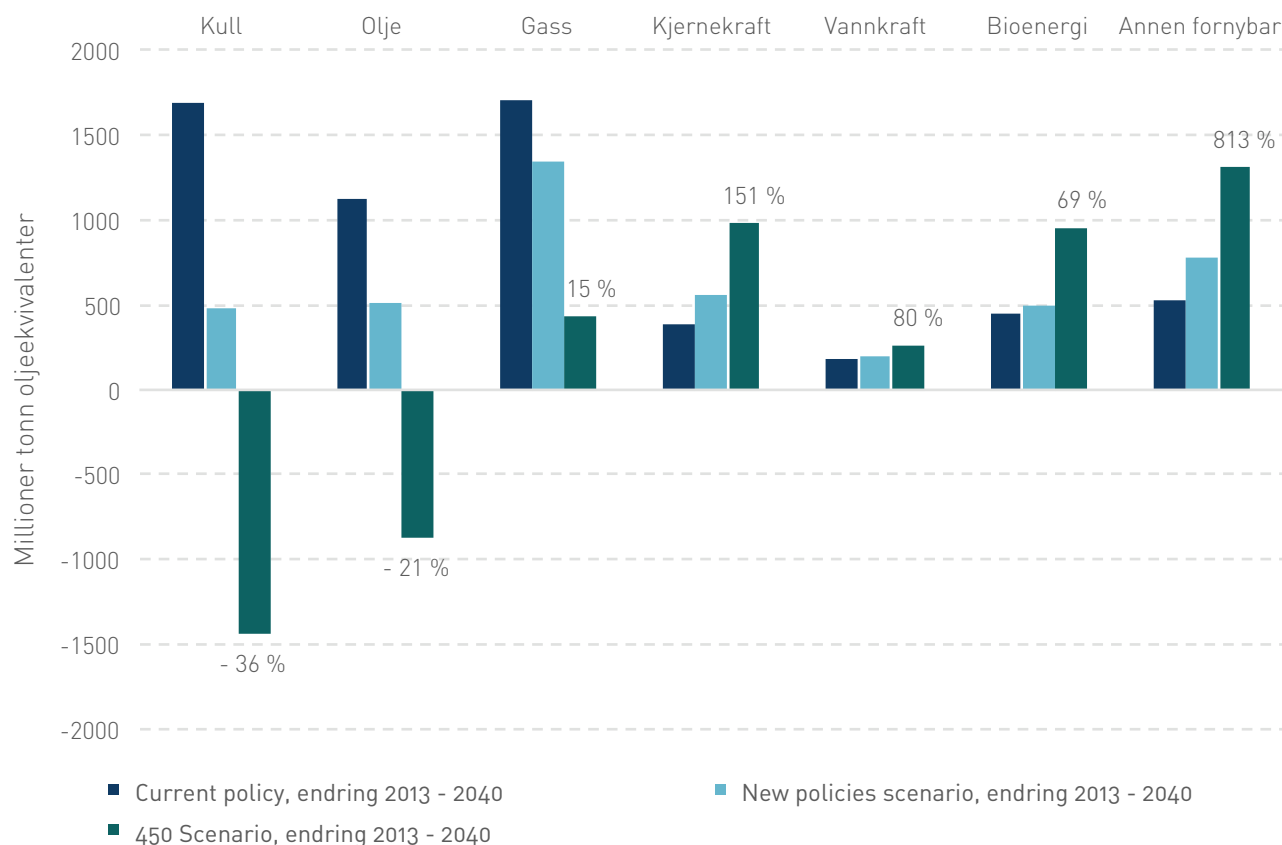
Fossil energi dominerer fortsatt energimiksen i 2040

Utviklingen i den globale energietterspørselen i IEA-scenariene er vist i figur 3.3. I alle scenariene dominerer fossile energikilder energietterspørselen i 2040, men i «450 scenarioet» er det både en absolutt og en relativ tilbakegang for olje og kull. Etterspørselen etter naturgass vokser i alle scenariene fram til 2030. Mellom 2030 og 2040 faller gassetterspørselen noe i «450 scenarioet», men ligger likevel 15 prosent over etterspørselen i 2013.

Både i «New Policy-scenarioet» og i "450 scenarioet" forventes betydelige endringer i sammensetningen av det fossile energiforbruket. Det globale kullforbruket innen kraftproduksjon mer enn halveres innen 2040, og raffinert olje til transportformål faller med nesten 50 prosent. Bruken av naturgass i kraftproduksjon svekkes også noe etter 2020, men langt mindre enn for kull og olje. Bruken av gass til industrielle formål øker i alle scenariene fram til 2040, mens direkte bruk av gass utvikler seg relativt flatt.

Figur 3.3

Global endring i energietterspørsel 2013 – 2040 fordelt på energikilder og scenarier. Prosentvis endring i forhold til 450 Scenarioet. Millioner tonn oljeekvivalenter. (Kilde: IEA World Energy Outlook (2015))

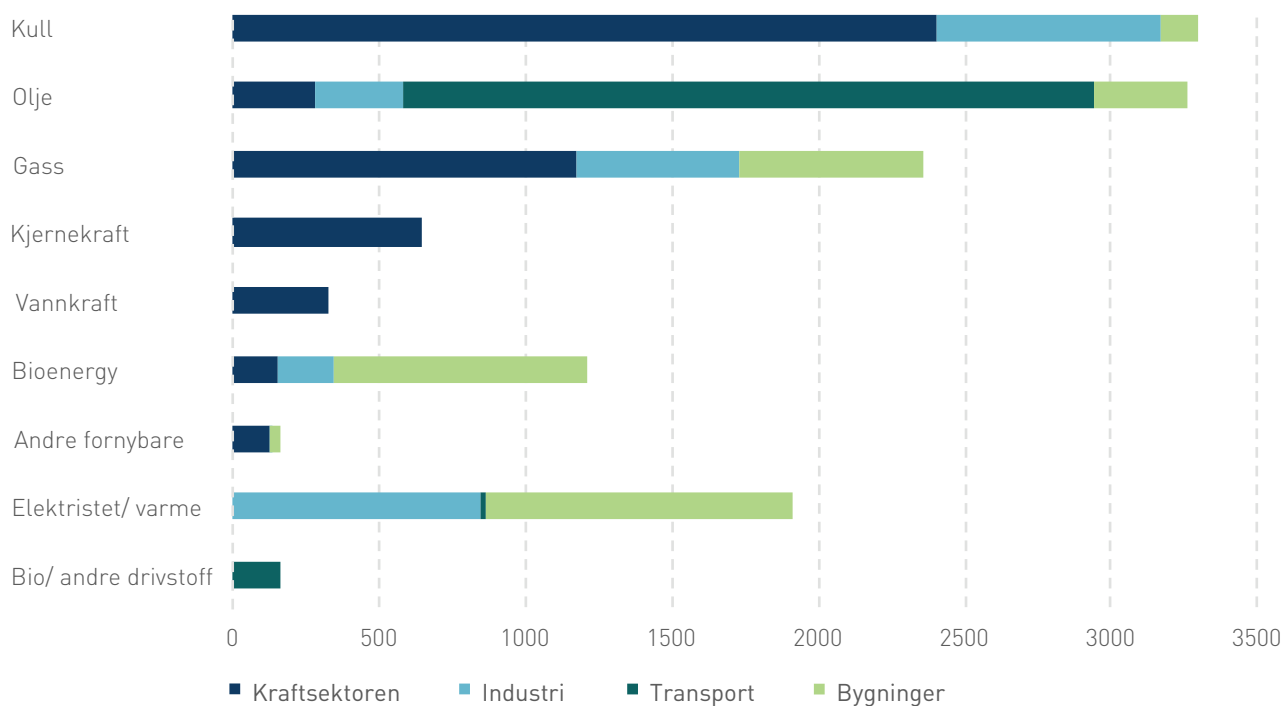


Transportsektoren sto i referanseåret 2013 for nesten 56 prosent av den globale oljeetterspørselen. Det øvrige oljeforbruket fordeler seg nokså jevnt mellom industri og bygninger. En liten andel brukes fortsatt som energikilde i kraftproduksjon. Bruk av naturgass fordeler seg med omtrent 40 prosent til strømproduksjon, og litt under 20 prosent som innsatsfaktor i industrien (kjemikaler som metanol, plastproduksjon og petrokjemi). Omtrent 22 prosent av naturgassforbruket skjer i næringsbygg og husholdningssektoren⁷. Kraftsektoren er i dag det viktigste anvendelsesområdet for kull. Kull brukes også til ulike industrielle anvendelse, blant annet i den metallurgiske industrien.

⁷ Husholdningssektoren som romoppvarming, oppvarming av vann, samt matlaging

Figur 3.4

Fordeling av energikilder på sektor i 2013. Millioner tonn oljeekvalenter. (Kilde: IEA Word Energy Outlook (2015))



4. Klimapolitiske rammer

Den norske klimapolitikken er basert på rammekonvensjonen for klimaendring (The Framework Convention on Climate Change), Kyotoprotokollen, vitenskapsforståelsen fra FNs Klimapanelers rapporter¹ og en rekke vedtak i Stortinget, senest i 2016. På FNs klimatoppmøte i Paris 2015 ble alle FNs medlemsland enige om at det er nødvendig å gjennomføre tiltak som hindrer at den globale oppvarmingen overstiger to grader celsius. Landene ble også enige om å tilstrebe og begrense temperaturøkningen ned mot 1,5 grader. Å realisere målene fra Paris-avtalen, krever store endringer i de globale energisystemene. Norges samarbeid med EU på energi- og klimaområdet innebærer at norske klimautslipp skjer innenfor rammen av det karbontaket som EU til enhver tid setter.

4.1.

INTERNASJONALE KLIMAFORHANDLINGER: PARIS-AVTALEN

På FNs klimatoppmøte (COP21) i Paris 2015 ble «Paris-avtalen» vedtatt. Den trer i kraft tidligst i 2020 dersom minst 55 land som representerer minst 55 prosent av de globale utslippene ratifiserer avtalen. I avtalen ble landene enige om et mål om å begrense den globale oppvarmingen til «godt under to grader», med en ambisjon om å tilstrebe og begrense temperaturstigningen ned mot 1,5 grader sammenlignet med førindustriell tid. I tillegg:

- Alle land forplikter seg til å utarbeide nasjonale utslippsmål og oppdatere dem hvert 5. år og hver oppdatering skal inneholde en skjerpet målsetting sammenlignet med foregående utslippsmål
- Ethvert lands klimainnsats skal ikke gå på bekostning av bærekraftig utvikling, bekjempelse av fattigdom og matforsyningsikkerhet
- Avtalen fastsetter et globalt mål for tilpasning til klimaendringer.

- Industrilandene skal bidra med klimafinansiering til utviklingslandene, og annethvert år rapportere hva som er levert, samt gi informasjon om fremtidige planer for klimafinansiering. Finansieringen skal utgjøre minst 100 milliarder USD årlig.
- Avtalen fastsetter prinsipper for utvikling og bruk av markedsmekanismer for felles gjennomføring av klimatiltak. Disse vil gjøre det mulig for alle land å bidra til å gjennomføre utslippsreducerende tiltak i andre land, og motta utslippsenheter som kan benyttes til å realisere sine utslippsmål.
- Avtalen åpner for felles gjennomføring av klimamål i EU og mellom EU og utenforstående land som Norge og Island.
- Det skal etableres et rapporteringssystem som blir viktig for å forstå og sammenligne landenes utslippskutt og for å måle global fremgang.
- FNs Klima- og skogprogram i utviklingsland omtales særskilt i avtalen (REDD+)
- Det skal etableres en ny mekanisme for å fremme gjennomføring og etterlevelse av avtalen.

Ulike modeller² har forsøkt å beregne hva de samlede klimaløftene fra COP21 kan ha å si for global oppvarming. Disse beregningene viser at hvis alle klimaløftene innfris, kan den globale temperaturøkningen begrenses til mellom 2,7-3,7 grader celsius i 2100. Dette er ikke i tråd med togradersmålet, men kan sees på som et fundament å bygge videre på.

1 Norway's Sixth National Communication Under the Framework Convention on Climate Change, januar 2014

2 <http://www.wri.org/blog/2015/11/insider-why-are-indc-studies-reaching-different-temperature-estimates>

4.2.

EUS ENERGI- OG KLIMAPOLITIKK

Den europeiske union (EU) vedtok en omfattende klima- og energilovgivning i 2009³, og satte i 2014 nye klimamål og virkemidler for perioden fram til 2030. EU skal redusere utslippene med 40 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990. Dette skal skje gjennom 43 prosent utslippskutt i sektorer under kvotesystemet og 30 prosent utslippskutt i sektorer utenfor kvotesystemet, sammenliknet med 2005. Målet om 40 prosent reduksjon av utslipp er bindende for alle EUs medlemsstater. Reduksjonene foreslås gjennomført i EU uten bruk av internasjonale kreditter, og det ble derfor vedtatt et felles mål om å fremme fornybar energi og energieffektivisering.

Beslutningen om disse overordnede målene vil på forskjellig vis påvirke den norske klimapolitikken slik det også kom fram i regjeringens forslag til nye utslippsforpliktelser for 2030⁴, og behandlingen i Stortinget våren 2015. Norge har besluttet at vi skal redusere våre utslipp med minst 40 prosent i 2030 sammenlignet med 1990. Norge er allerede i dag med i EUs kvotehandelssystem, ETS. I tillegg er Norge i dialog med EU om en avtale om deltagelse i den såkalte "byrdefordelingsbeslutningen", som regulerer sektorer utenfor ETS, som transport, jordbruk og bygninger.

I 2011 fremla EU-kommisjonen veikartet for utviklingen i energiforbruket og klimautslipp fram til 2050. Ambisjon her er å redusere utslippene med 80-95 prosent innen 2050. EUs veikart vil også ha betydning for lavutslippsløsninger for bruk av olje og gass som eksporteres fra norsk sokkel til EU.

4.2.1.

EUs kvotesystem

Hovedvirkemiddelet er EUs kvotesystem, verdens største karbonmarked for handel med utslippskvoter⁵. Totalt dekkes 45 prosent av alle EUs utslipp av EU ETS (Emission Trading Scheme). Målet er at det skal være et virkemiddel som gjør det lettere for bedrifter å investere i teknologi som reduserer utslipp. EU ETS fungerer etter «cap and trade» prinsippet. Det betyr at volumet av klimagasser som kan slippes ut fra sektorer som omfattes av ETS må forholde seg til et tak for utslipp, bestemt av EU. Innenfor dette nivået mottar, kjøper eller bytter bedrifter kvoter avhengig av hvor mye produksjonen slipper ut av klimagasser i forhold til tildelte kvoter.

Under finanskrisen måtte flere bedrifter i EU innskrenke eller legge ned, og EU importerte mindre varer og tjenester. Det totale utslippet av klimagasser i EU gikk derfor ned. Dette medførte et overskudd av tilgjengelige kvoter i markedet tilsvarende 2,1 milliarder utslippskvoter. EU ETS har derfor i dag en strukturell ubalanse ettersom tilbudet av kvoter er større enn etterspørselen. Dette er hovedårsaken til at prisen på kvoter er lav.

For å rette opp i ubalansen mellom tilbud og etterspørsel av kvoter har EU iverksatt ulike tiltak. EU har vedtatt et midlertidig tiltak som kalles «backloading». Backloading-planen skal utsette salg av 900 millioner kvoter til 2019-2020. Dette reduserer ikke overskuddet av kvoter, bare hvor mange kvoter som skal auksjoneres i perioden.

Et av de langsiktige tiltakene er etableringen av en såkalt markedsstabiliseringsreserve. Fra 2018 skal Kommisjonen kunne ta kvoter ut av markedet og plassere dem i markedsstabiliseringsreserven slik at overskuddet av kvoter reduseres og dermed bidra til å øke kvotepriisen. I tillegg er det vedtatt at maksimalt utslipp av kvoter (kvotetaket) skal reduseres med 2,2 prosent hvert år fra 2021 sammenlignet med 1,74 prosent årlig reduksjon i dag.

Reformen av kvotemarkedet pågår fortsatt i EU og et endelig lovvedtak vil komme tidligst i 2017.

4.2.2.

Energiunionen

Den 25. februar 2015 la EU-kommisjonen fram meldingen om rammeverket for EUs såkalte energiunion. Målet med Energiunionen er å oppfylle EUs energi- og klimamål og levere sikker og bærekraftig energi til EUs innbyggere til en overkommelig pris. For å nå disse målene vil Energiunionen fokusere på fem viktige dimensjoner som krever mer integrasjon og koordinering:

- Energisikkerhet, solidaritet og tillit
- Et integrert europeisk energimarked
- Energieffektivisering
- Avkarbonisering av økonomien
- Forskning, innovasjon og konkurransekraft

3 I 2007 vedtok EU de såkalte 20-20-20 målene for EUs klima- og energipolitikk: 20 prosent reduksjon i klimagassutslipp, 20 prosent reduksjon av energiforbruket og 20 prosent økning i bruk av fornybar energi innen 2020. I 2009 vedtok EU reguleringer som legger grunnlaget for gjennomføringen av energi- og klimapolitikken (direktiv fornybar energi, revidert kvotehandelssystem og CO₂-håndtering, og retningslinjer for miljøstøtte, samt støtte til pilotprosjekter for CO₂-håndtering).

4 Meld. St. 13 (2014-2015) «Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU»

5 Kina starter sitt kvotesystem i 2017

Bakgrunnen for opprettelsen av Energiunionen er å få til en felles og mer helhetlig energipolitikk for Europa som i mye større grad ser de ulike landenes energipolitikk i sammenheng, ikke bare for å kunne levere på klimamålene. EU er svært avhengig av eksterne energileverandører, særlig for gass, noe som gjør medlemsstatene sårbare for brudd i forsyningssikkerheten. EU vil derfor redusere sin avhengighet av fossile energikilder, som samtidig vil bidra til å redusere utslippene. Et helt sentralt virkemiddel for å oppnå dette er ferdigstillingen av EUs indre energimarked.

I tillegg blir det stadig viktigere med konkurransedyktige priser på energi, både for næringslivet og for husholdningene. For å kunne levere mer helhetlige og overordnede løsninger omfattes Energiunionen av flere politikkområder og sektorer som blant annet transport, landbruk, miljø, industri, handel, forskning og teknologiutvikling som skal sees i sammenheng med energi- og klimapolitikken. Når strategien blir fullt ut implementert, skal den gjøre EU bedre i stand til å møte utfordringene.

Energiunionen vil få konsekvenser for norsk klimapolitikk både fordi EU er vårt viktigste marked og fordi mye av regelverket utviklet i EU berører oss direkte gjennom EØS-avtalen.

Norske myndigheter har ønsket EUs arbeid med utviklingen av Energiunionen velkommen og støtter EUs ønske om å forsterke energipartnerskapet med Norge. Norge er en stor og pålitelig leverandør av energi til EU, både av olje, gass og vannkraft, og er fullt integrert i det nordiske elektrisitetsmarkedet. Siden 2008 har Norge vært et fullverdig medlem av EUs ordning med handel av kvoter, EU ETS. Norske myndigheter har understreket viktigheten av et velfungerende og effektivt indre energimarked, både med hensyn til utvikling av en god infrastruktur og et effektivt lovverk som en forutsetning for å sikre EUs energisikkerhet og for å oppnå EUs klima- og energimål for 2030. I tillegg støtter norske myndigheter opp under at EU ETS bør fortsette å være det viktigste virkemiddelet for å redusere utslipp og det er derfor viktig at EU får på plass en god reform for å sikre at kvotesystemet fungerer optimalt.

4.2.3.

EUs strategier om forsyningssikkerhet for gass

I februar 2016 presenterte EU-kommisjonen sin energisikkerhetspakke for EUs overgang til lavkarbonsamfunnet, og skal sikre EU mot brudd i energileveransene fra eksterne aktører. Energisikkerhetspakken bekrefter gassens strategiske rolle i overgangen til lavutslipps-samfunnet samt understreker gassens betydning for EUs energimiks. Strategien bekrefter EUs vilje til å satse på ny infrastruktur for å sikre fortsatt bruk av gass i tiår fremover. Den omhandler også andre aspekter ved forsynings-sikkerheten for gass blant annet gjennom strategier for LNG og gasslagring, oppvarming og nedkjøling, samt et avtaleregime for energiavtaler med land utenfor EU.

EUs egenproduksjon av gass er fallende og forventes å bli halvert fram mot 2030. Det betyr at selv med ambisiøse mål for økning i produksjon av fornybar energi og økt energieffektivisering, vil EU mer eller mindre opprettholde dagens importbehov av gass. Dette gjenspeiles i energisikkerhetspakken. Samtidig har EU en ambisjon om å redusere gassforbruket, særlig til oppvarming og kjøling.

4.2.4.

EUs veikart 2050

EUs veikart 2050⁶ har som ambisjon å redusere utslippene med 80-95 prosent sammenlignet med 1990-nivå. Veikartet la til grunn fire grunnpilarer for å sikre et bærekraftig, konkurransedyktig og sikkert energisystem i EU i 2050: energieffektivitet, fornybar energi, atomkraft og CCS. Disse ble kombinert på forskjellige måter for å analysere sju ulike scenarioer for 2050. Oppsummert konkluderer veikartet med følgende:

- Avkarbonisering av energisystemet er teknologisk og økonomisk mulig.
- Mer fornybar energi og økt energieffektivisering er helt nødvendig uavhengig av hvordan EUs energimiks ser ut i framtiden
- Infrastrukturinvesteringer bør gjøres så tidlig som mulig for å redusere kostnader.
- Et felles europeisk energimarked er forventet å bli mer lønnsomt for medlemsstatene og bidra til økt energisikkerhet sammenlignet med nasjonale energimarkeder.

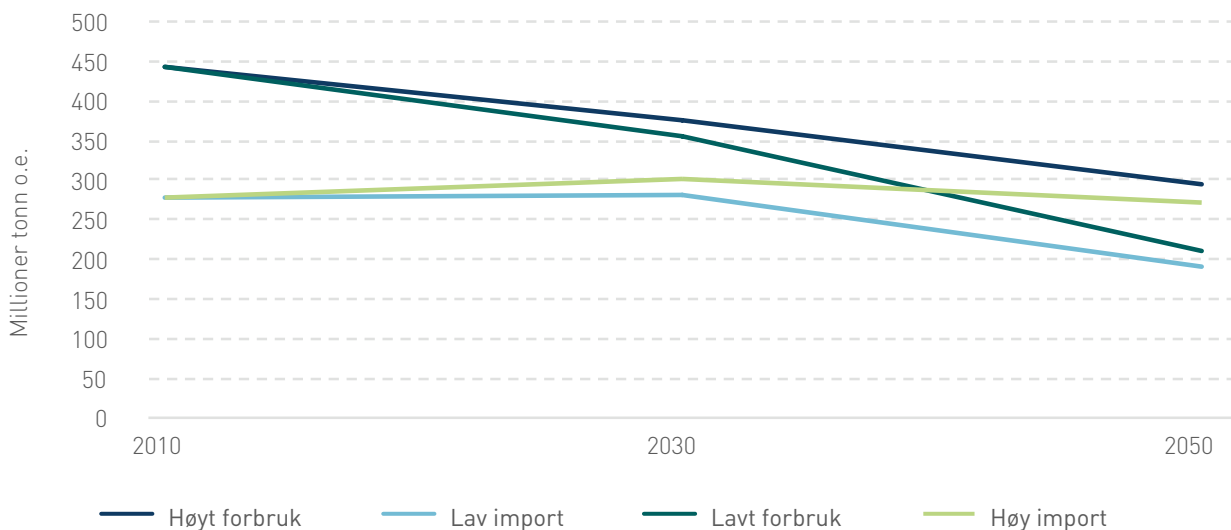
Ambisjonen betyr ytterligere innstramming av kvotetaket hvert år også etter 2030. Et slikt mål vil samtidig ha betydning for lavutslippsløsninger for bruk av olje og gass som eksporteres fra norsk sokkel til EU. Kommisjonens analyser fram mot 2050 viser at EUs totale energiforbruk vil være relativt stabilt fram mot 2050 og gassens andel vil reduseres marginalt fra 25 prosent i 2010 til 24 prosent i 2050⁷. Figur 4.1. viser gassforbruk og gassimport i Europa i fire scenarioer hentet fra EUs veikart 2050. Som det fremgår av figuren vil gassforbruket reduseres i alle veikart-scenarioene. Grunnet lavere egenproduksjon er imidlertid gassimporten flat eller økende fram til 2030 og flat eller fallende mellom 2030 og 2050.

⁶ EUs veikart bygde på en omfattende scenarioanalyse der en testet ut ulike kombinasjoner av energi- og klimapolitiske tiltak med andre økonomiske og ikke økonomiske drivere.

⁷ EU energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. Reference scenario 2013, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

Figur 4.1

Gassforbruk og gassimport i Europa i fire scenarioer hentet fra EUs veikart 2050 (Kilde: EU-kommisjonen)



4.3.

NORSKE KLIMAFORPLIKTELSE

Norges nåværende internasjonale forpliktelser om å redusere utslipp av klimagasser bygger på Kyoto-avtalen. I avtalens første forpliktelsesperiode mellom 2008 og 2012 var rammen at Norge kunne øke utslippene med 1 prosent i forhold til utslippene i 1990, målt som et gjennomsnitt over perioden. De faktiske utslippene i denne perioden lå 4,6 prosent over 1990-nivået, men Norge overholdt sine forpliktelser ved bruk av såkalte fleksible mekanismer hvor Norge betaler for utslippskutt i andre land.

For den andre forpliktelsesperioden, som løper fra 2013 til 2020, er Norges forpliktelse å redusere utslippene med 16 prosent, målt som et gjennomsnitt over perioden, sammenlignet med de norske utslippene i 1990⁸. Norge har også i denne perioden anledning til å supplere innenlandske utslippskutt med fleksible mekanismer, kvotekjøp, skogplanting og investeringer i energikonsolideringsprosjekter i utlandet. Paris-avtalen vil bli den neste internasjonale avtalen som legger premissene for Norges klimaforpliktelser.

Stortingsmelding nr. 13 (2014-2015) «Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU»⁹ ble lagt frem i februar 2015 og Stortinget tilsluttet seg til hovedlinjene måneden etter. Meldingen orienterte Stortinget om hva som skulle være Norges innspill til internasjonal forpliktelse for perioden 2021–2030 i oppløpet mot COP21 i Paris.

Regjeringen sendte i første kvartal 2015 inn en indikativ forpliktelse til FNs klimakonvensjon med følgende elementer:

- Norge vil påta seg en betinget forpliktelse om minst 40 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 1990.
- Norge er i dialog med EU om å inngå en avtale om felles oppfyllelse av klimaforpliktelsen sammen med EU.

En avtale om felles oppfyllelse med EU innebærer at:

- I kvotepliktig sektor vil Norge bidra til gjennomføring av utslippsreduksjoner på 43 prosent sammenlignet med 2005 innenfor EUs kvotesystem.
- Norge vil også bidra til utslippsreduksjoner i ikke-kvotepliktig sektor ved at det fastsettes et nasjonalt utslippsmål for ikke-kvotepliktig sektor på linje med sammenlignbare EU-land. Det enkelte land vil måtte redusere utslippene i ikke-kvotepliktig sektor med mellom 0 og 40 prosent, avhengig av BNP per innbygger og hensyn tatt til kostnadseffektivitet.

Norges høye inntektsnivå trekker i retning av et mål i øvre ende av intervallet, mens hensynet til kostnadseffektivitet trekker i motsatt retning.

EU legger opp til at noen av kuttene i ikke-kvotepliktig sektor kan gjennomføres ved kjøp av kvoter i EUs kvotesystem eller gjennomføring av klimatiltak i andre EU-land. Norge ønsker å benytte seg av denne fleksibiliteten på lik linje med EU-land. Regjeringen uttaler at den vil legge vekt på likeverdige rammevilkår for norske bedrifter sammenlignet med bedrifter i EU. En endelig avtale med EU er ikke forventet ferdigforhandlet før mot slutten av 2017.

Paris-avtalen ble ratifisert av Norge 21. juni 2016 etter et enstemmig Storting samtykket i ratifikasjon av Paris-avtalen 14. juni 2016¹⁰. Stortinget vedtok i tillegg 14. juni 2016, at Norge skal være klimanøytralt allerede 1. januar 2030, det vil si 20 år tidligere enn det som tidligere har vært målet. Klimanøytralitet innebærer at Norge skal finansiere utslippsreduksjoner i andre land tilsvarende størrelsen på gjenværende klimagassutslipp i Norge fra og med 2030.

Norge har gjennom forhandlinger med EU forpliktet seg til et mål om en fornybarandel på 67,5 prosent innen 2020 gjennom innlemmelsen av EUs fornybardirektiv. Som det viktigste virkemiddelet for å nå fornybarmålet, ble det i 2012 etablert et felles norsk-svensk elsertifikatmarked, med et samlet norsk-svensk mål om 28,4 TWh fornybar kraftproduksjon i år 2020. Regjeringen har i den nye energimeldingen foreslått å avvikle elsertifikatordningen når den nåværende ordningen utløper i 2021¹¹.

Myndighetenes arbeid med å styrke virkemidlene i klimapolitikken omfatter blant annet opprettelsen av Grønn skattekommisjon, som la fram sin innstilling 9. desember 2015, Regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering som ble lagt fram i forbindelse med budsjettet for 2015, samt en helhetlige gjennomgang av bilavgiftene og Nasjonal transportplan.

8 Prop 173 S (2012-2013) «Samtykke til godkjenning av endringer av 8. desember 2012 i Kyoto-protokollen av 11. desember 1997»

9 St. 13 (2014-2015) Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU, <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/meld.-st.-13-2014-2015/id2394579/>

10 Innst. 407 S (2015-2016) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Samtykke til ratifikasjon av Paris-avtalen av 12. desember 2015 under FNs rammekonvensjon om klimaendring av 9. mai 1992.

11 Meld. St. 25 (2015-2016) «Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030».

GRØNN SKATTEKOMMISSJON

Grønn skattekommisjon som ble nedsatt av Finansdepartementet 15. august 2014, avla sin rapport (NOU 2015: 15) den 9. desember 2015. Kommisjonen er opptatt av at Norge bør tilstrebe et system der forurenser betaler og at ulike sektorer skal betale det samme for klimautslipp.

I følge Grønn skattekommisjon er avgifter det mest kostnadseffektive virkemiddelet for å redusere miljøbelastning, dersom nivået settes slik at avgiften enten dekker den marginale miljøskaden eller bidrar til at Norge innfrir sine internasjonale forpliktelser.

Om lag 80 pst. av Norges klimagassutslipp er omfattet av enten kvoter eller avgifter (eller begge deler). For klimagassutslipp tilsier prinsippet om kostnadseffektivitet at alle utslipp fra ikke-kvotepliktig sektor bør ha lik CO₂-avgift per tonn CO₂-ekvivalenter. Utvalget foreslår derfor å oppheve fritak og reduserte satser og å sette nivået for CO₂-avgiften til 420 kroner i 2016. Siden kvotepliktige utslipp allerede er priset, bør slike utslipp prinsipielt sett ikke ilegges CO₂-avgift i tillegg. Utvalget foreslår likevel at avgiftene på petroleumsvirksomheten og innenlandsk luftfart videreføres, men at avgiftsnivået settes ned i takt med at kvoteprisen stiger. Utvalget foreslår også tiltak for å redusere klimagassutslipp i ikke-kvotepliktig sektor som i dag ikke prises. Dette gjelder blant annet innenfor jordbruket, utslipp av CO₂ fra avfallsforbrenning, avgift på mineralgjødsel (som skal reflektere bidraget til både klimagassutslipp og skadene ved overgjødning) samt innføring av et sotelement i CO₂-avgiften på mineralolje.

Utvalget presenterte mer enn 80 konkrete anbefalinger.

(Kilde: www.regjeringen.no)

5. Petroleumssektorens klimautslipp

Utslippene fra petroleumssektoren utgjør om lag en fjerdedel av norske utslipp av klimagasser. Strengt utslippskrav og høyt miljøfokus har imidlertid bidratt til at norsk sokkel er blant de petroleumsprovinserne med de laveste klimautslippene i verden, og ligger på under halvparten av det globale gjennomsnittet per produserte enhet.

De fremtidige utslippene fra norske sokkel er avhengig av produksjonsutviklingen og implementering av utslippsreducerende tiltak. Teknologisk utvikling og kostnadsreduksjoner for lavutslippsteknologi vil ha stor betydning.

5.1.

NORSKE NASJONALE KLIMAGASSUTSLIPP

De samlede norske utslippene av klimagasser økte med 3,9 prosent mellom 1990 og 2015¹. Regnet om til utslipp pr. innbygger i Norge blir dette om lag ti tonn pr. år sammenliknet med et verdensgjennomsnitt på rundt syv tonn. Utslippene pr. innbygger er på vei ned som vist i figur 5.1. Fallet har vært særlig markert de siste fem årene, noe som først og fremst skyldes nedgang i utslippene fra prosessindustrien og annen landbasert industri. De totale norske utslippene i 2015 var på 53,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Regnet per innbygger ligger de norske CO₂-utslippene på samme nivå som gjennomsnittet for landene i Vest-Europa. De norske utslippene per innbygger er under halvparten av utslippsnivået i USA, men betydelig høyere enn gjennomsnittet for utviklingslandene.

Figur 5.2 viser de norske klimautslippene etter utslippskilde for perioden 1990 til 2014. Norge har forandret seg betydelig på 25 år, og mange endringer er drevet av andre forhold enn klimapolitikk. Transportmengden på land har økt betydelig, og teknologi og utvikling har endret kjøretøyflåten og tilhørende utslipp. Utslippene fra transportsektoren har økt til tross for mer effektive

motorer i personbilflåten. Landindustriens utslipp har derimot gått ned, delvis som følge av bedre teknologi og drift. I de siste 7-8 årene har utslippene fra petroleumssektoren stabilisert seg.

Effekten av norsk klimapolitikk og klimavirkemidler har vært store. I Miljødirektoratets rapport Kunnskapsgrunnlaget for lavutslippsutvikling² er det gjengitt beregninger som viser at de norske utslippene i 2010 var 12,6 – 15,2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter lavere enn de ville ha vært uten klimatiltak og virkemidler. I Klima- og miljødepartementets siste rapport til Klimakonvensjonen sies det at de samlede norske klimagassutslippene ville ha vært 17,1 millioner tonn CO₂-ekvivalenter³ høyere enn basisforutsetningene i 2020 og 17,8 – 20,5 millioner tonn høyere i 2030 uten de aktuelle virkemidlene. Om petroleumsvirksomhetens utslipp sies det: «det er indikasjoner på at CO₂-avgiften og ETS, altså EUs kvotepriser, bidrar til en utslippsreduksjon på 5 million tonn CO₂ (2010)».

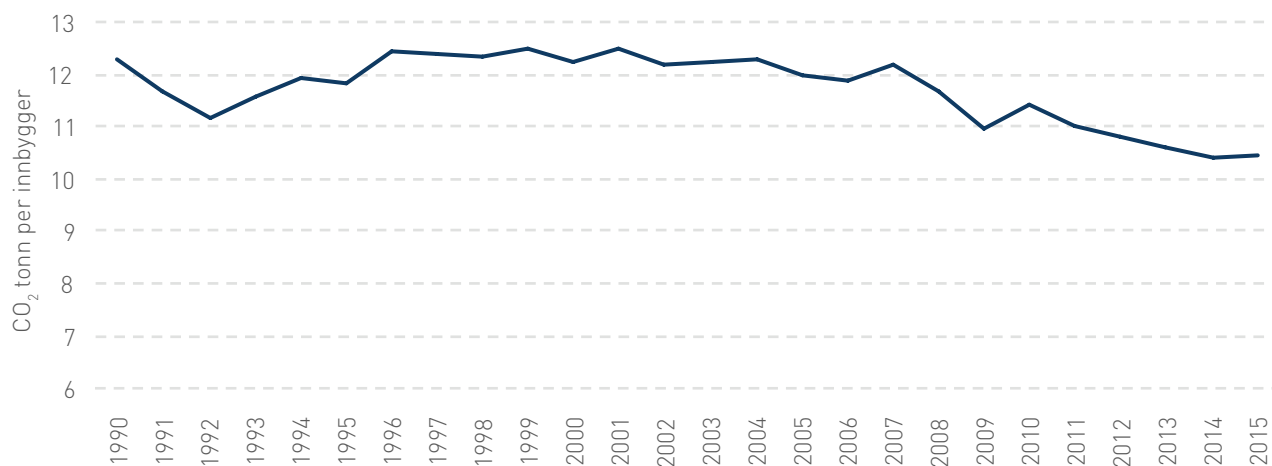
1 SSB: Utslipp av klimagasser, 2015, foreløpige tall 20. mai 2016

2 Miljødirektoratet rapport M-229: Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling, oktober 2014

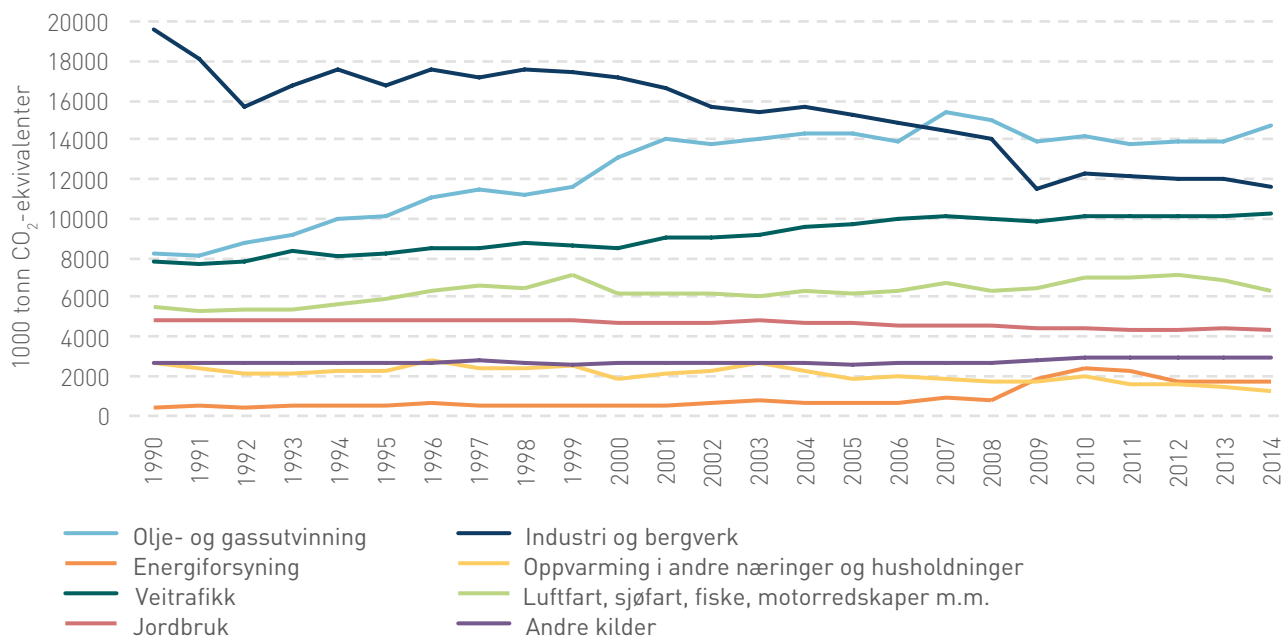
3 Norway's sixth National Communication under the Framework Convention on Climate Change: <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/Norways-sixth-National-Communication-under-the-Framework-Convention-on-Climate-Change/id752820/>

Figur 5.1.

Norske samlede utslipp av klimagasser per innbygger 1990 – 2015. (Kilde: SSB)



Figur 5.2.

Norske klimagassutslipp etter utslippskilde, 1990 – 2015. 1000 tonn CO₂-ekvivalenter. (Kilde: SSB)

ULIKE UTSLIPPSTALL

En rekke kilder rapporterer utslippstall til luft fra norsk olje- og gassproduksjon. Imidlertid kan både de rapporterte tallene og utviklingstrenden fra år til år vise til dels betydelige forskjeller mellom de ulike kildene. Det er flere årsaker til dette, men den klart viktigste er ulik definisjon av hvilke aktiviteter som inngår i norsk olje- og gassnæring.

- Miljørapporten fra Norsk olje og gass publiseres årlig i begynnelsen av juni og inneholder alle utslippstall fra næringen samlet. Denne er basert på tall hentet fra databasen EPIM Environment Hub (EEH). Databasen er utviklet som et verktøy for å forenkle rapportering av utslippstall og oversendelse av årlige utslippsrapporter til myndighetene fra feltoperatørene. Avgrensningen av hvilke kilder og aktiviteter som inngår her, følger Petroleumsskatteloven definisjoner. Dette er alle lete- og produksjonsaktiviteter på sokkelen inkludert utslipp knyttet til rørtransport av olje og gass selv om disse siste kan skje fra landanlegg som Kårstø og Kollsnes. Alle aktiviteter på Melkøya er også inkludert.
- Statistisk Sentralbyrå publiserer et totaltall for hele næringen i mai, og deretter utslipp fordelt på ulike kilder innen olje- og gassutvinning i desember. Tallene rapporteres til FN under klimakonvensjonen og langtransportkonvensjonen. Utslippstallene avviker fra tall rapportert til Miljødirektoratet fra EEH ved å inkludere mer av de landbaserte aktivitetene, blant annet fra gassanlegget på Kårstø. Totaltallene fra SSB vil derfor normalt være større enn tilsvarende tall basert på EEH, mens tall fra de fleste enkeltkilder som regel vil være sammenlignbare. Utslippstallene fra SSB ligger også til grunn for nettsiden Miljøstatus.no.
- Miljødirektoratet har en egen database (Norske utslipp) som er åpen for alle og inneholder utslippstall fra alle norske kilder inkludert olje- og gassproduksjonen. Generelt er dette samme utslippstall som man finner i EEH og i Miljørapporten. Imidlertid inkluderer hovedkategorien "Petroleumsvirksomhet til havs" ikke landanleggene og ikke leteaktiviteter. Totaltallene i denne kategorien vil derfor være lavere enn både EEH- og SSB-tallene.

I tillegg er det også utslippstall fra den kvotepliktige delen av norsk sokkel og fra den avgiftspliktige delen av norsk olje- og gassproduksjon. Begge disse har forskjellig avgrensning innbyrdes og i forhold til de tre kildene beskrevet over vil både totaltallene og tall fra ulike kilder vil derfor avvike.

5.2.

PETROLEUMSINDUSTRIENS UTSLIPP AV CO₂

Olje- og gasssektoren står i dag for i overkant av en fjerdedel av de nasjonale norske CO₂-utslippene. Olje- og gasssektorens bidrag til historiske og framtidige utslippskutt blir derfor en viktig del av klimaløsningen. De historiske utslippene av CO₂ i norsk petroleumsvirksomhet økte raskt fra omlag 8 millioner tonn per år i 1990 til vel 14 millioner tonn i år 2001. I denne perioden økte den samlede produksjonen fra norsk sokkel med over 70 prosent, illustrert i figur 5.3. Mellom 2001 og 2015 har utslippsutviklingen ligget relativt stabilt rundt 14 millioner tonn.

«Pukkelen» på kurven i 2007-2008 skyldes for en stor del

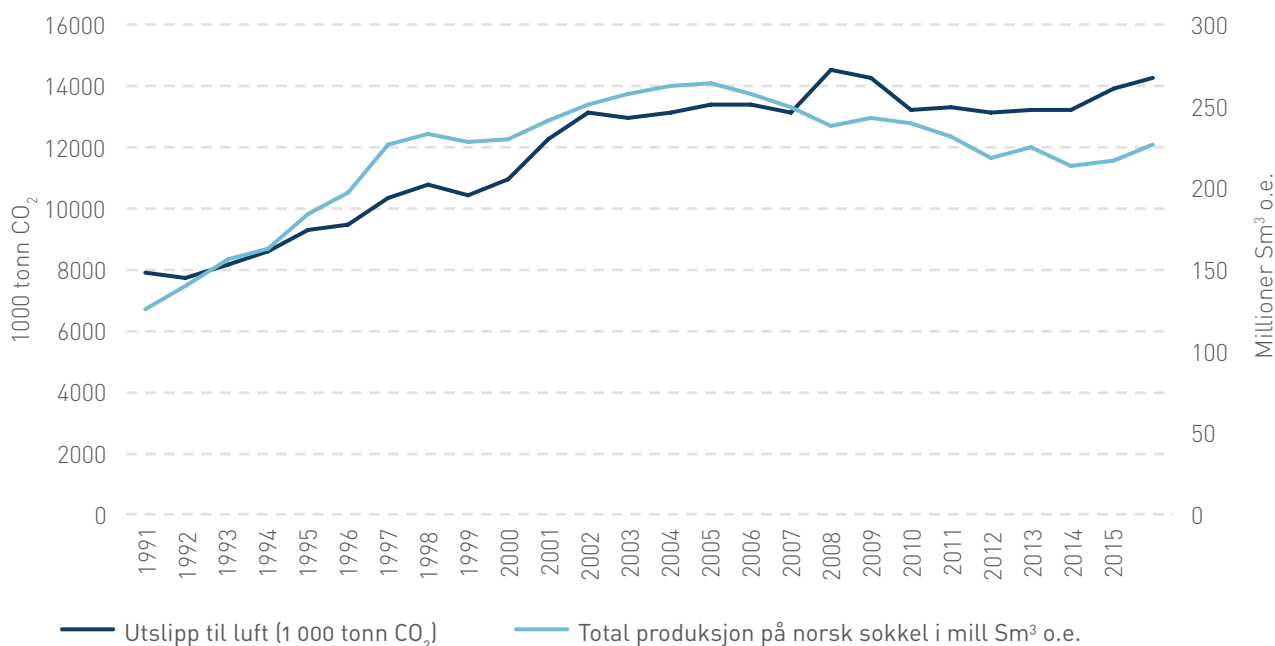
den ekstraordinære faklingen forårsaket av oppstartsperioden av LNG-anlegget på Melkøya.

Ser en på en situasjon uten klimatiltak har petroleumsvirksomheten kuttet klimagassutslippene mer enn gjennomsnittet for Norge som helhet⁴. Samtidig har det kommet mange nye felt og landinstallasjoner i drift siden 1990. Flere eksisterende installasjoner har fått en vesentlig lengre levetid enn tidligere planlagt på grunn av økt utvinning av eksisterende ressurser, ved at mindre funn koples til. Installasjonenes levetid i forhold til det som ble lagt til grunn i de opprinnelige planene (PUD/PAD) har dermed økt betydelig.

4 Norway's Sixth National Communication Under the Framework Convention on Climate Change

Figur 5.3.

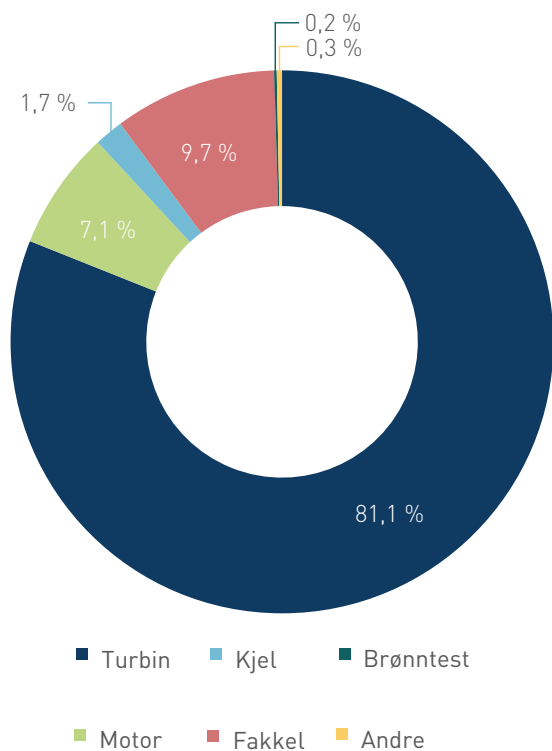
Historiske CO₂ utslipp fra petroleumssektoren i Norge i 1000 tonn CO₂ (venstre akse) og total produksjon fra norsk sokkel i millioner Sm³ o.e. (høyre akse) 1990 til 2015 (Kilde: SSB/ OD)



Gassturbiner er den største utslippskilden og utgjør 81 prosent av de totale utslippene offshore som vist i figur 5.4. Fakling av gass og forbrenning i motorer utgjør i underkant av 10 prosent hver. Gassturbinene generer elektrisitet og varme til bruk på plattformer, transport- og landanlegg. Det er i første rekke de store gasskompressorene og olje- og vannpumpene som krever mye energi, men en rekke andre aktiviteter på installasjonene som for eksempel boreinnretninger bidrar også betydelig. Anleggene som har et stort varmebehov gjenbraker typisk eksosvarmen fra gassturbinene.

Figur 5.4.

Utslipp av CO₂ fra norsk petroleumsvirksomhet fordelt på kilde i 2015 i prosent. (Kilde: Norsk olje og gass, Miljørapport 2016)



REGULERING FOR CO₂-UTSLIPP FRA NORSK SOKKEL

Utslippene fra petroleumssektoren blir regulert gjennom blant annet CO₂-avgiftsloven, klimakvoteloven, forurensningsloven og petroleumsloven. Sentralt i petroleumslovgivningen er prosessene knyttet til konsekvensutredninger og godkjenning av nye utbyggingsplaner. Anleggene på land kommer i tillegg inn under kravene i plan- og bygningsloven.

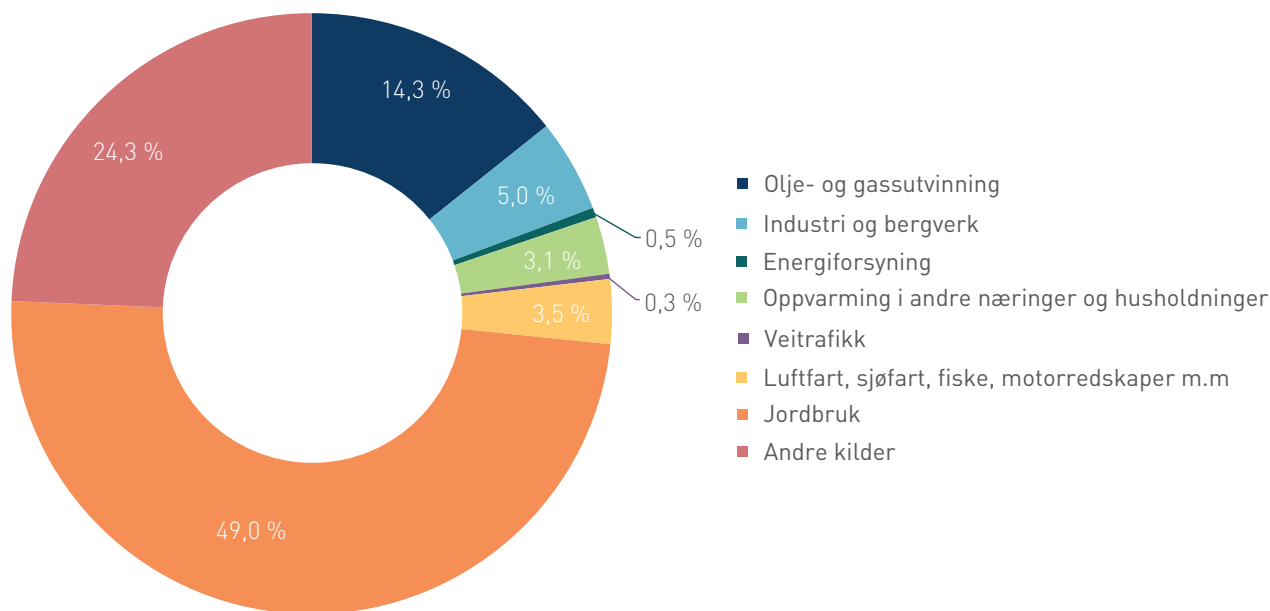
CO₂-avgiften som ble innført i 1991 har vært hovedvirkemiddelet for å redusere utslipp av CO₂ på norsk sokkel. Innføring av CO₂-avgiften førte til at mange kostnadseffektive tiltak for å redusere CO₂-utslippene ble satt i verk. Klimakvoteloven som trådte i kraft i 2005 gjaldt i første omgang for anleggene på land, med unntak av Hammerfest LNG. I 2008 ble også petroleumssektoren offshore (inklusive Hammerfest LNG) underlagt kvoteplikt. Dette innebærer at petroleumssektoren i tillegg til CO₂-avgiften må levere inn kvoter tilsvarende sine CO₂-utslipp. Fra 1. januar 2013 ble CO₂-avgiften økt fra 200 kr per tonn til 410 kr per tonn. Samlet utgjorde CO₂-avgiften og kvoteprisen 490 kroner per tonn CO₂ i 2016.

Alle operatører i petroleumssektoren må ha tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven.

Tillatelsene inneholder bestemmelser om energieffektivitet og bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT) i tråd med industriutslippsdirektivet (Industrial Emissions Directive, IED). Operatørene må også ha tillatelse til kvotepliktige utslipp etter forurensningsloven.

Figur 5.5.

Prosentvis fordeling av utslipp av CH₄ i Norge etter utslippskilde i 2015. (Kilde SSB).



Metan (CH₄) er hovedkomponenten i naturgass og en viktig drivhusgass etter CO₂. Metanutslipp kommer fra naturlige kilder som for eksempel våtmarker og permafrost som tiner, fra jordbruk og fra industrielle kilder slik som petroleumsvirksomhet. Med et globalt oppvarmingspotensial per volumenhet som er om lag 25 ganger sterkere enn CO₂⁵, er metan en vesentlig sterkere drivhusgass enn CO₂. På grunn av sikkerhetsmessige årsaker, i tillegg til klimahensyn, er det stort fokus i petroleumsnæringen på utslipp av metan.

Samlet metanutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet i 2015 var beregnet til 28 947 tonn⁶. 13,7 prosent av de norske metanutslippene kommer fra olje- og gassvirksomhet. Utslipp fra lasting av olje til skytteltankere har gått drastisk ned og utgjør nå i underkant av seks prosent av utslippet. Den største kilden til metanutslipp fra olje- og gassvirksomheten er kaldventilering og diffuse utslipp fra flenser, ventiler og diverse prosessutstyr. Samlet norsk utslipp av metan fra alle sektorer var i 2015 ifølge SSB 219 513 tonn.

Utslippene av metan og nmVOC⁷ fra olje- og gassindustrien har hatt en fallende trend. De norske utslippene av metan utgjør om lag 0,1 prosent av mengden naturgass i det norske systemet. Tas utslippene fra EUs rørsystem fram til forbruker med, blir utslippene 0,6 prosent⁸ av

forbruket. Dette kan sammenliknes med tilsvarende tall fra USA hvor det anslås at 1,3 prosent av transportert naturgass slipper ut før gassen når fram til forbruker⁹. For russisk gass er det gjennomført målinger som viser et nivå på mellom 0,6 og 1 prosent av gjennomstrømmingen¹⁰, i hovedsak fra kompressorer og fra vedlikehold på rørledninger.

5 GWP iht. IPCCs 4 rapport. Disse potensialene benyttes for sammenlikning i nasjonale rapporter mm

6 Norsk olje og gass, Miljørapport 2016

7 nmVOC, betegnelse på flyktige organiske forbindelser med unntak av metan.

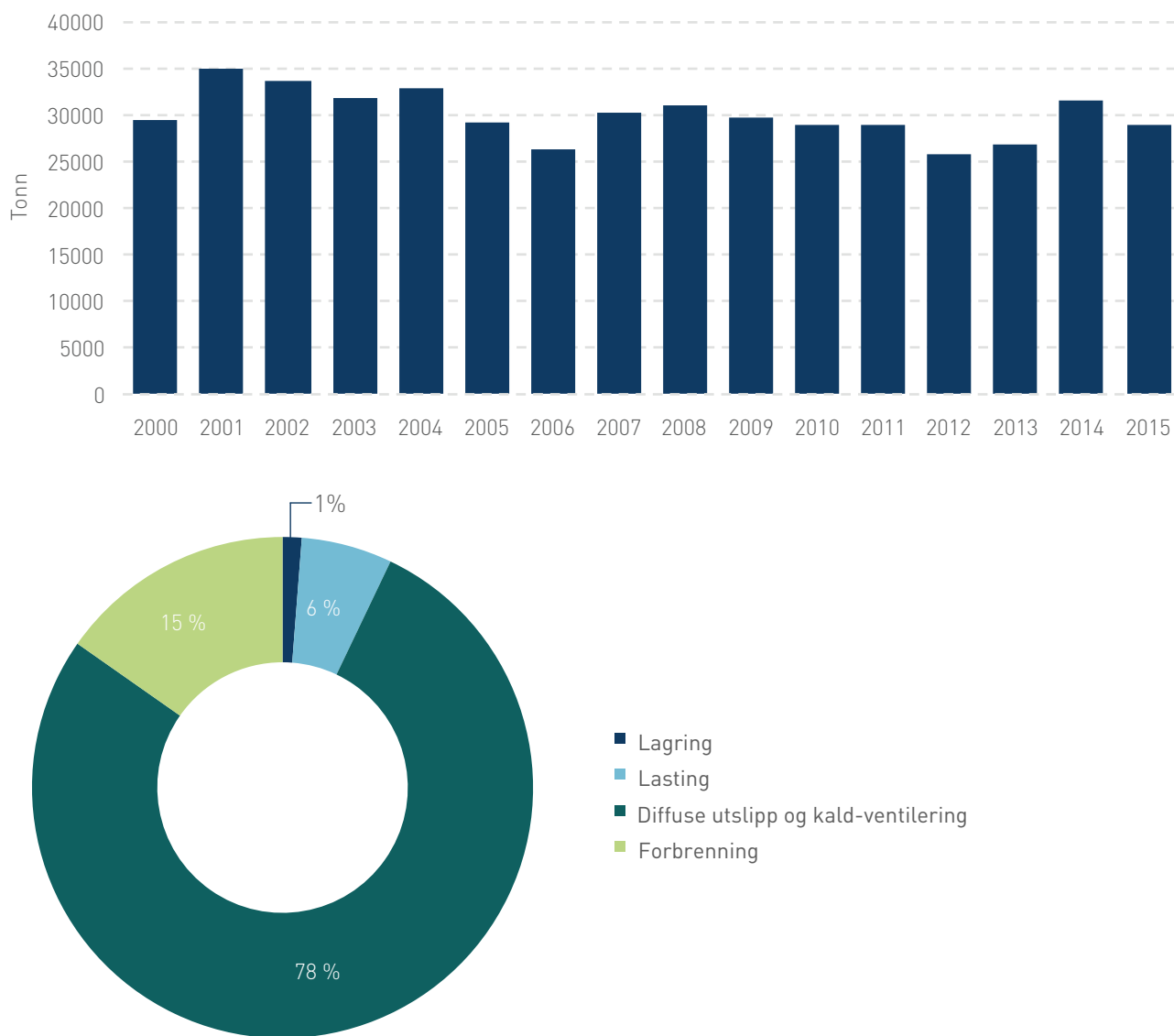
8 Marcogaz, 01.12.2015.

9 Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States

10 Wuppertal Institute, 2012: Tapping the leakages: Methane losses, mitigation options and policy issues for Russian long distance gas transmission pipelines

Figur 5.6.

Utslipp av metan fra norsk petroleumsvirksomhet i 2000 - 2015 og fordeling av utslipp på kilde i 2015
(Kilde: Norsk olje og gass, Miljørapport 2016)



Siden 2001 er samlet utslipp av nmVOC blitt redusert betraktelig. De betydelige utslippsreduksjonene er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere. Siden utslipp av nmVOC i noen grad er diffuse utslipp som er vanskelig å kartlegge, har det vært et behov for å oppdatere og innhente ytterligere kunnskap om de ulike kildene.

Næringen fikk derfor utført en gjennomgang av kvaliteten på utslippsfaktorer på diffuse utslipp av disse komponentene i 2013, noe som er fulgt opp i 2014 - 2016 i et samarbeid mellom Miljødirektoratet og oljeselskapene.

Foreløpige resultater foreligger, og beregningsmetodikk som baserer seg på internasjonalt anerkjente metoder, bekrefter tidligere observasjoner og antakelser om at diffuse utslipp på offshoreinnretningene er lave.

5.3.

FREMTIDIGE UTSLIPP

Historisk sett har utslippsutviklingen i petroleumssektoren fulgt produksjonsutviklingen i petroleumssektoren jamfør figur 5.3. Utslippsforventningene knyttes imidlertid mot energibehov og det er ikke nødvendigvis slik at energibehovet følger produksjonsutviklingen. Årsakene til dette er blant annet økt energibehov på grunn av behov for vann- og/eller gassinjeksjon for å øke utvinningsgraden, økende andel vann i produksjonen og lavere reservoartrykk som krever ekstra kompresjonskraft på aldrende felt.

Olje- og gassnæringen beveger seg også nordover¹¹. Nye felt i Barentshavet og Norskehavet ligger langt fra markedene, som medfører større behov for energi til transport. I de modne delene av sokkelen vil nye utbygginger ofte knyttes opp mot eksisterende innretninger og utnytte ledig kraftkapasitet.

Det er særlig to forhold som vil påvirke de fremtidige utslippene fra petroleumssektoren. Det første er fremtidig produksjonsnivå på norsk sokkel, og det andre er teknologiutvikling knyttet til drift og kraftløsninger på eksisterende og nye installasjoner (se kapittel 8 og 9).

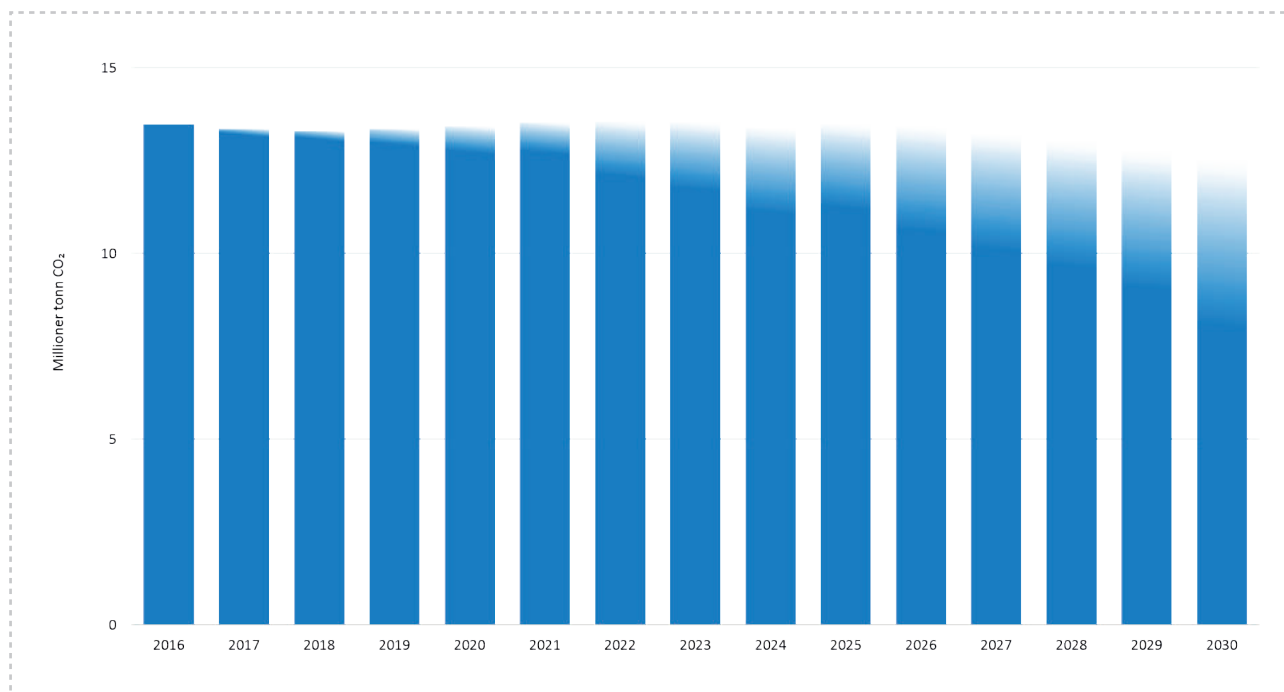
Figuren under viser prognoser for totale CO₂-utslipp fra norsk sokkel frem til 2030, inklusive landanlegg på Melkøya, Nyhamna, Kollsnes og Kårstø. Prognosene er basert på forventet aktivitet, og inkluderer felt i drift, leteaktivitet og utbygging av funn og uoppdagete ressurser. Felt og anlegg som allerede er i drift har størst betydning for utslippsprognosene. Hvordan eksisterende infrastruktur vil bli anvendt bidrar til usikkerhet i prognosene. I prognosen forutsettes det at mange funn vil utvikles gjennom innfasing til eksisterende infrastruktur.

Prognosen er basert på eksisterende rammevilkår. Dette innebærer blant annet at feltene på Utsirahøgda vil elektrifiseres i 2022. Usikkerhet i når nye utbygginger vil komme og hva slags konsept som vil benyttes gir et økende bidrag til usikkerhet i prognosen.

11 Se «Nordover – norsk sokkel i endring» KonKraftrapport 2016-1

Figur 5.7.

Prognoser for CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten frem til 2030, inklusive landanlegg på Melkøya, Nyhamna, Kollsnes og Kårstø (Kilde: OD)



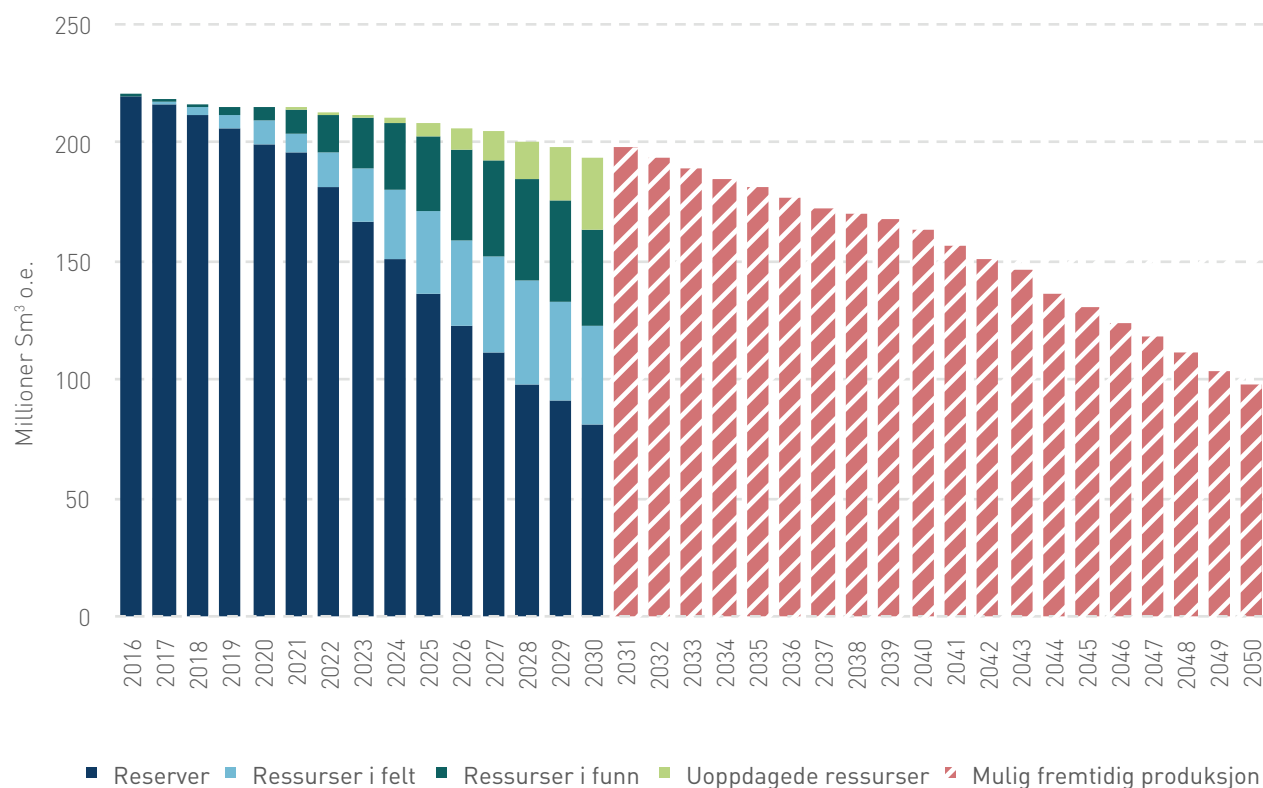
Som det fremgår av figur 5.8, vil det fremtidige produksjonsnivået avhenge av mange faktorer. For eksisterende felt vil den fremtidige produksjonen avhenge av i hvilken grad en klarer å øke utvinningsgraden fra dagens produserende strukturer. Økt utvinning er representert ved det lyseblå arealet i figuren under (Ressurser i felt). Videre er det per i dag rundt 90 funn som ikke er bygget ut på norsk sokkel. Produksjonen fra disse er representert ved det mørke grønne arealet i figuren (ressurser i funn). I de modne delene av sokkelen vil gjerne nye utbygginger knyttes opp mot eksisterende infrastruktur og kan bidra til å dekke driftskostnader og dermed forlenge økonomisk levetid. Gjennom levetidsforlengelser vil dermed innfasing av nye funn kunne bidra til økt utvinning fra dagens produserende strukturer. Produksjonsnivået frem mot 2030 vil også avhenge av leteaktivitet som medfører nye funn som igjen blir vedtatt bygget ut og satt i produksjon før 2030. På lengre sikt vil betydningen av nye letearealer, leteaktivitet og nye funn øke.

For perioden fra 2030 – 2050 vil usikkerheten i produksjonsnivå være svært stor. Dette vil avhenge av fremtidige olje- og gasspriser, rammebetingelser, teknologiutvikling, kostnadsutvikling, tilgang til nye letearealer, leteaktivitet og leteresultater. Langsiktige prognoser for klimagassutslipp fra norsk sokkel er derfor usikre og helt avhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn¹².

12 Se for eksempel Miljødirektoratets rapport «Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling» M229 – 2014.

Figur 5.8.

Produksjonsprognose for norsk sokkel 2016 – 2050, fordelt på kategori 2016 – 2030 (Kilde: Oljedirektoratet og Nasjonalbudsjettet 2016)



5.3.1.

Utslippsanslag for skipsfarten

Utfordringen for skipsfarten ligger i å redusere utslippene til tross for økt behov for maritim transport. Dette forventes av alle nasjoner og bransjer etter COP 21 og derfor må skipsfarten tenke nytt og se på alternative drivstoff, herunder elektrifisering, sol, hybridløsninger, LNG og hydrogen.

International Maritime Organization (IMO) forskriver i sin Greenhouse Gas (GHG) studie nr. 2 fra 2009 et gjennomarbeidet og realistisk reduksjonsopplegg som kan gi retning for det internasjonale arbeidet med reduksjon av klimagassutslipp fra skipsfarten. Dette scenariet gir en framskrivning over utslipp av klimagasser fra skipsfarten for perioden 2007-2030 i området 783 millioner tonn til 1836 millioner tonn årlig dersom det ikke gjennomføres tekniske eller regulatoriske reduksjonstiltak. Framskrivningen er basert på en årlig økning i verdenshandelen på 3,3 prosent. Med målsetting om at utslippene i 2030 ikke skal overstige 2007 nivå presenteres virkningsgrad av forskjellige reduksjonstiltak for å holde 2007-nivået.

Scenariet peker mot en fordobling av bunkersforbruket med tilhørende klimagassutslipp i 2030 dersom skipsfarten fortsetter med «business as usual» uten tiltak. For å stoppe og redusere utslippene forventes det at individuelle effektiviseringstiltak på det enkelte skip/rederi har potensiale til å redusere utslippene med 14 prosent. Nye og pålagte skrogløsninger¹³ forventes å redusere utslippene med 12 prosent og prising av klimagassutslipp forventes å redusere utslippene med ytterligere 32 prosent. Fra 2007-nivå vil fortsatt 43 prosent eller 783 millioner tonn gjenstå før sektoren er karbonfri. Dekarbonisering av skipsfarten med målsetting at sektoren er uavhengig av fossilt drivstoff i 2050 innebærer en årlig utslippsreduksjon med 2,15 prosent pr år. Dette er en svært krevende og ambisiøs nedtrapping som vil kreve nye og hittil ukjente løsninger innenfor fremdrift og miljøvennlig teknologi, men gir en realistisk skisse og et klart reduksjonsmål å arbeide mot.

¹³ IMOs vedtak om et energieffektivitetskrav (EEDI – Energy Efficiency Design Index). 15. juli 2011.

6. Olje og gassens rolle i omstilling til lavutslippssamfunnet

Norge er en betydelig eksportør av olje og gass. Det meste av norsk petroleumseksport selges til kunder i Europa. Internasjonale sammenligninger viser at norsk petroleum har lave karbonutslipp per produsert enhet og kort vei til markedene.

Norge er en strategisk samarbeidspartner med EU på energiområdet. EU ser på Norge som en svært viktig gassprodusent, både fordi norsk gass har et lavt karbonavtrykk og fordi norske gassleveranser bidrar til å opprettholde tilstrekkelig forsyningssikkerhet etter hvert som den innenlandske gassproduksjonen faller i viktige EU-land.

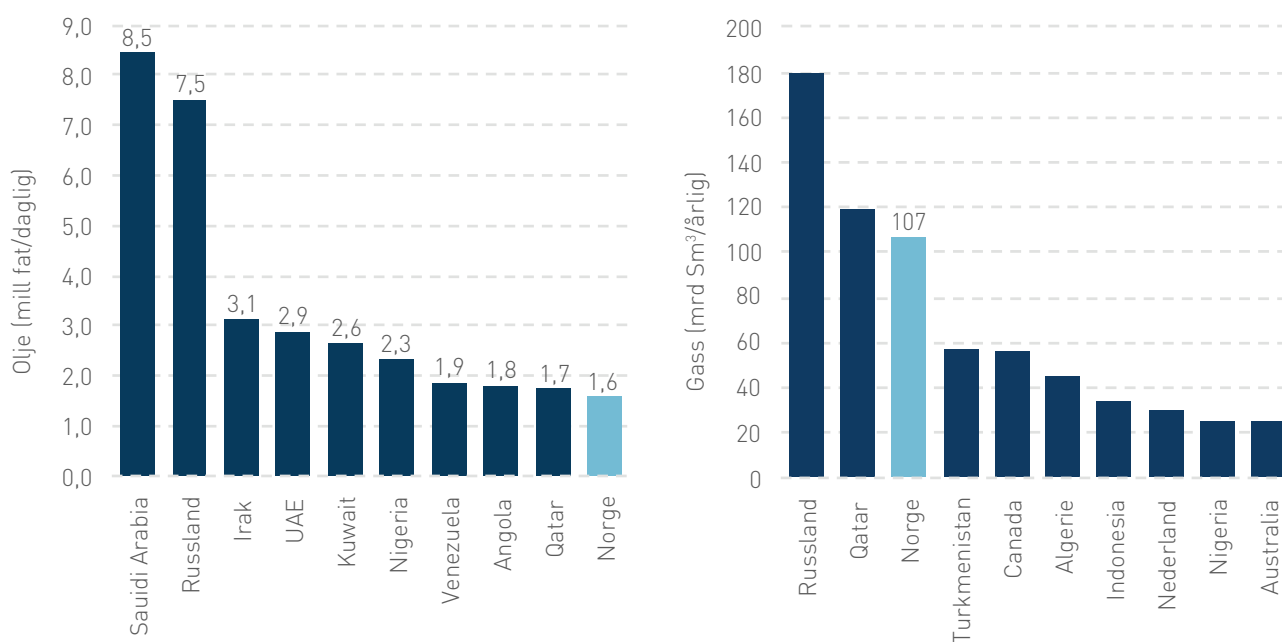
6.1.

NORGE SOM EKSPORTØR AV PETROLEUM

Figur 6.1 viser at Norge var den tiende største oljeeksportøren i verden og den tredje største gasseksportøren i henholdsvis 2013 og 2014. Sammenlignet med mange andre petroleumsproduserende land har Norge et lite hjemmemarked i forhold til vår egenproduksjon. Russland, for eksempel forbruker om lag to tredjedeler av sin naturgass innenlands. Norge er primært en eksportør, i mindre grad en forbruker av olje og gass.

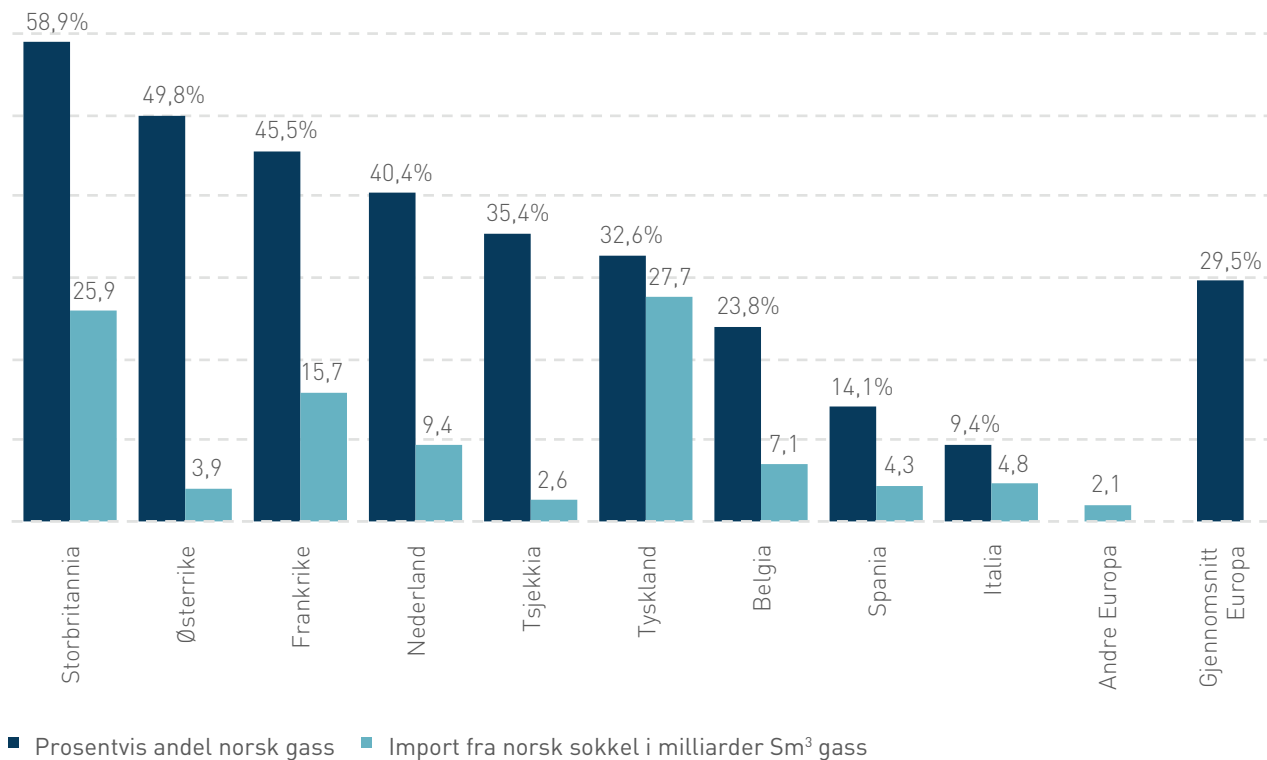
Figur 6.1.

Norges eksport av olje i 2013 og naturgass i 2014 sammenliknet med andre store eksportland (Kilde: OD)



Figur 6.2.

Norsk naturgasseksport 2014 i milliarder Sm³ gass og prosentvis andel norsk gass fordelt på land (Kilde: BP Statistic)



Figur 6.2. viser import av norsk naturgass i 2014 og den prosentvise andelen av norsk gass i enkelte land¹. Tyskland brukte 27,7 milliarder Sm³ norsk naturgass, tilsvarende rundt 25 prosent av den totale norske naturgasseksporten. Over 30 prosent av all naturgass i Tyskland kommer fra norsk sokkel. Storbritannia, som er den andre hovedkunden for norsk naturgass, importerte 26 milliarder Sm³ gass og utgjør nesten 60 prosent av Storbritannias gassforsyning. I EU står norsk naturgass for nær 30 prosent av gassforbruket. Norges betydelige rolle som eksportør av petroleum er viktig i en klimamessig sammenheng siden norsk petroleumproduksjon har et svært lavt klimautslipp per produsert energienhet.

petroleumsnasjoner opererer på store havdyp og med vanskelig reservoarer, er det et behov for løpende utvikling av ny teknologi. Den norske leverandørindustrien ligger langt fremme med å utvikle slik teknologi.

Utslippene fra virksomheten på norsk sokkel er blant de laveste per produserte energienhet. Midtøsten ligger i denne sammenligningen noe lavere enn Norge (oransje linje i figur 6.3.), men dataene representerer bare 23 prosent av deres produksjon på grunn av manglende rapportering. Norge rapporterer 100 prosent og Europa 96 prosent av utslippsdata. Det er derfor rimelig å hevde at norsk petroleumsnæring ligger best an på klimagassutslipp knyttet til produksjon.

6.2.

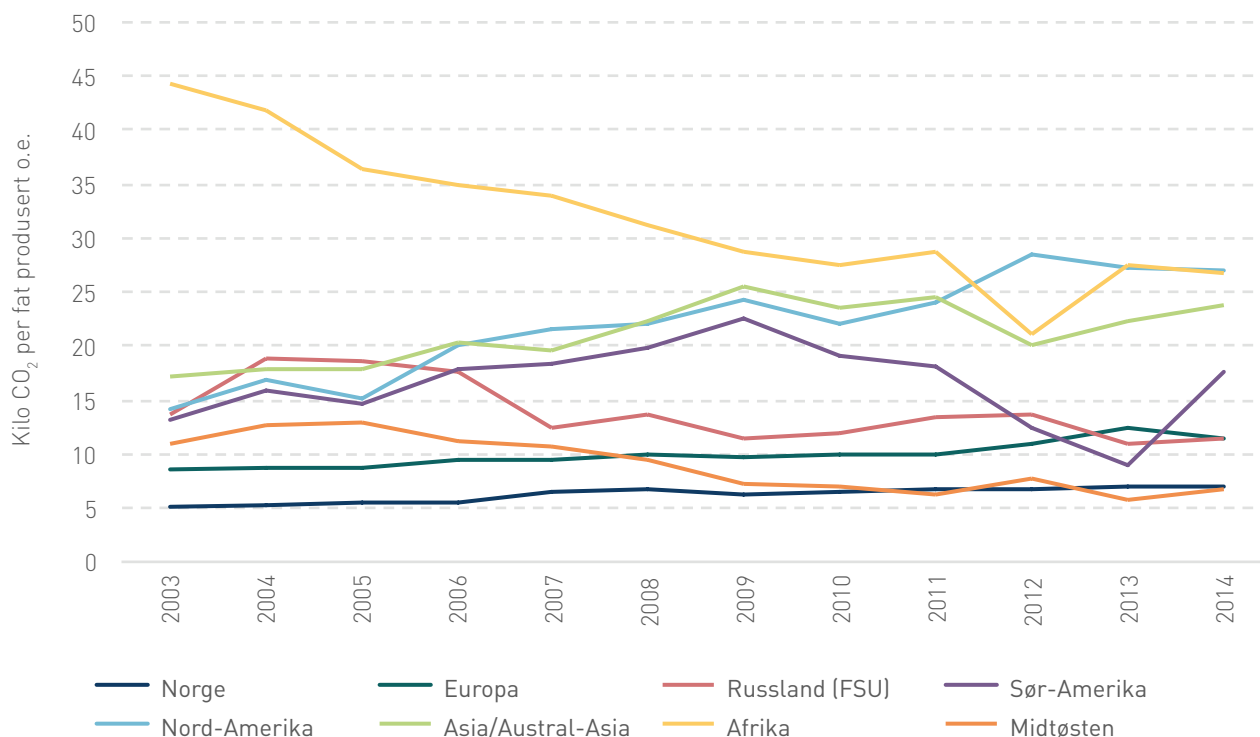
LAVT KLIMAAVTRYKK FOR NORSK PETROLEUM

Det er store forskjeller i klimagassutslipp per fat produsert mellom land, regioner og felt. Variasjonen skyldes ulik grad av fakling, metanutslipp, feltstørrelse og haleproduksjon. Ulike utvinningsteknikker har ulik energibruk per fat. Det varierer også hvor streng forvaltningen av miljø og klimagassutslipp er. Etter hvert som flere

¹ Gassflyt i sanntid til de ulike terminaler finnes Gasscos nettsted: <http://flow.gassco.no/>

Figur 6.3.

Klimagassutslipp per produsert fat o.e. i ulike petroleumspvinser 2003-2014. (Kilde: Norsk olje og gass: Miljørapport 2016 og Internasjonal Association of Oil and Gas producers)²

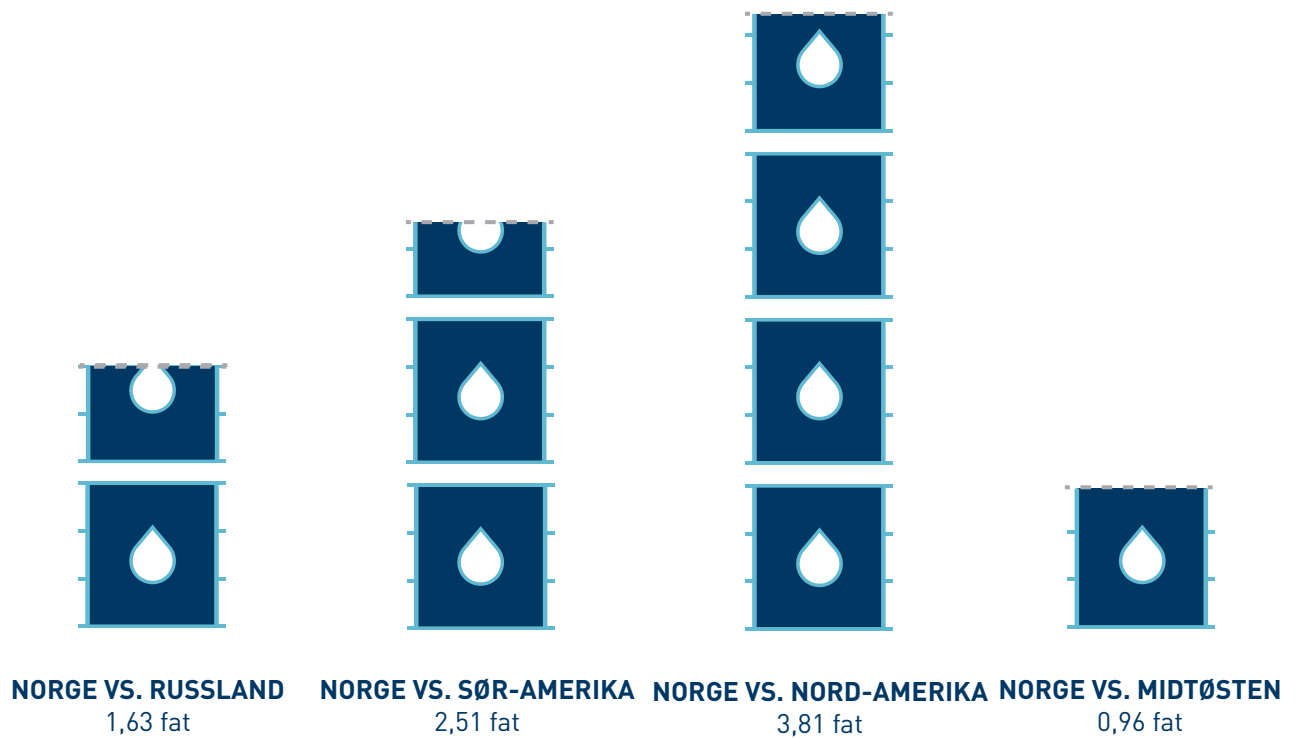


Lave klimagassutslipp per produsert fat o.e. på norsk sokkel kan også illustreres ved hvor mange flere fat o.e. en kan produsere på norsk sokkel i forhold til andre oljeprovinsene gitt klimagassutslippene fra et fat i disse provinsene. Figur 6.4. viser at en kan produsere nesten fire fat o.e. fra norsk sokkel med samme klimagassutslipp som et fat i Nord-Amerika. Tilsvarende kan en produsere to og et halvt fat fra norsk sokkel med likt utslipp av klimagasser som i Sør-Amerika.

² International Association of Oil and Gas producers (IOGP)

Figur 6.4.

Antall fat som kan produseres på norsk sokkel gitt klimagassutslippene fra et fat i ulike petroleumsprovinser.
(Kilde: Norsk olje og gass: Miljørapport 2016, KonKraft)



6.2.1

Nærhet til marked har betydning for klima

Samlet effekt av kort transportavstand, lave utslipp i produksjonsleddet samt kvalitetsforskjeller finnes ved å sammenligne klimautslippene fra produksjon, transport, behandling og distribusjon av petroleum fram til forbruker. Analysen som presenteres her er en studie fra Exergia/COWI³.

Råolje

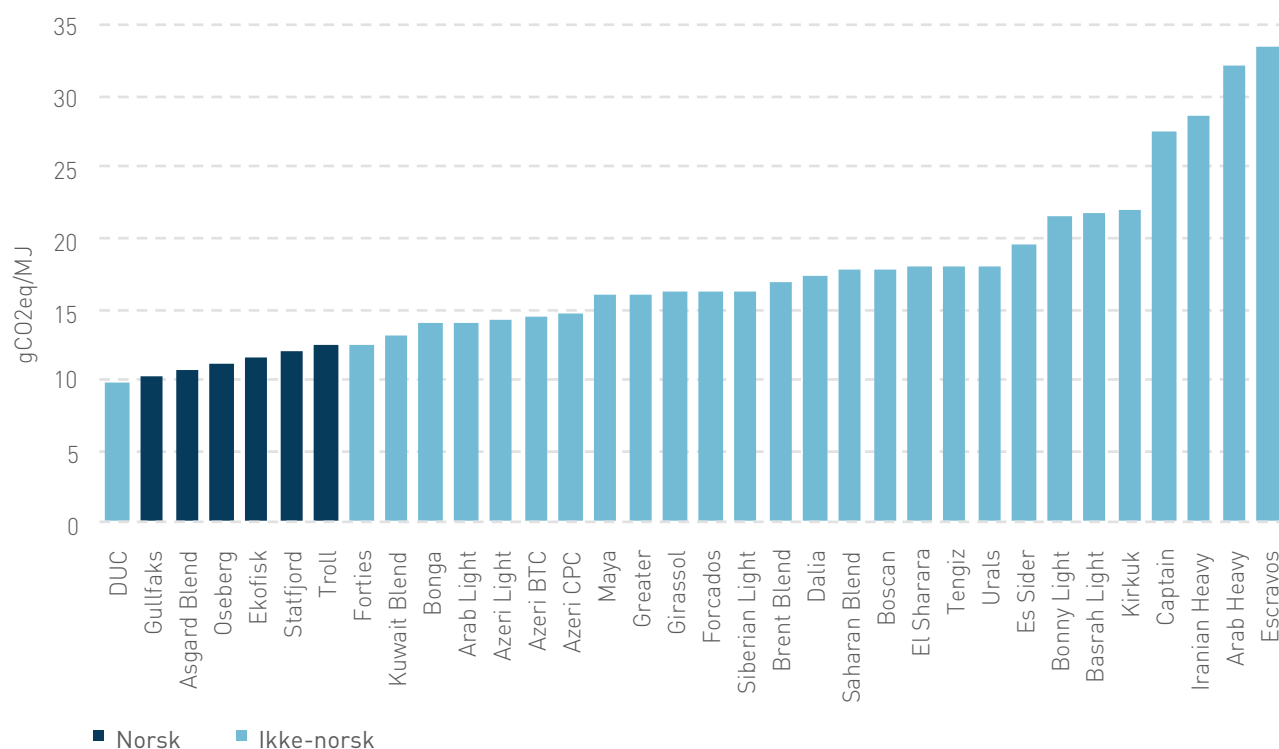
Figur 6.5 viser klimautslippene gjennom hele kjeden fra produksjon, transport, raffinering og lagring av det ferdige oljeproduktet. Utgangspunktet er råolje produsert i et utvalg oljefelt og levert til forbrukere i Europa.

Figuren viser at klimautslippene ved bruk av norsk råolje ligger svært lavt. DUC-feltet på dansk sokker er det eneste feltet i utvalget som gir lavere klimautslipp gjennom verdikjeden enn de norske oljefeltene. Årsaken er lav faklingsgrad, reservoaregenskaper, råoljens kvalitet og valg av produksjonsmetode. Norsk råolje er gjennomgående lett, noe som bidrar til lavere utslipp i raffinering-sprosessen. Sist og ikke minst har norsk råolje kort transportvei til det europeiske markedet.

3 Exergia/COWI Final report. Word order: ENER/C2/2013-643 July 2015

Figur 6.5.

Antall fat som kan produseres på norsk sokkel gitt klimagassutslippene fra et fat i ulike petroleumsprovins (Kilde: Norsk olje og gass: Miljørapport 2016, KonKraft)



Naturgass

Om lag 2/3 av gassforbruket i EU-landene dekkes av import, hvorav Norge har en markedsandel på over 20 prosent. Rørgass fra Russland og LNG-import fra Qatar, Algerie og Nigeria er også viktige importland for EU.

Figur 6.6 viser gassimport til land i Sentral- og Sørvest Europa. Figuren sammenligner rørtransport fra Norge og Russland med LNG- import inkludert klimautslippene i de ulike leddene i verdikjeden. Figuren viser at de samlede klimautslippene er langt høyere for gass importert fra Russland enn for gass importert fra Norge. Av de aktuelle LNG-kildene har norsk LNG de klart laveste utslippene.

Norsk gass har noe høyere karbonavtrykk enn gass produsert i Nederland og Danmark, ettersom transportdistansen er lengre. Med en fallende intern produksjon i

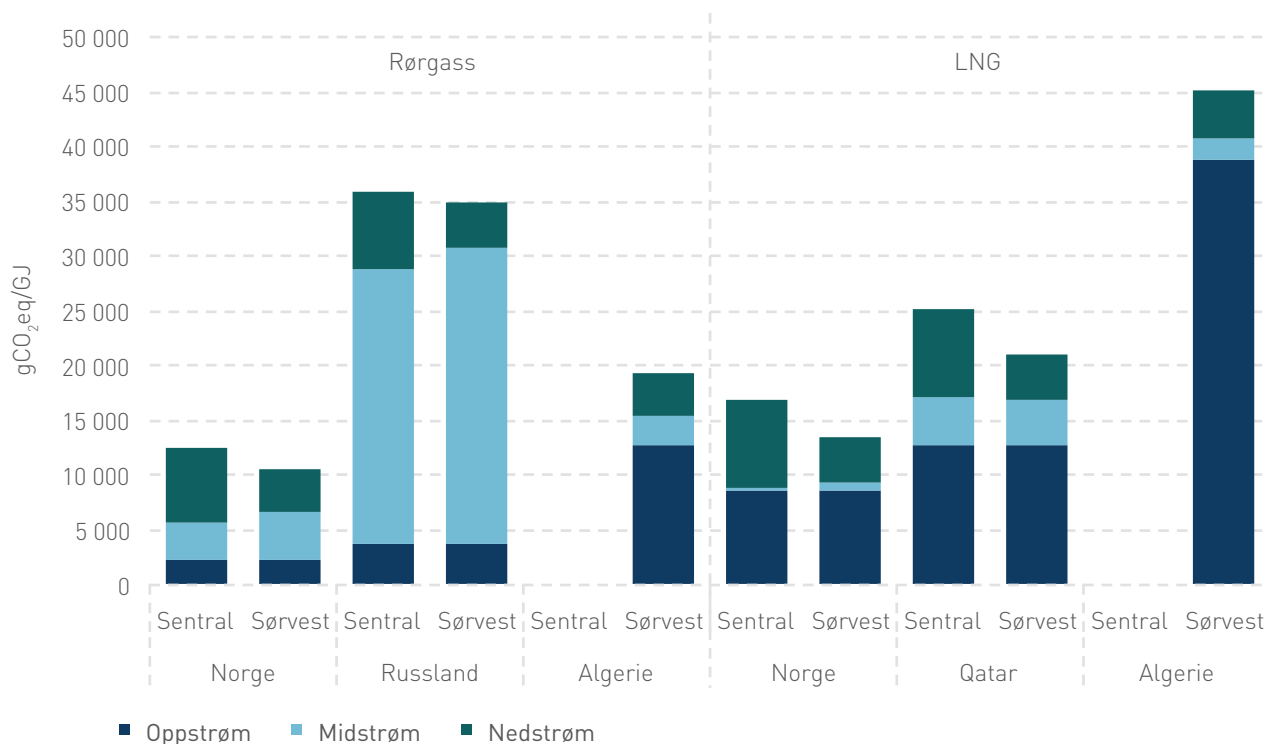
EU er sammenligningen av ulike importalternativer mest relevant.

Rørgass fra Russland har det høyeste karbonavtrykket av alle naturgasskildene. Transporten av naturgass over lange distanser i et ineffektivt rørsystem er årsaken til de høye utslippene. For russisk gass er det gjennomført målinger som viser et utslippsnivå av metan på mellom 0,6 og 1 prosent av gjennomstrømmingen av naturgassen⁴, i hovedsak fra kompressorer og fra vedlikehold på rørledninger. Det tilsvarende tallet for norsk rørgass er 0,1 prosent. Virkningen av metangass på global oppvarming er omtrent 25 ganger kraftigere enn CO₂.

4 Wuppertal Institute, 2012: Tapping the leakages: Methane losses, mitigation options and policy issues for Russian long distance gas transmission pipelines

Figur 6.6.

Utslipp av klimagasser målt i CO₂-ekvivalenter for rørledningsgass og LNG importert til Sentral- og Sørvest Europa. (Kilde: Exergia og COWI (2015))



6.3.

KLIMAUTSLIPP FRA SLUTTBRUKERE

Mesteparten av klimagassutslippene knyttet til olje- og gass kommer fra sluttbruker. Figur 6.7. illustrerer et forenklet regnskap. Fra den produserte mengden olje og naturgass fra norsk sokkel i 2015, vil om lag 3 prosent av CO₂-utslippene skje i forbindelse med produksjon av petroleum på norsk sokkel og de resterende 97 prosent hos sluttbrukerne. Det betyr at hoveddelen av utslippene knyttet til den norske petroleumseksporten skjer utenfor Norges grenser.

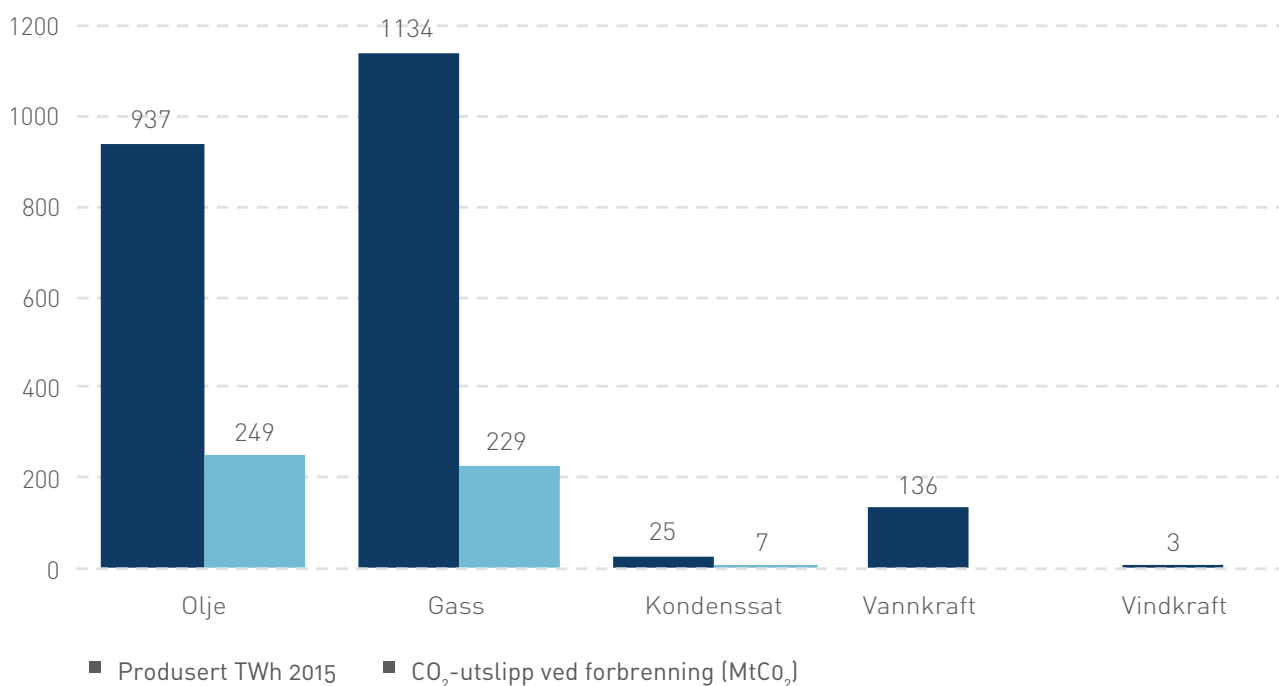
I noen sammenhenger hevdes det at utslippene i forbindelse med bruk av norsk petroleum er et ansvar som påhviler Norge og den norske petroleumsnæringen. I følge internasjonal miljø- og klimarett er det imidlertid landet der utslippene skjer som har ansvar for utslippene som oppstår ved bruken av produktene. Produsentene har ansvar for de utslippene som er knyttet til produksjonen og eventuelt transport i den grad produsentene også står for transporten.

Det innebærer at petroleumsnæringens ansvar for utslippene gjennom verdikjedene for olje og gass er begrenset til det som oppstår i produksjons- og i noen grad transportleddet.

Samtidig er det i petroleumsnæringens interesse at utslippene begrenses, også utslippene som faller utenfor industriens ansvar. Verdien av selskapenes olje- og gassressurser påvirkes av hvor mye klimautslippene kan bli redusert gjennom hele verdikjeden. Mange selskaper i petroleumsnæringen arbeider derfor både med produktutvikling og utvikling av teknologi med det formål at utslippene i forbindelse med bruken av olje og gass blir redusert så mye som mulig.

Figur 6.7.

Produsert energi i 2015 fra olje, gass, kondensat, vannkraft og vindkraft målt i TWh. I tillegg vises et indikativt regnskap for hvor store CO₂-utslipp oljen og gassen fra norsk sokkel gir når de forbrennes hos kundene⁵ (Kilde: OD/ KonKraft)



⁵ Utslippsfaktor CO₂. Olje 0,266 mill tonn/TWh, gass 0,202 mill tonn/TWh

6.4.

OLJENS ROLLE I EUROPA

For at oljen fra norsk sokkel skal bli raffinert, må den fraktes til steder med et oljeraffineri. I Norge har vi to raffinerier; Mongstad utenfor Bergen og Slagentangen utenfor Tønsberg. Disse to raffineriene har ikke stor nok kapasitet for å håndtere den totale oljeproduksjonen på norsk sokkel, derfor selges oljen til andre europeiske eller amerikanske raffinerier. I 2015 eksporterte Norge rundt 75 millioner Sm³ råolje direkte til andre land i Europa. 18 millioner Sm³ råolje ble levert til anleggene i Norge. Ulike raffinerier er dessuten konfigurert for ulike råoljekvaliteter. Generelt er oljen fra norsk sokkel høyt priset fordi den er enkel å raffinere og har lavt innhold av svovel og metaller.

6.4.1.

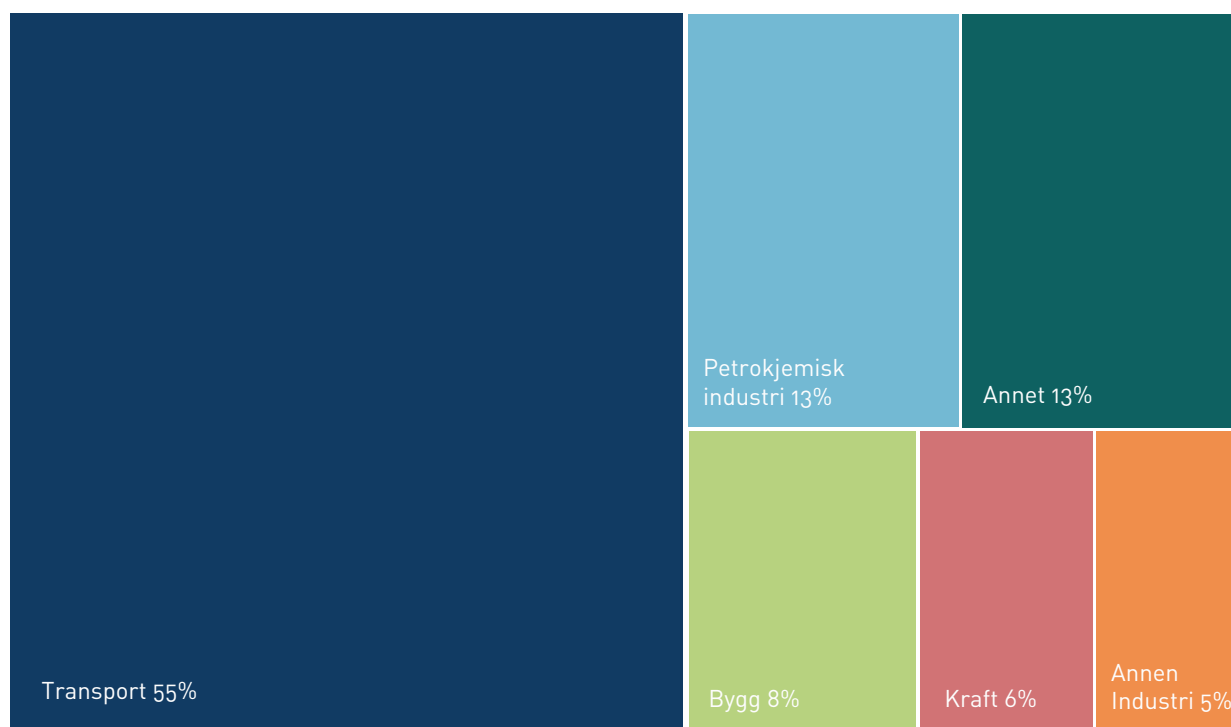
Olje er mer enn drivstoff

55 prosent av oljen brukes i transportsektoren. Innenfor denne sektoren står mindre personbiler for om lag 45 prosent av forbruket, mens tungtrafikk står for 37 prosent, flytrafikk 10 prosent og skipsfart syv prosent.

Etter transportsektoren, er petrokjemisk industri den største forbrukeren av olje med 13 prosent. Plastproduksjon utgjør den største andelen, men under fellesbetegnelsen petrokjemi finner man også produksjon av andre oljebaserte produkter, som kunstgjødsel, bygningmaterialer, medisinsk utstyr, maling, sminke, klær og lignende (se figur 6.9). Olje brukes også som brensel i andre energiintensive industrier som jern-, stål- og sementindustrien. Resten av oljeproduksjonen benyttes hovedsakelig til kraft- og varmeproduksjon.

Figur 6.8.

Sektorvis fordeling av hvor oljen brukes (i prosent) (Kilde: norskpetroleum.no)



6.5.2.

Samarbeid mellom gass- og fornybarindustrien i Europa

Gassindustrien gjennom GasNaturally⁹ og fornybarindustrien, ledet an av Solar Power Europe og The European Wind Association, har inngått et samarbeid i Europa i forbindelse med EU Kommisjonens foreslåtte reform av kraftmarkedet¹⁰. Reformen av det europeiske kraftmarkedet skal legge til rette for en massiv innfasing av fornybar energi og har en målsetning om at man skal gå fra et sentralisert til et mer desentralisert kraftmarked. Fornybarindustrien og gassindustrien jobber for et fleksibelt og dynamisk energisystem som skal sikre en kostnadseffektiv og bærekraftig overgang til et energisystem med lave utslipp av klimagasser. Samarbeidet peker på tre hovedpunkter:

- Forutsigbare prissignaler og mer integrasjon av korttidsmarkeder på tvers av landegrensene
- Sikre en balansert tilnærming i energisystemet som inkluderer økning i fornybar energi kombinert med den energietterspørselen
- Implementere et system som sikrer like vilkår for alle tilbydere som bidrar til å utvikle og optimalisere markedet og infrastrukturen i Europa

Samarbeidet har blitt godt mottatt i Kommisjonen. Europa har skjønnet at det er behov for fleksibilitet i energimarkedet når man får en enda større økning i fornybar energi. Når vinden ikke blåser og solen ikke skinner er det behov for en back-up i systemet. Fornybarindustrien anerkjenner at gassen kan spille denne viktige rollen. Dette, inkludert nedgangen i EUs egenproduksjon av gass, gir gode framtidsutsikter for norsk gass og for et fortsatt godt, stabilt og langsiktig energisamarbeid mellom Norge og EU.

6.5.3.

Naturgassens markedsområder

Naturgass er en svært anvendelig energikilde som både brukes til energiformål og direkte i fremstillingen av en rekke produkter for husholdninger, industri og ellers i samfunnet.

Husholdninger

Direkte bruk av gass i husholdninger, og til kommersielle sektorer i privat og offentlig virksomhet, er veldig utbredt. Denne sektoren står for om lag 40 prosent av det europeiske markedet. Gass i husholdningssektoren brukes til romoppvarming og oppvarming av vann, samt til matlaging. Dette medfører at forbruket er svært temperatursensitivt. Gassforbruket varierer derfor både fra

år til år og mellom sesonger. Utviklingen i gassforbruket fremover vil avhenge både av befolkningsutviklingen og bosettingsmønsteret og hvor effektivt vi klarer å bruke energien i fremtiden. Det forventes en relativt stabil utvikling i husholdningenes etterspørsel etter direktebrukt gass på kort og mellomlang sikt.

Industri

Industriens gassforbruk står for om lag 30 prosent av det europeiske gassmarkedet. Kjemisk og petrokjemisk industri er den største gassbrukeren i industrien, jamfør figur 6.10. Her anvendes gass både som innsatsfaktor og til energiproduksjon. Jern og stålindustrien og ikke metalliske mineraler er andre store gassforbrukere. Gass i petrokjemisk virksomhet brukes blant annet til plast (polyetylen og polypropylen).

I industrisektoren i Europa har gassforbruket falt som følge av energieffektivisering, endring av næringsstrukturen, få nyetableringer og lave kullpriser. Gassetterspørselen i europeisk industri lå i 2013 15 prosent under nivået i 2000. Det har likevel vært en viss oppgang etter 2009 på grunn av et høyere aktivitetsnivå. Gassprisen er en viktig konkurransefaktor for industrien, og land som kan tilby gass til lave priser har dermed en konkurransemessig fordel.

Transport

I transportsektoren spiller gass foreløpig en relativt beskjeden rolle, men det er i denne sektoren veksten antas å bli sterkest fremover. Det forventes vekst både innenfor veitransport og skipstransport. Det nye svovel-direktivet, som regulerer SO₂-utslipp fra skipstransporten, trådte i kraft 1. januar 2015 og forventer å øke interessen for gassdrevne skip i europeiske farvann. Gass er samtidig en mulig kilde for hydrogenproduksjon.

Strømproduksjon

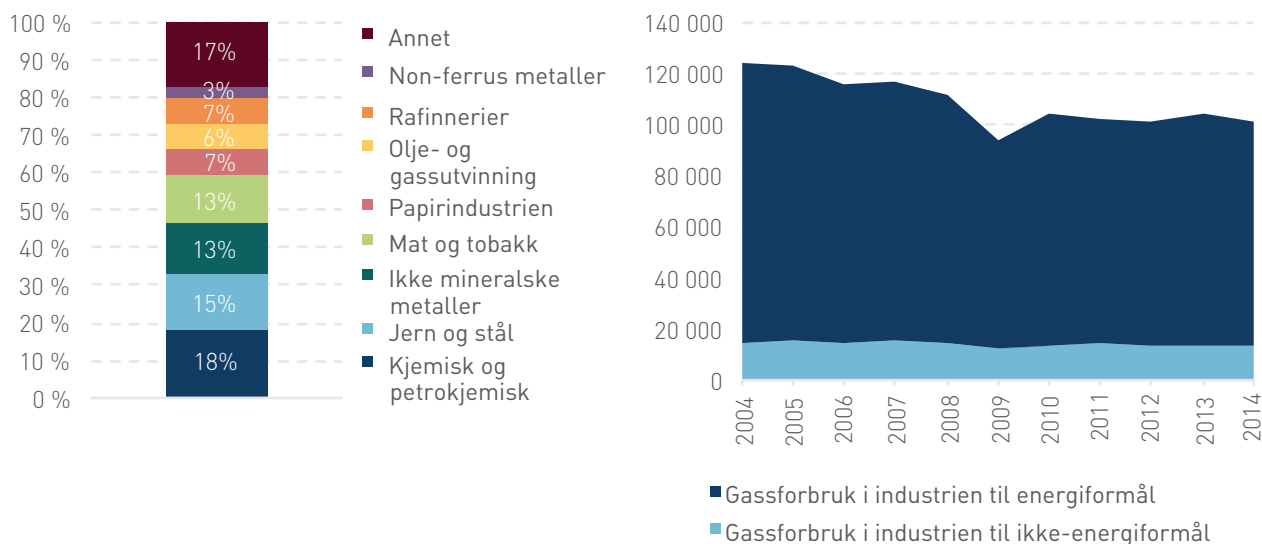
Gass til strømproduksjon står for omtrent 30 prosent av det europeiske markedet. Gasskraftproduksjonen har svekket seg i Europa på grunn av lave kull og CO₂-priser, men forventes å øke igjen. Gasskraft brukes i dag i stor grad som spisslast, det vil si i de timene når kraftetterspørselen er høy. Gasskraft har lavere kapitalkostnader enn alternative produksjonsteknologier, men har høyere brenselkostnader målt per energienhet.

⁹ GasNaturally er en samarbeidskonstellasjon bestående av seks organisasjoner i gassindustrien; Eurogas, European Gas Research Group, Gas Infrastructure Europe, International Association of Oil and Gas Producers, International Gas Union, Marcogaz, NGVA Europe.

¹⁰ http://www.gasnaturally.eu/uploads/Joint_Declaration_by_a_Group_of_Industry_Associations_2.pdf

Figur 6.10.

Ulike industrisektors andel av industriens gassforbruk i Europa (venstre figur) og utviklingen i industriens gassforbruk til energiformål og andre formål (høyre figur) (Kilde: Eurostat, THEMA Consulting Group)



6.6.

NATURGASS SOM SYSTEMPARTNER TIL FORNYBAR ENERGI

Det siste tiåret har vi sett en formidabel endring i sammensetningen av produksjonsmiksen i det europeiske kraftsystemet. Med bakgrunn i klimapolitiske målsettinger har EU-landene subsidiert store mengder fornybar kapasitet, først og fremst basert på vind og sol. Veksten forventes å fortsette.

6.6.1

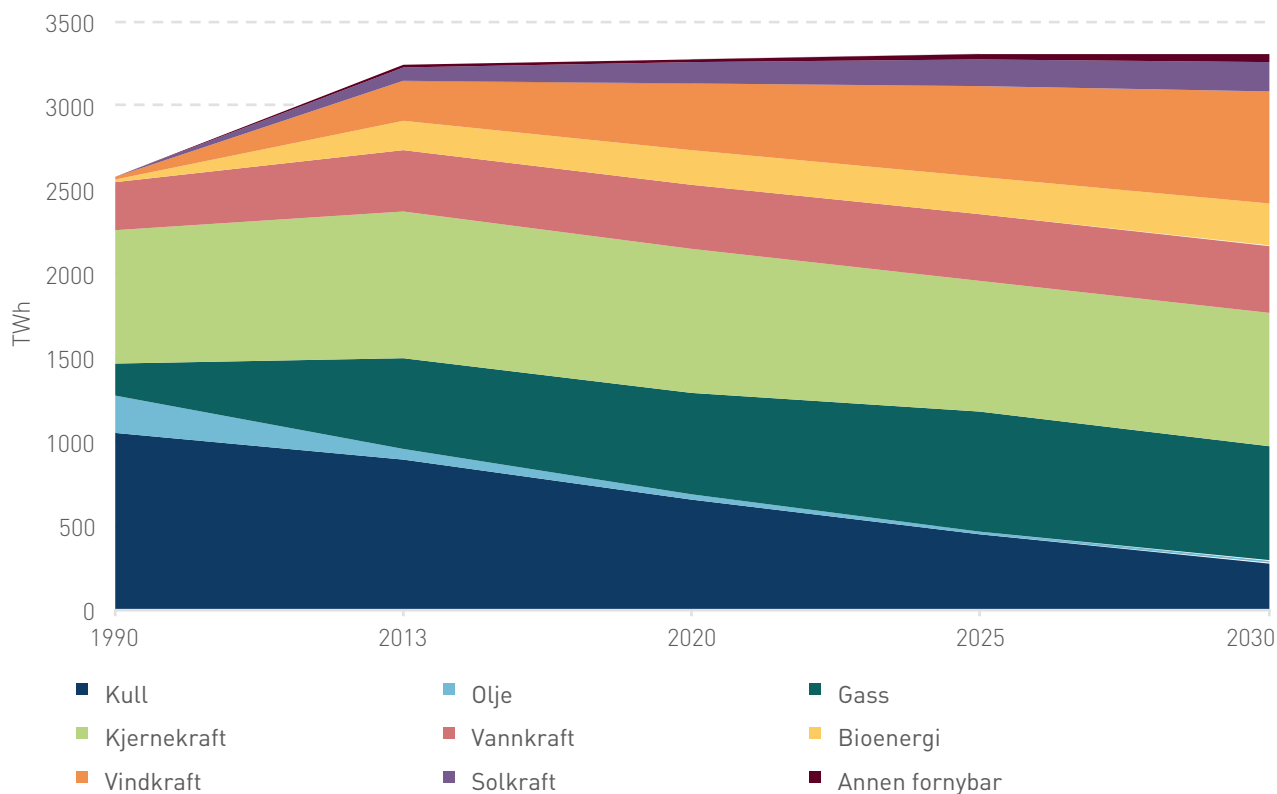
Gasskraftens rolle og konkurranseevne

Fornybar kraftproduksjon er væravhengig, uregelmessig og uforutsigbar. Inntil det utvikles utslippsfrie alternativer, vil gasskraft uten CCS spille en viktig rolle for å sikre tilstrekkelig kraftproduksjon. På kort og mellomlang sikt vil gasskraft uten CCS gi nødvendig fleksibilitet og back-up-kapasitet i kraftsystemet, og det eksisterer få gode alternativer til gasskraft. Verdien av fleksibilitet vil øke i energimarkedene. For å sikre nødvendig kapasitet har flere land innført eller vurderer å innføre mekanismer som betaler for at pålitelig kapasitet er tilgjengelig. Slike ordninger vil favorisere gasskraft. Gasskraftens mer langsiktige konkurranseevne vil også avhenge av om gasskraftverk med CCS blir en konkurransedyktig del av det fremtidig europeiske kraftsystemet.

IEA (2015) har estimert fordelingen av type kraftforsyning, gitt EU-landenes klimaløfter (IDNCs) som ble sendt inn før klimamøtet i Paris. Utviklingen er vist i figur 6.11. IEA regner med at fornybarandel øker til minst 27 prosent fram til 2030, og at kullkraftproduksjonen reduseres med 40 prosent. Gasskraftkapasiteten forventes å øke med 30 prosent frem til 2030, men selve produksjonen øker ikke betydelig fra dagens nivå. Årsaken til at økningen i kapasitet er større enn økningen i produksjon er at det blir større behov for fleksibel kraftproduksjon når vind- og solkraftandelen øker og kullkraftandelen minker. Gasskraft vil derfor spille en viktig rolle som kraftprodusent når det ikke blåser eller er overskyet.

Det finnes relativt få energikilder med både høy fleksibilitet og høy tilgjengelighet som gasskraft. Vannkraft er en begrenset ressurs, og det er i liten grad rom for å bygge ny regulerbar vannkraft, ettersom mesteparten av potensialet allerede er utbygget. Kjernekraft har høy tilgjengelighet, men er svært dyrt å regulere. Kullkraftens karbonutslipp er omtrent dobbelt så høye som for gasskraft, og er ikke et alternativ på lang sikt, når kvoteprisen øker. Gasskraft står derfor igjen som en viktig bidragsyter til å opprettholde forsyningssikkerhet på lang sikt, for å tilby fleksibilitet og tilgjengelighet i et kraftsystem med lave karbonutslipp og høy andel uregulerbar fornybar kraftproduksjon.

Figur 6.11.

Kraftproduksjon fordelt på energikilder i kraftsektoren i EU, 1990 – 2030 (Kilde: IEA (2015))¹¹

6.6.2.

Gassinfrastrukturens betydning

Gassinfrastrukturen er i motsetning til kraftnettet meget fleksibelt og kan lagre betydelige energimengder både i gasslagre og i rørledningene. Den samlede lagerkapasiteten i dedikerte europeiske gasslagre tilsvarer ca 1000 TWh. I Tyskland har for eksempel gassinfrastrukturen kapasitet til å lagre en energimengde tilsvarende en tredjedel av landets årlige kraftproduksjon.

Alternative gasser som biometan (biogass), syntetisk naturgass og hydrogen kan blandes inn i eksisterende naturgassleveranser i større eller mindre grad. Hvor mye hydrogen som kan blandes inn uten å komme i konflikt med sikkerhets- og utstyrskrav nedstrøms er usikkert og et tema det forskes på. Innblanding av biogass er et viktig tiltak i den gradvise omstillingen til lavutslippssamfunnet som foregår.

¹¹ IEA (2015): World Energy Outlook Special Report – Energy and Climate Change.

Gassinfrastruktur bidrar både til at gasskraft er velegnet som balanseleverandør i kraftmarkedet og at infrastrukturen kan brukes som «batteri» ved at store mengder energi kan lagres ved hjelp av «power-to gas» konsepter. «Power-to-gas» konsepter innebærer at det produseres hydrogen gjennom elektrolyse i perioder med overskudd av kraftproduksjon. Hydrogengassen kan blandes inn i naturgassen eller konverteres videre til metan. Metangassen kan deretter injiseres og blandes sammen med naturgassen. I perioder med lav kraftproduksjon kan gassen tas ut av lagrene og brukes til å produsere kraft i gasskraftverk.

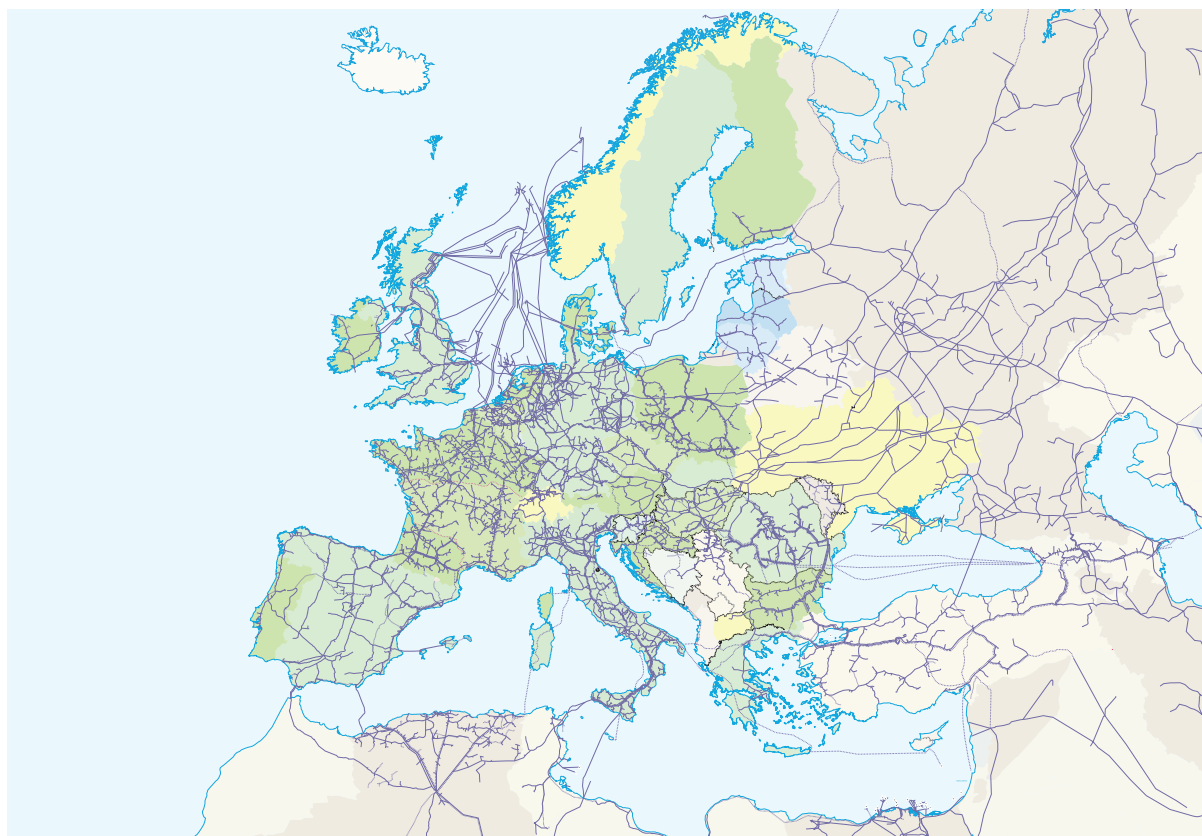
Utnyttelse av gassinfrastrukturen i et samspill med kraftsystemet vil gradvis kunne resultere i en konvergerende prosess mellom infrastrukturene for kraft og

gass. En kombinert infrastruktur for energi som utnytter samspillmulighetene på tvers av verdikjedene for gass og kraft gir et langt mer robust, fleksibel og kostnadseffektivt system enn å skulle utvikle infrastrukturene hver for seg.

Samspillet mellom gass og kraft vil gi store besparelser i fremtidige investeringer i infrastruktur og lagerhold. For å kunne utnytte det fulle potensialet for en kombinert energiinfrastruktur er det behov for FoU-aktiviteter, noe modifikasjoner av selve gassinfrastrukturen samt endringer i reguleringsregimene.

Figur 6.12.

Gassinfrastrukturen i Europa 2014 (Kilde: Gas Infrastructure Europe (GIE))



6.7.

PETROLEUMSTEKNOLOGI FOR LAVUTSLIPPSSAMFUNNET

Norsk sokkel har vært et teknologilaboratorium som har gitt store ringvirkninger i form av kunnskapsmiljøer, etablering av nye bedrifter, arbeidsplasser og store eksportinntekter. Her ligger mange muligheter for fortsatt utvikling av en portefølje og en forsyningskjede tilpasset lavutslippssamfunnet. Den norske olje- og gassnæringen kan utnytte muligheten til å bruke norsk sokkel for å skape mer karboneffektive løsninger som grunnlag for produksjon og eksport av en ny generasjon varer og tjenester tilpasset fremtidens krav og behov.

INTSOK arbeider sammen med leverandørbedrifter i hele olje- og gassnæringen for å fremme selskapenes aktivitet i det internasjonale olje- og gassmarkedet. Eksport av oljeteknologi er Norges nest største eksportvare. Norske leverandørbedrifter har med utgangspunkt i norsk kontinentalsokkel utviklet flere klimateknologier, som INTSOK i dag fremmer for internasjonale markedet. I folderen «Solutions for cleaner production»¹² fra 2015 presenteres noen av løsningen norsk olje og gass industri har utviklet for å redusere energiforbruk og minimalisere utslippene. Det fremgår at disse teknologiene kan kategoriseres som BAT (Best Available Technologies), og er implementerte og utprøvde løsninger på norsk sokkel.

På lik linje med at INTSOK arbeider for å fremme norsk petroleumsrettet industri internasjonalt, gjør INTPOW tilsvarende for norske selskaper innenfor fornybare energiproduksjon, overføring og bruk. Olje- og energidepartementet (OED) ønsker nå å skape en mer helhetlig og robust energiorganisasjon, som både kan betjene leverandørbedrifter til både petroleum- og energimarkedene, og slår derfor sammen INTSOK og INTPOW til en ny felles organisasjon, Norwegian Energy Partner. En forventer at denne nye organisasjonen vil skape styrket konkurransekraft, økt sysselsetting og verdiskaping for norske leverandørbedrifter. Olje- og gassnæringens utvikling av klimateknologi vil kunne oppleve at denne sammenslåingen skaper flere positive synergier.

Teknologi utviklet i olje- og gassbransjen kan i tillegg benyttes i andre sektorer. Norsk olje og gass har i samarbeid med Rambøll gitt ut rapporten «Teknologioverføringer fra olje- og gasssektoren»¹³, som viser 26 eksempler på hvordan norsk teknologi utviklet i oljebransjen anvendes på helt andre måter og i andre næringer. Teknologi fra olje- og gassindustrien i Norge brukes i dag eksempelvis til overvåkning av hjertepasienter og finanstransaksjoner, ved lading av elbiler, til feltsykehus og i romfartsindustrien. I notatet «Svart gull til grønn vekst»¹⁴ viser tenketanken Agenda også mulige nye anvendelsesområder for teknologier fra olje- og gassindustrien.

NY METODIKK FOR KARBONEFFEKTIVE LØSNINGER

Xyntéo¹⁵ har sammen med aktører i bransjen tatt initiativet til å lage en metodikk CDS (Carbon, Decisions, Scenarios mapping) som kartlegger karbonfotavtrykket til olje- og gassinstallasjoner over hele livsløpet og hele forsyningskjeden; de linker de største utslippskildene til beslutningsprosessene som leder til dem og undersøker alternative scenarier for å engasjere hele forsyningskjeden i arbeidet med å utvikle mer karboneffektive løsninger. Metodikken kan gi et bedre estimat av klimagassutslipp over hele livsløpet til de forskjellige utbyggingsløsninger som vurderes. Dette er viktig da karbonintensiteten til ulike utbyggingskonsepter låses inn tidlig i planprosessene.

12 <http://www.intsok.com/INTSOK-Partners/Partner-Capabilities/Solutions-for-cleaner-production>

13 <http://www.norskoljeoggass.no/no/Publikasjoner/Arskonferanse-rapporter-/Grensepsrengerne/>

14 Perspektivnotat: Fra svart gull til grønn vekst – ny politikk for klima og arbeid. Tenketanken Agenda. 14.8.2015

15 Xynteo AS er et internasjonalt rådgivningsselskap

7. CO₂-fangst og -lagring (CCS)

Norge og norske selskaper har gjennom de siste 10-15 årene brukt store ressurser på forskning, utvikling, testing og bygging av anlegg for karbonfangst og lagring (CCS). I denne satsningen har energiselskaper arbeidet sammen med teknologileverandører og norske og internasjonale forskningsinstitusjoner for å kvalifisere CCS-teknologi. Det er en bred oppfatning hos blant andre FNs klimapanel og Det Internasjonale Energibyrået at CCS må tas i bruk i stor skala for å nå klimamålene.

7.1.

CCS ER ET KOSTNADSEFFEKTIVT KLIMATILTAK

CCS er en av de viktigste teknologiene i det langsiktige arbeidet med å redusere verdens klimagassutslipp. CCS-teknologi skiller ut CO₂ som lagres permanent i geologiske formasjoner slik at gassen ikke slipper ut i atmosfæren. Det er en utbredt oppfatning blant sentrale internasjonale institusjoner at CCS må tas i bruk i relativt stor skala i fremtiden. I følge FNs klimapanel (IPPC) sine utviklingsscenarier vil det bli 138 prosent dyrere å nå verdens klimamål mot 2100 uten CCS. Det internasjonale Energibyrået (IEA) har anslått at det vil bli omtrent 70 prosent mer kostbart og nå klimamålene frem til 2050 uten CCS. For å kunne nå verdens klimamål anses derfor CCS å være en kostnadseffektiv teknologi. CCS er den eneste teknologien som kan gi betydelige kutt i CO₂-utslipp fra produksjonsprosesser for sement, stål, gjødsel, aluminium, avfall til energi (søppelforbrenning) samt kull- og gasskraftverk. I tillegg vurderer FNs klimapanel det som nødvendig at det i andre halvdel av dette århundre vil bli behov for å oppnå negative¹ CO₂-utslipp ved å fange CO₂ fra prosesser som anvender biobrensel, der CCS-teknologi foreløpig er den eneste muligheten i tillegg til aktiv skogplanting.

7.2.

CCS KJEDEN – OG BRUK AV CO₂ I DAG

Figur 7.1 illustrerer en typisk kjede for CCS. CCS er en teknologi som kan fange storparten av CO₂-utslippene fra kraftverk med fossile brenslere eller fra industrielle prosesser. Hvor stor del av utslippene som fanges avhenger av kostnader og av hvilken teknologi som anvendes. CO₂ kan bli fanget opp fra røykgassen fra fossile kraftverk, sementfabrikker, stålverk, aluminium, ammoniakk, avfallsforbrenningsanlegg, raffinerier, petrokjemiske fabrikker eller andre store punktkilder og transporteres til et geologisk lagringssted ved hjelp av rørledninger eller skip. Karbonfangsten er den mest kostnadskrevende² delen av CCS-kjeden, mens økte volumer kan gi stordriftsfordeler og derigjennom redusere transport- og lagerkostnader.

Fangst av CO₂ gjøres i dag hovedsakelig ved hjelp av solventer som binder CO₂ fra røykgass eller eksosgass ved kjemisk absorpsjon. Den bundne CO₂-gassen frigjøres fra solventen gjennom en termisk regenereringsprosess (oppvarming), tørkes og komprimeres for videre transport og lagring. Den rene solventen er regenerert og kan benyttes til CO₂ fangst på nytt i en kontinuerlig prosess. Denne teknologien benyttes i stor utstrekning i dag, eksempelvis på Sleipner og Snøhvit, samt ved Boundary Dam i Canada.

Bygging og drift av CO₂-rørledninger representerer ingen ny teknologi. Omlag 6500 km med CO₂-rørledninger er i dag i drift. De fleste befinner seg i USA. Til sammenligning er den totale lengden på det norske olje- og gassnettverket ca. 8000 km.

¹ Begrepet "negative" CO₂-utslipp har utgangspunkt i skillet mellom fossile energikilder og biomasse. Det siste er en del av jordens biologiske CO₂-syklus og CCS-anlegg på et kraftverk drevet med biomasse vil derfor redusere CO₂ fra naturens CO₂-regnskap.

² Carbon Capture and Storage Cost Reduction Taskforce – May 2013

Figur 7.1

CCS-kjede (Foto: Statoil ASA ved Helge Hansen, Harald Pettersen, Alligator film)



CO₂ lagres som regel i et tømt olje- eller gassfelt eller i en saltvannsfylt sandsteinsformasjon, en såkalt saltvannsakvifer. CO₂ kan brukes industrielt, men CO₂ har først og fremst blitt brukt som injeksjonsgass for økt oljeutvinning (EOR – Enhanced Oil Recovery). Injeksjon av CO₂ i dype geologiske formasjoner startet tidlig på 1970-tallet i USA, og bare i USA brukes CO₂ for økt utvinning i over 100 oljefelt.

Prosjektene som er satt i drift de siste fem årene, er lokalisert på det amerikanske kontinentet og i Midtøsten, og i nesten alle benyttes fanget CO₂ til økt oljeutvinning. Et av prosjektene fanger CO₂ fra et kullkraftverk (Boundary Dam Canada), mens de øvrige fjerner CO₂ fra naturgassproduksjon eller industrielle kilder.

Antall CCS-prosjekter under planlegging var på sitt høyeste i 2010 med 65 prosjekter internasjonalt, men har falt de siste årene. Mange av disse prosjektene var ikke tilstrekkelig gjennomarbeidet, og hadde høy risiko og usikkerhet. Reduksjonen i antall prosjekter under planlegging er resultatet, og modererte forventninger til rask realisering av CCS på grunn av dyrekjøpte erfaringer fra kansellerte prosjekter.

Global CCS Institute (GCCSI) viser i sin 2015 oversikt at det globalt er 45 modne CCS prosjekter, hvorav 22 i drift eller under bygging og 23 som er under modning frem til en mulig investeringsbeslutning. I de siste årene har det imidlertid vært et tilbakeslag for CCS i EU når det gjelder konkrete prosjekter.

I følge Det internasjonale Energibyrået økte de offentlige og private investeringene i CCS internasjonalt betydelig fram til 2012, men har siden flatet ut. 17 av prosjektene under planlegging globalt i dag er knyttet til kraftproduksjon, hvorav seks med post-combustion³ teknologi (Korea, Nederland, Kina (2), Skottland og USA). Interessen for CCS har økt etter klimaavtalen i Paris og teknologileverandørene merker større interesse fra industrien og fra flere land. Det planlegges nå flere pilot- og demonstrasjonsanlegg.

7.3.

VIRKEMIDLER FOR Å SIKRE VIDERE UTBREDELSE AV CCS

Utviklingen av CCS har hatt en oppbremsing, blant annet på grunn av manglende støtte til tidlige fullskala-anlegg, som er spesielt viktig i en periode før teknologien blir kommersiell. I tillegg har motstand mot teknologien vært stor, både mot lagring på land der enkelte hevder at dette kan medføre uakseptabel risiko, men også fordi enkelte mener CCS vil kunne gå på bekostning av satsing på fornybar energi.

³ Post-combustion er en betegnelse for teknologialternativer der CO₂ fjernes fra eksosgass etter forbrenning

En rask og bred implementering av CCS krever at kommersielle aktører har insentiver og tro på langsiktige rammebetingelser fra myndighetene til å investere i teknologien. Parallelt bør det investeres i teknologiutvikling og infrastruktur som kan få kostnadene ned.

I Europa var intensjonen at EU-ETS⁴ skulle være den viktigste langsiktige insentivmekanismen for CCS. Lav kvotepris på CO₂ har ført til en stagnasjon i både teknologiutvikling og utbygging av konkrete CCS-prosjekter. En medvirkende faktor til svekkede investeringsinsentiver for CCS har også vært lave kraftpriser, grunnet rask utbygging av produksjonskapasitet basert på sol og vind.

EUs kvotemarked er under revisjon for å møte utfordringen med overskudd av kvoter. Det forventes likevel ikke at kvoteprisen, selv med de revisjonene som diskuteres, vil sikre en tilstrekkelig høy kvotepris og dermed drive frem CCS i et tilstrekkelig høyt tempo.

Både USA og Canada har innført utslippsstandards, EPS⁵, som et virkemiddel for å få implementert CCS raskere. Det kan bety at amerikanske kullkraftselskaper har valgt mellom å investere i CCS-anlegg eller å legge ned. UK har også innført EPS som i praksis innebærer forbud mot bygging av nye kullkraftverk uten CCS.

Selv om CCS-teknologi er klar for å tas i bruk i stor skala, er det behov for ytterligere demonstrasjonsprosjekter og bygging av fullskala CCS-anlegg. Dette er en forutsetning for å redusere kostnader knyttet til alle ledd, spesielt fangst, men også transport og lagring av CO₂. Utbygging av flere anlegg vil dessuten kunne utløse stordriftsfordeler med tilhørende kostnadsreduksjoner både i transport og lagerdelen av CCS-kjeden. Transport med skip versus transport med rørledning, størrelse på CO₂-tanker for mellomlagring og CO₂-deponering fra subsea-template eller plattform, er alle områder der valg må tas som avveier fleksibilitet, mulighet for senere kapasitetsøkning og kostnader.

7.3.1.

Støtteordninger i en demonstrasjons-/pre-kommersiell fase

Myndigheter både i USA og Canada gir drifts- og investeringsstøtte til CCS-prosjekter. Støtten har vært avgjørende for å få realisert flere av prosjektene som for eksempel Port Arthur, Kemper og Decatur i USA så vel som Boundary Dam og Quest i Canada.

EU har tilsvarende gitt støttepakker til CCS gjennom European Economic Programme for Recovery (EEPR) og New Entrance Reserve 300 (NER300), sistnevnte var sterkt avhengige av betydelig støtte fra de respektive medlemsstatene og industrien selv. De lave kvoteprisene under EU ETS og at NER300 i liten grad var tilpasset industriens behov er viktige årsaker til at ingen fullskala CCS-anlegg har blitt realisert i Europa.

UK har gjennom sin elektrisitetsmarkedsreform innført såkalte Contract for Differences (CfD), en mekanisme som skal sikre støtte til lavkarbon kraftproduksjon; herunder også CCS. Flere CCS-prosjekter ble modnet frem. To prosjekter, White Rose (kullkraftverk) og Peterhead CCS (gasskraftverk), har konkurrert om å få støtte under UK Commercialisation Programme. Imidlertid ble støtten til prosjektene trukket tilbake høsten 2015 og begge prosjekter er nå stanset.

EU har igjen introdusert en alternativ finansieringsstøtte til tidlige CCS-prosjekter gjennom EUs Innovation Fond som nå er i støpeskjeen. Dette er et positivt initiativ som kan gi grobunn for videreutvikling av CCS i Europa dersom ordningen får en hensiktsmessig utforming.

4 ETS - Emission Trading Scheme

5 EPS - Emission Performance Standards

7.4.

NORSKE ERFARINGER OG KOMPETANSE INNEN CCS-TEKNOLOGI

Hvert år siden 1996 er det fanget om lag 1 million tonn CO₂ fra naturgassen på det Statoil-opererte Sleipner-feltet. CO₂-en blir lagret i en formasjon mer enn 800 meter under havbunnen. Det Statoil-opererte Snøhvit-feltet i Barentshavet er verdens første LNG-anlegg med CO₂-fangst og lagring. Siden 2008 har karbondioksid blitt skilt ut på land, transportert ut igjen og injisert ned i Snøhvit-strukturen som ligger nær 2500 meter under havbunnen. På Sleipner- og Snøhvit-feltene har det blitt fanget og injisert totalt ca. 20 millioner tonn CO₂ i geologiske reservoarer siden oppstart og fram til slutten av 2016. Denne formen for CCS skiller ut naturlig forekommende CO₂ fra naturgassen som i enkelte gassreservoarer er av betydelig mengde.

Figur 7.2.

På Sleipner har det siden 1996 pågått fjerning av CO₂ fra produsert gass, og injeksjon og lagring av CO₂ i Utsiraformasjonen



(Foto: Harald Pettersen, Statoil ASA)

I tillegg har norske selskaper med Statoil i spissen vært sterkt engasjert i den nå avsluttede CO₂-injeksjonen på In Salah-gassfeltet i Algerie. Totale injeksjonsmengde på dette feltet kom opp i nær 4 millioner tonn.

I leverandørindustrien ligger Aker Solutions langt fremme med egen fangstteknologi inkludert solvent etter langvarig og omfattende utvikling, kvalifisering og testing av teknologier for CO₂-fangst. Aker Solutions har oppnådd dette gjennom design, bygging av og to års testing på amineranlegget på TCM, utvikling og bygging av et eget mobilt testanlegg (MTU) som har vært i kontinuerlig drift siden 2008. Ulike typer røykgass har blitt testet.

AKER SOLUTIONS OG FANGSTTEKNOLOGI

Aker Solutions har siden 2005 utviklet sin egen aminbaserte fangstteknologi. I 2008 startet de et omfattende forskningsprogram, SOLVit, som hadde som formål å utvikle nye og bedre solventer. Samtidig ble det mobile testanlegget (MTU) startet opp. MTU har over 20 000 driftstimer og har testet på kullkraft i Skottland og USA, samt på gasskraft, raffinering, sementproduksjon og avfallsforbrenning i Norge.

Norcem Brevik (Heidelberg Cement Group) har etter uttesting av fire teknologier, valgt Aker Solutions for videre utvikling av et fangstanlegg i Brevik. MTU tester nå på avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud i Oslo. Det har blitt utviklet «grønne» solventer, som ikke er giftige og som nedbrytes i naturen. Solventene er svært robuste, gir lav degradering og er ikke korrosive. Energibehovet er redusert med ca. 35 prosent sammenlignet med et referanseanlegg fra 2008.

Aker Solutions har også utviklet et unikt system for utslippskontroll til luft som inkluderer en "anti-mist" løsning. Teknologien til Aker Solutions er testet og kvalifisert for fullskala anlegg gjennom to års verifisering på TCM og selskapet tilbyr løsningen internasjonalt.



Aker Solutions Mobile Test Unit (MTU) på Norcems sementfabrikk i Brevik
(Foto: Aker Solutions)

Myndighetenes satsning på CCS og det nære samarbeidet mellom myndighetene, forskningsinstitusjoner og selskaper i petroleumsnæringen, har vært avgjørende for utviklingen av den CCS-kunnskapen og kompetansen som gjennom en årrekke er bygget opp i norske miljøer. Ulike norske regjeringer har hatt en proaktivt CCS-fokus med en positiv tilnærming til de konkrete CCS-problemstillingene. Dette har bidratt vesentlig til videreutviklingen av CCS gjennom programmer som Oljedirektoratets CCS-Atlas for norsk kontinentalsokkel, Gassnova, Climit-programmet, SOLVit, TCM, CCM-prosjektet, North Sea Basin Task Force⁶, The Carbon Sequestration Leadership Forum⁷ og The Zero Emission Platform (ZEP⁸). I tillegg har norske regjeringer deltatt i konkrete CCS-relaterte prosjektet i blant annet Sør-Afrika og Kina.

Norske FoU-aktører innen CCS har blitt attraktive samarbeidspartnere for andre institusjoner og selskaper verden over, ikke minst innen EUs forskningsprogrammer og i USA og Canada. I det følgende er gitt et utvalg av de viktigste aktørene; dog presiseres det at gjennomgangen ikke representerer en samlet oversikt over all forskningen og alle samarbeidskonstellasjoner.

7.4.1.

Gassnova

Statsforetaket har ansvar for å implementere statens CCS-strategi og ivaretar Statens interesser i TCM. Gassnova skal bidra til å fremskaffe løsninger som gjør at teknologi for fangst og lagring av CO₂ tas i bruk og blir et effektivt klimatiltak. Gassnova gir gjennom CLIMIT støtte til utvikling og demonstrasjon av teknologier for karbonfangst. Gassnova gir myndighetene råd i spørsmål vedrørende fangst og lagring av CO₂ og Gassnova har stått for flere utredninger av CCS-kjeder i Norge. Det er Gassnova som har koordinert mulighetsstudiene for fullskala CO₂-håndtering som inkluderer karbonfangst fra Norcems sementfabrikk i Brevik, fra tre ulike kilder ved Yaras ammoniakkfabrikk på Herøya og fra energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud.

7.4.2.

Teknologisentret på Mongstad (TCM)

TCM ble etablert for å skape en arena for langsiktig og målrettet utvikling, testing og kvalifisering av teknologi for CO₂-fangst. Anlegget har en kapasitet på 100 000 tonn CO₂ pr. år og brukes for å kvalifisere teknologi som i neste steg vil være klar til kommersialisering. TCM er verdens største anlegg av sitt slag og har en unik fleksibilitet. Med tilgang til to ulike røykgasskilder kan man kvalifisere CO₂-fangstteknologi både for gasskraft, kullkraft og industri (for eksempel raffineri) på anlegget. TCM har også et ubrukt område tilgjengelig som eventuelt kan utnyttes til å teste nye teknologivarianter.

Anlegget har allerede oppnådd gode resultater og testet teknologi for fangstleverandører som Aker Solutions, Alstom, Cansolv og CCSL (Carbon Clean Solutions). Etableringen og driften av anlegget har vært en suksess gjennom blant annet:

- Læring, kunnskap og innsikt i fangstteknologier – inklusiv læring ved bygging og drift
- Læring ved oppskalering fra mindre piloter
- Fjernet uklårheter og kompetansegap innenfor miljøovervåking og utslipp til luft og tilhørende risikoer
- Testing av solventer med tilhørende optimalisering av utslipp og energiforbruk samt reduserte driftskostnader
- Kvalifisere fangstprosess og teknologi fra enkelt-leverandører

Eierne av TCM har videre testet standard solventer og det arbeides kontinuerlig med andre leverandører for å sikre bruk av teknologisenteret fremover. TCM var det største landprosjektet i Norge da det ble bygget, som jo illustrerer omfanget av hva en storstilt satsing på CCS vil innebære. TCM var også initiativtaker for et testsenter nettverk (Test Centre Network) med følgende testsenter tilknyttet; TCM (Norge), National Carbon Capture Center (Alabama, USA), Southern Company's 25 megawatt CCS demonstration facility (Alabama, USA), SaskPower, J-Power (Japan), ENEL Engineering and Research (Italia), E.ON (Tyskland), Doosan Power Systems (UK) og SINTEF Tiller testanlegg (Norge).

6 North Sea Basin Task Force – den norske regjeringen sammen med sentrale norske CCS aktører deltar sammen med Storbritannia, Nederland og Tyskland for å utarbeide felles prinsipper for sikker transport og lagring av CO₂ i Nordsjøbassenget.

7 The Carbon Sequestration Leadership Forum er et internasjonal klima-forandringsinitiativ på ministernivå som fokuserer på utvikling av CCS.

8 The Zero Emission Platform er et rådgivende organ for EU-kommisjonen for CCS.

7.4.3.

CLIMIT

CLIMIT er det norske programmet for forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi for CO₂-håndtering. Olje- og energidepartementet opprettet CLIMIT i 2005 for å støtte utvikling av teknologi for CO₂-håndtering for gasskraftverk. I 2008 ble støtteordningen utvidet til kraftproduksjon basert på alle fossile brenslers, og i 2010 ble industriutslipp inkludert. Programmet administreres gjennom et samarbeid mellom Gassnova og Norges Forskningsråd. CLIMIT omfatter Forskningsrådets støtteordning for forskning og utvikling (FoU-delen), og Gassnovas støtte til utvikling og demonstrasjon (Demo-delen). Programmet henvender seg til norske bedrifter, forskningsinstitusjoner, universiteter og høyskoler, gjerne i samarbeid med internasjonale bedrifter og forskningsinstitusjoner som kan bidra til å påskynde kommersialisering av CO₂-håndtering.

7.4.4.

Ledende FoU aktører innen CCS i Norge

SINTEF er en ledende CCS FoU-organisasjon i Europa og har ledet store utviklingsprogram for CO₂ fangst og lagring, som f.eks. BIGCO₂ og BIGCCS. SINTEF har gjennom årene etablert en betydelig CCS laboratoriepark for analyser og testing, blant annet med et større fangstanlegg for CO₂ på Tiller. Et hundretalls forskere ved SINTEF og NTNU jobber med CCS.

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) er et ledende universitet for CCS FoU og utdanning og har utdannet en rekke Dr. ingeniører innen CCS. NTNU leder forskningsprogrammet ECCSEL som inkluderer CCS laboratorier fra 15 partnere i 20 europeiske land.

Det finnes også betydelig CCS-kompetanse i leverandørbedrifter, forskningsinstitusjoner for øvrig som Universitetet på Svalbard (UNIS), TelTeK i Telemark og Institutt for energiteknikk (IFE) har etablert et CO₂-senter for tverrfaglig satsing innenfor fangst, transport, lagring og anvendelse.

7.4.5.

IEA Greenhouse Gas R&D Programme

IEA Greenhouse Gas R&D Programme⁹ (IEAGHG) ble etablert i 1992 med et sekretariat i Cheltenham, England. IEAGHG støtter forskning på CCS, eier den største

CCS-konferanseserien (GHGT konferanseserien) og bidrar til å koordinere det globale CCS-arbeidet. Norske offentlige og private aktører har vært viktige for å peke ut retningen for IEAGHG allerede fra starten.

7.4.6.

Internasjonale initiativ

Norske myndigheter deltar i North Sea Basin Task Force sammen med Storbritannia, Nederland og Tyskland for å utarbeide felles prinsipper for sikker transport og lagring av CO₂ i Nordsjøbassenget. I Carbon Sequestration Leadership Forum samarbeider Norge med blant annet USA, Kina og Europakommisjonen for å fremme CO₂-håndtering.

Olje- og energidepartementet har forsterket en samarbeidsavtale med det amerikanske energidepartementet om forskning på CO₂-håndtering, petroleum og fornybar energi i 2015. Videre har Norge et engasjement i den europeiske teknologiplattformen European Technology Platform for Zero Emission Power (ZEP). 4-kongedømme-samarbeidet om alternativ bruk av CO₂ er også et forum som Norge deltar i¹⁰.

7.5.

UTVIKLING AV CCS I NORGE I ÅRENE SOM KOMMER

7.5.1.

CO₂-fangst

CO₂-rike felt på sokkelen

Erfaringen norske aktører har bygget opp når det gjelder fangst, transport og lagring av naturlig CO₂ fra CO₂-rike gassfelt vil kunne komme til anvendelse i fremtiden. Nye CO₂-rike feltutbygginger på norsk sokkel vil i de fleste tilfeller kunne bygges ut med CO₂-fjerning og tilhørende injeksjon. I gunstige tilfeller kan eksisterende CO₂-fangst og -lagringsanlegg benyttes. Den sørlige Viking Graben i Nordsjøen hvor blant annet Sleipner og Gudrun feltene finnes, inneholder gass med et naturlig høyt CO₂-innhold. Det samme gjelder Hammerfestbassenget (Snøhvit) og i noen områder utenfor Trøndelag og Nordland (for eksempel Victoria med 10 prosent CO₂). Det er derfor sannsynlig at ytterligere CO₂-rike felt på norsk sokkel etter hvert kan få CCS-løsninger.

⁹ <http://ieaghg.org>

¹⁰ 4-kongedømmesamarbeidet ble inngått i 2008 av de daværende energiministrene fra Saudi-Arabia, Nederland, Storbritannia og Norge. Samarbeidet har som formål å fremme alternativ bruk av CO₂.

Gasskraftverk

Det finnes i dag tre gasskraftverk av en viss størrelse i Norge:

- Naturkrafts anlegg på Kårstø er avviklet og preservert for eventuell senere bruk av kommersielle grunner. CCS på dette anlegget anses derfor som urealistisk.
- Kraft-varmeverket ved raffineriet på Mongstad var opprinnelig planlagt med fullskala CO₂-fangst og -lagring, men satsingen ble avviklet fordi det vil bli for krevende og kostbart.
- Gasskraftverket på Melkøya produserer strøm som driver verdens første elektrisk drevne LNG-anlegg. Anlegget består av fem gassturbindrevne generatorer som er lokalisert og integrert tett med det eksisterende LNG-anlegget. Det har vært gjennomført en rekke studier for CO₂-fangst og -lagring, ikke bare fra naturgassen, men også for eksosgassen fra gassturbinene på Melkøya. På grunn av stor anleggstetthet og den nære integreringen med prosessen på varmesiden blir det en svært høy kostnad ved stans av anlegget for ombygging.

Med dagens kunnskap og teknologi er det konkludert med at de tre eksisterende gasskraftverkene i Norge ikke egner seg for CCS.

7.5.2.

Rør- og skipstransport

Snøhvitfeltet i Barentshavet er banebrytende med hensyn til CO₂-transport. Snøhvitgassen inneholder 5-6 prosent CO₂ som må fjernes sammen med vann fra naturgassen på Melkøya før nedkjølingen til LNG. CO₂-gassen transporteres fra Melkøya i en 145 kilometer lang transportrørledning til Snøhvitfeltet hvor den injiseres fra en fjernstyrt havbunnsinstallasjon. Erfaringene fra Snøhvitfeltet er svært relevante for videre utvikling av CCS både i Norge og internasjonalt.

Praxair (tidligere Yara) er Europas største produsent av industriell (såkalt "food grade") CO₂ som et salgbart produkt til matprodusenter, brustapperier, bryggerier og annen industri. Yara er også Europas største transportør av CO₂ på skip, og har transportert CO₂ på skip i en tiårsperiode. CO₂ er et biprodukt fra ammoniakkproduksjonen til Yara på Herøya og Sluiskil i Nederland. I Porsgrunn blir hvert år 200.000 tonn CO₂ gjort flytende og skipet ut. Erfaringene med CO₂-transport på skip, er svært relevant for å få implementert CCS-kjeder med utgangspunkt i mellomstore CO₂-kilder for lagring på norsk sokkel.

7.5.3.

CO₂ lagring på norsk sokkel

Oljedirektoratet har gjennom en studie kartlagt mulighetene for å lagre CO₂ på norsk sokkel¹¹. På basis av kartleggingen har OD utarbeidet et atlas som gir informasjon om hvor på norsk sokkel CO₂ kan lagres over lang tid på en sikker og effektiv måte uten å komme i veien for annen aktivitet. Atlasene bygger på mer enn 40 år med olje- og gassaktivitet på sokkelen og på erfaringene fra Sleipner og Snøhvit CO₂-lagringsprosjekter. CLIMIT-programmet har støttet prosjekter som har gitt verdifull kunnskap til atlasene. I tillegg kommer bruk av seismiske data og resultater fra det store antallet brønner som er boret på norsk sokkel.

ODs kartlegging viser at det er mer enn nok lagerkapasitet i Norskehavet og Barentshavet for CO₂ fanget fra lokale kilder. I Nordsjøen er det i tillegg et stort potensiale for å lagre store CO₂-volum fra det nordlige Europa. Norge kan derfor fremover ha en nøkkelrolle i CCS-utviklingen i Europa gjennom sine naturgitte forutsetninger for lagring av store mengder CO₂.

CO₂ til økt utvinning på norsk sokkel

Karbonfangst fra CO₂-kilder på land kan utløse nye muligheter for å benytte CO₂ for å øke oljeutvinning (EOR) fra enkelte oljefelt på norsk sokkel ved at en tilstrekkelig mengde CO₂ blir tilgjengelig for slikt bruk (CO₂-EOR¹²). Bruk av CO₂ til økt oljeutvinning på norsk sokkel ble studert allerede mot slutten av 1980-tallet, men utfordringer knyttet til nødvendig ombygging av eksisterende installasjoner med tilhørende kostnader, og mangel på store nok mengder tilgjengelig CO₂ har vært barrierer som har stoppet realisering av slike prosjekter.

Oljedirektoratet presenterte i 2005 en studie på CO₂ for økt oljeutvinning i Nordsjøen¹³. Resultatene indikerte et stort potensiale for økt oljeutvinning med en økt gjenvinningsgrad som varierte fra 5 til 12 prosentpoeng. Disse tallene er senere blitt bekreftet av forskningsprogrammet BIGCO₂.

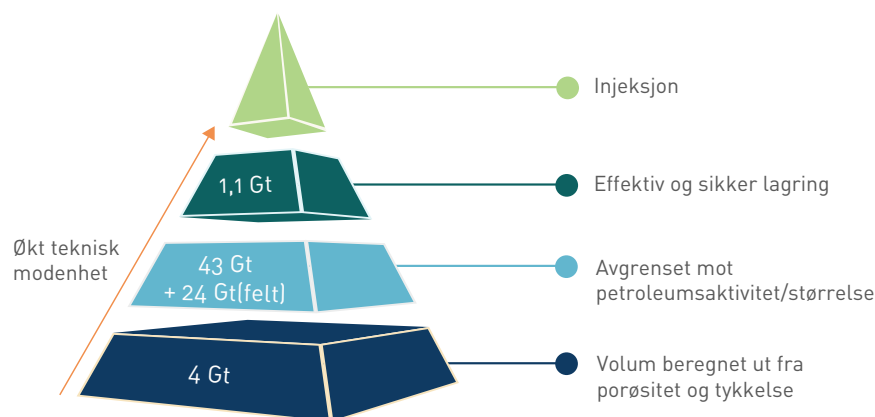
11 Oljedirektoratet om samleatlas for CCS: <http://www.npd.no/publikasjoner/rapporter/co2-samleatlas/>

12 CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery)

13 Oljedirektoratet, 2005: Mulighetsstudie: CO₂-injeksjon er fortsatt for dyrt og for risikofyllt

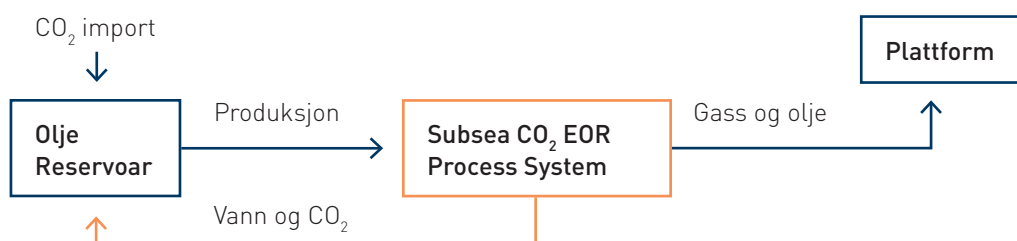
Figur 7.3.

Modenhetspotensialet for lagring av CO₂ i Nordsjøen. Pyramiden viser hvordan CO₂-lagrene fordeler seg med hensyn til modenhet, og hvor stor lagringskapasitet de har. Ett gigatonn (Gt) CO₂ = en milliard tonn CO₂ (Kilde: Oljedirektoratet)



NYE UNDERVANNSLØSNINGER FOR BRØNNSTRØM SEPARASJON AV CO₂

Aker Solutions ser på mulighetene til å utvikle undervannsløsninger for CO₂-separasjon på havbunnen. De fleste prosesser er nå kvalifisert for undervannsløsninger, slik som olje- og gass-separasjon, pumping og gasskompresjon (Åsgard). Det eneste leddet som mangler er separasjon av CO₂ fra gass-strømmer. Aker Solutions har identifisert membraner som kan kvalifiseres for CO₂ separasjon på havbunnen. Sammen med Statoil har man vurdert konkrete oljefelt i Nordsjøen, og teknologien virker lovende. Løsningen innebærer at man på havbunnen kan separere CO₂ fra gass-strømmen og sende den tilbake til reservoaret. Dermed unngår man å få store mengder CO₂ tilbake på plattformene som vil kreve driftstans og omfattende modifikasjoner på disse. Det har blitt utført flere studier som har sett på dette, bl. a. for Gullfaks, Heidrun og Draugen. Den nye løsningen kan være en viktig brikke for realisering av CO₂ for EOR offshore. Den nye membranløsningen kan også benyttes til å produsere offshore gassfelt med høyt CO₂ innhold i naturgassen.



Komplett subsea-løsning for CO₂-EOR

- Gass separering
- Olje/ vann seperasjon
- Reinjeksjon av anriket CO₂
- Økt olje utvinningsgrad: 5 – 12 prosent

(Kilde: Aker Solutions)

7.5.4.

Mulighetsstudier av fullskala CO₂-håndtering i Norge

Regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering ble lagt fram i Prop. 1 S (2014-2015). Den 4. mai 2015 la OED fram et fylldig sammendrag av en CCS-rapport¹⁴ fra Gassnova. Arbeidet med rapporten var gjennomført i et samarbeid mellom Gassnova (kilder, koordinering), Gassco (transport) og Oljedirektoratet (lagring). Formålet med denne idestudien var å undersøke om det er grunnlag for å sette i gang et industrielt prosjektløp for et fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst på land i Norge med tilhørende transport og lagring på sokkelen. Det ble sett på utslippskilder på over 400 000 tonn CO₂ pr. år. Denne idestudien dreide seg i hovedsak om utredning av forretningsdrivere, behov for insentiv, samt rammevilkår og teknologisk modenhet for de ulike ledd i kjeden.

Mange av de største utslippskildene til CO₂ på land har vært studert tidligere, men har ikke blitt videreført av ulike årsaker. Industrielle utslippskilder som har vært vurdert er blant annet Naturkrafts gasskraftverk, Statoils Mongstad raffineri, Gasscos gassterminal på Kårstø, Melkøya LNG-terminal, Essos raffineri på Slagentangen, aluminiumsverk, ferrolegeringsverk og Noretyl.

Videre oppfølging ble lagt fram i rapporten "Mulighetsstudier av fullskala CO₂-håndtering i Norge"¹⁵ i juli 2016. Rapporten ble sammenstilt av Gassnova og gjennomgår hovedkonklusjonene fra de ulike mulighetsstudiene på fangst, transport og lagring:

Norcem AS har vurdert muligheten for fangst av CO₂ fra røykgassen ved sin sementfabrikk i Brevik, Yara Norge AS har vurdert fangst av CO₂ fra tre ulike kilder ved ammoniakfabrikken på Herøya i Porsgrunn og Energigjennvinningsetaten i Oslo kommune (EGE) har vurdert fangst av CO₂ fra energigjennvinningsanlegget på Klemetsrud (Klemetsrud AS). Gassco har gjennomført en skipstransportstudie med bistand fra Larvik Shipping AS og Knutsen OAS Shipping AS. Statoil ASA har gjennomført en mulighetsstudie for CO₂-lagring ved tre ulike lokasjoner på norsk kontinentalsokkel.

Formålet med mulighetsstudiene er å komme fram til minst én teknisk gjennomførbar fullskala CO₂-håndteringskjede med tilhørende kostnadsestimater. Resultatene viser at det er teknisk mulig å realisere en CO₂-håndteringskjede i Norge.

Mulighetsstudiene viser en CO₂-håndteringskjede som gir fleksibilitet. I stedet for å ta utgangspunkt i ett CO₂-utslipp som skal fraktes i en rørledning til lagerlokasjonen, planlegges det å frakte CO₂ med skip til et knutepunkt knyttet opp til lageret. Et lager med stor kapasitet

og en fleksibel transportløsning legger godt til rette for at fangst fra andre CO₂-kilder kan realiseres og dermed dra nytte av en grunninvestering i CO₂-infrastruktur.

Parallelt med mulighetsstudiene har Olje- og energidepartementet gjennomført en konseptvalgutredning som søker å svare på om fullskala CO₂-håndtering er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Følgende momenter fra konseptvalgutredningen vil danne grunnlaget for å vurdere nytte av et CO₂-håndteringsprosjekt:

- Oppnå læring som kan spres til ulike land og bransjer
- Gi en lagerløsning som har tilstrekkelig kapasitet til å gi stordriftsfordeler
- Vise at CO₂-håndtering er et trygt og effektivt klimatiltak
- Bidra til forbedringer av markedssituasjonen for CO₂-håndtering

Arbeidet beskriver blant annet at etablering av en CO₂-håndteringskjede i seg selv vil gi viktig læring som vil gi vesentlige bidrag for å redusere barrierer og kostnader for kommende CO₂-håndteringsprosjekter. Fangstkildene som er studert i mulighetsstudien representerer ulike bransjer og bidrar med komplementær læring.

Alle de vurderte alternativene vil gi relevant læring innenfor flere områder:

- Læring knyttet til fangst, transport og lagring
- Regulering av CO₂-håndteringskjede
- Etablering av forretningsmodell for fangst, transport og lagring
- Oppdatert informasjon om kostnader for CO₂-håndtering
- Bidra til videreutvikling av teknologi

Bruk av flytende lager- og injeksjonsskip for direkte injeksjon forutsetter at det utvikles lossesystemer som i dag ikke er kommersielt tilgjengelig, noe som vil ta tid og medføre teknisk og operasjonell risiko. Kapasitetsutvidelse vil videre kreve betydelig investeringer fordi man må anskaffe en ny flytende lager- og injeksjonsinnretning.

¹⁴ Gassnovarapporten er ikke offentlig da den blant annet inneholder forretningshemmeligheter for enkelte foretak. Se sammendraget her: <http://www.gassnova.no/no/Sider/CO2-handtering-Overlevering-av-id%C3%A9s>

¹⁵ OED "Mulighetsstudier av fullskala CO₂-håndtering i Norge" 4. juli 2016

Mulighetsstudien viser til at alternativet med landløsning på Smeaheia landanlegg vil bedre legge til rette for stordriftsfordeler på lager enn alternativet med direkte injeksjon, samt gi bedre mulighet for pre-investering i overkapasitet samt bruk av konvensjonelle losseløsninger fra skip. For en relativt begrenset ekstrainvestering kan det ved å velge en større rørledning gi mulighet for å lagre 3 millioner tonn CO₂ per år. En slik kapasitetsøkning kan redusere enhetskostnadene per lagret tonn CO₂ til det halve. Havnefasilitetene på Smeaheia kan bygges for å motta CO₂ fra skip med ulik størrelse i all slags vær. Dette gjør det mulig å utvikle Smeaheia landanlegg til et knutepunkt med potensial for å lagre CO₂ fra andre kilder utover de som er vurdert i mulighetsstudien.

Ifølge mulighetsstudiene bør neste steg i prosjektet være en kombinert konsept- og forprosjekteringsfase som kan utlyses i løpet av høsten 2016. Kontrakter for konsept- og forprosjekteringsfasen kan da være inngått første kvartal 2017. Konsept- og forprosjekteringsfasen kan være ferdig tidlig høsten 2018. Dette arbeidet vil danne grunnlaget for statens kvalitetssikrings- og beslutningsprosesser for en investeringsbeslutning som etter planen kan fattes våren 2019. Ett fullskala CO₂-håndteringsprosjekt kan da settes i drift i 2022. De enkelte industriaktørene må også fatte sine egne investeringsbeslutninger og bør derfor få gjennomføre studiene etter sine egne prosjektgjennomføringsmodeller og prosedyrer.

Før utlysning av konsept- og forprosjekteringsfasen må det tas stilling til hvor mange aktører som skal få støtte til å gjennomføre slike studier, og når en eventuell utvelgelse kan skje.

Gassnova vil ha ansvaret for å gjennomføre prosjektet gjennom konsept- og forprosjekteringsfasen. Gassco vil ha ansvaret for transportdelen av arbeidet. OED vil ha det overordnede ansvaret for det videre arbeidet med rammevilkår og insentivstruktur.

7.6.

NØDVENDIG TEKNOLOGI OG INDUSTRIELLE MULIGHETER

Klimautfordringen krever en klar strategi for hvordan Norge kan opprettholde konkurranseevnen i et internasjonalt marked. På veien mot et fremtidig lavutslippssamfunn vil norsk sokkels konkurransekraft styrkes ved at industrien i samarbeid med myndighetene lykkes med CCS. CCS er viktig for å redusere utslipp siden både olje og gass vil være en del av det fremtidige energisystem sammen med fornybar energi og andre lavkarbonenergikilder.

CCS er også en nøkkelteknologi for at prosessindustrien i Norge kan nå sin visjon om nullutslipp innen 2050, og i veikartet for prosessindustrien er visjonen å fange over 9 millioner tonn CO₂ årlig innen 2050. Dette er samtidig en stor industriell mulighet for norsk leverandørindustri som kan eksportere teknologiløsninger i alle deler av en CCS-kjede. Utvikling vil være avhengig av et tett samarbeid mellom industri, myndigheter, forskingsinstitusjoner, akademia og andre interessenter. Aktørene bør tilnærme seg denne problemstillingen fra et nasjonalt så vel som et internasjonalt ståsted og implementering av CCS i Norge må ses i sammenheng med en helhetlig energi-, klima- og næringspolitikk. Målet må være å bidra til en teknologiutvikling som gir reduserte kostnader slik at CCS så raskt som mulig blir kommersielt.

8. Energieffektivisering i petroleumssektoren

Energieffektivisering er et viktig satsningsområde for petroleumindustrien. For nye installasjoner er mulighetsrommet stort. For anlegg i drift kan det også oppnås en del både gjennom driftsoptimalisering og modifikasjoner. Da mye allerede har blitt gjort vil mulighetene for å øke energieffektiviteten ytterligere variere mellom ulike installasjoner. Bruk av ny teknologi er uansett en nøkkelfaktor og industrien gjennomfører en rekke FoU-prosjekter som vil bidra til økt energieffektivitet med lavere karbonfotavtrykk som resultat.

8.1.

INNLEDNING

Energieffektivisering omhandler alle tiltak som bidrar til å redusere energiforbruket per produserte enheter. Tiltakene varierer i omfang, kompleksitet, effekt og ikke minst kostnader. For anlegg i drift kan man typisk dele inn i to typer tiltak: modifikasjoner – de som krever mindre eller større investeringer, og driftsoptimalisering – de som krever liten grad av investering, men heller dreier seg om å forbedre måten man jobber på.

Energiledelse er et verktøy hvis mål er kontinuerlig forbedring av energiytelsen. Arbeidet organiseres gjennom en styringssløye med planlegging, gjennomføring, kontroll og oppfølging. Energiledelse er et rammeverk som setter energieffektiviseringstiltak i system. For nye og eksisterende installasjoner er energiledelse en nøkkel til å få satt fokus på forbedret energibruk og reduserte CO₂-utslipp.

Energiledelse og energieffektivisering går hånd i hånd og bidrar sammen til nytenking, redusert forbruk, og tilhørende reduserte kostnader og utslipp. Dette kapittelet gir en videre oversikt av energiledelse relatert til petroleumindustrien og konkretiserer deretter flere tiltak og forskningsprosjekter som bidrar til redusert energiforbruk og utslipp.

8.2

ENERGILEDELSE

Energiledelse¹ er en viktig aktivitet som bidrar til at lønnsomme aksjoner blir identifisert og gjennomført slik at energibehov, kostnader og klimagassutslipp reduseres. Energiledelse dreier seg om å initiere og organisere en systematisk gjennomgang av alle ledd i energiproduksjonen og energibruken for å identifisere alle de små og store tiltakene som kan gjøre driften på innretningene mer energieffektiv. Samspillet mellom mennesker, teknologi og organisasjon står sentralt.

Det er utarbeidet en internasjonal standard for energiledelse (NS-EN ISO 50001). Dette er et ledelsesverktøy for å sikre effektiv energitnyttelse og bruk av energi i virksomheter og på enkeltinstallasjoner. I miljømyndighetenes tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven (utslippstillatelse) er det et krav om at operatørene implementerer energiledelse i tråd med denne standarden.

Det er mange personer, funksjoner og enheter som har innvirkning på energitnyttelsen som for eksempel driftsledelsen, kontrollromsoperatører, vedlikeholdspersonell, prosesseier for drift og annet vedlikehold, driftsutvikling, petroleumsteknologene boring og brønn. Energiledelse handler blant annet om å få alle disse aktørene til å spille på lag mot felles energi- og utslippsmål.

¹ Energiledelse på Enovas nettsider: <http://www.enova.no/radgivning/naring/aktuelt/ny-internasjonal-standard-for-energiledelse-pa-norsk/249/453/>

Det er vanskelig å fastslå potensialet for energieffektivisering på norsk sokkel med hjelp av energiledelse. Erfaringer og studier fra landbasert industri viser at en økning i energieffektivitet på i størrelsesorden 5-10 prosent kan oppnås gjennom aktiv energiledelse². Imidlertid har de fleste feltene på norsk sokkel allerede gjort en hel rekke tiltak blant annet som en konsekvens av innføringen av CO₂-avgift på slutten av 90-tallet. Et realistisk anslag på et besparingspotensial i petroleumsvirksomheten kan derfor ligge noe lavere. Likevel er energiledelse hovedårsaken til at f.eks. Statoil, fem år før tiden, har oppnådd sin andel av utslippsreduksjonen på en million tonn CO₂ per år som ble indikert i KonKraft-rapport nr. 5 (2009). Det er også energiledelse som ligger til grunn for at Statoil øker sin ambisjon i forhold til utslippsreduksjon fra 800 000 tonn til 1,2 millioner tonn CO₂ per år innen 2020.

Energiledelse har etter hvert blitt et kjent begrep for de fleste operatørene, men forståelsen av detaljene og praktiseringen av for eksempel den internasjonale standarden for energiledelse, ISO 50001, kan være noe forskjellig fra operatør til operatør.

Energiledelse kan spille en enda større rolle i designfasen for petroleumsanlegg enn i driftsfasen. Et sentralt trekk ved utbygging av olje- og gassfelt er at installasjonene må utformes for svært varierende driftsforhold fra oppstart av produksjonen via platåproduksjon til en hale av nedadgående produksjon inntil reservoaret ikke lenger er lønnsomt å produsere. Det er derfor svært viktig å ta beslutninger i designfasen som legger til rette for energieffektivitet under hele levetiden, herunder tilrettelegge for å koble opp prospekter i nærheten og bruk av løsninger som fungerer effektivt også med reduserte produksjonsvolumer.

8.3.

ENERGIEFFEKTIVISERING

Energiledelse tar for seg ledelsessystemet, eller rammerverket, for kontinuerlig forbedring av energiytelsen. Energieffektivisering handler om de konkrete tiltakene man gjennomfører for å forbedre energiytelsen.

For anlegg i drift kan tiltakene deles i modifikasjoner og driftsoptimalisering. Modifikasjoner betyr typisk utskifting og oppgradering av utstyr, mens driftsoptimalisering innebærer å forbedre måten man jobber på gjennom rutiner og arbeidsprosesser. Et eksempel på modifikasjoner er kompressorer som er designet for høye gassvolum ved et høyt produksjonsnivå, men som senere i feltets levetid kan modifiseres for å håndtere lavere gassgjennomstrømming. Det reduserer energibruken.

Energieffektiviseringstiltak varierer i omfang, kompleksitet, effekt og ikke minst kostnader. Hva potensialet er og hva som er aktuelt å gjennomføre for en gitt installasjon vil også variere betydelig. Noen anlegg er allerede meget energieffektive og ytterligere energieffektiviseringstiltak vil være kostbare. Alderen på de tekniske installasjonene og resterende levetid betyr mye for mulighetene for forbedringer. Det å ta i bruk ny teknologi avhenger av hva som er lønnsomt med hensyn til gjenværende levetid og er i mange tilfeller begrenset av vekt- og areal, inngripen i daglig drift og prioriteringer i forhold til det totale aktivitetsnivået og andre faktorer som overnattingskapasiteten ombord på anleggene.

Energieffektiviseringstiltak kan oppfattes å gå på akkord med etablerte mål og rutiner. For eksempel er én råoljepumpe i full drift mer energieffektiv enn to pumper på 50 prosent kapasitet. Det å ha to pumper i drift gir imidlertid en back-up løsning og er mer robust. Et klimatiltak vil være at driftspersonellets arbeid blir målt på energieffektivitet, og ikke bare på regularitet. Videre er det viktig å synliggjøre gevinstene (kostnadmessige og miljømessige) slik at beslutninger tas med et helhetlig bedriftsøkonomisk hensyn.

2 Rapport fra Oljedirektoratet og oljeselskaper: Utredning av muligheter for mer effektiv energiforsyning på norsk sokkel (2004)

VOLVEFELTET – REDUSERTE UTSLIPP OG KOSTNADER

Aktiv energiledelse og optimalisering av prosessanlegget har mer enn halvert CO₂- utslippene på Volvefeltet. Et tett og kreativt samarbeid mellom entreprenøren (Mærsk) og operatøren (Statoil) har vært avgjørende for å komme frem til effektive tiltak på Volve. Tidligere ble Volve kjørt på to turbiner med 65 prosent virkningsgrad, mens en i dag kjører en turbin på 85 prosent, noe som betydelig øker effektiviteten og tjener klima.

Lønnsomt også på felt i sluttfasen

Volve er et felt i sluttfasen av sin levetid, og er planlagt nedstengt om to til tre år. Ved å bygge om gass-injeksjonskompressoren har en kunnet håndtere hele produksjonsmengden, som har vært på vei ned. Tiltaket med ombygging av kompressoren er tilbakebetalt i løpet av om lag et år, bare i miljøutgifter. I tillegg kan gassen som tidligere ble brukt til energiproduksjon nå selges. Inntektene økes, mens utgiftene til CO₂, og miljøkvoter reduseres. Gjennom en ombygging av kompressoren var det heller ikke behov for å sende den på vedlikehold. Dette resulterte også i reduserte utgifter, og et anlegg som passet bedre til mengden produksjon.

Effektivisering

Gjennom en ombygging av eksportpumpene på Volve anvendes nå kun en av to pumper til regulær drift, mens den andre kan startes opp dersom det er behov for reserveløsning. Forløperen til løsningen var tekniske utfordringer på den ene av de to pumpene, og dette medførte at en måtte klare seg med den ene. Da dette lot seg gjøre ble dette utviklet til en permanent løsning. Dette er en kostnadsbesparende løsning både for entreprenør og operatør.

Også på lagerskipet Navion Saga har blitt gjennomført tiltak. De er montert en eksoskjele på dieselgeneratoren. Eksosvarmen gjenvinnes og brukes til å opprettholde trykk på hovedkjelen. Dette er tilstrekkelig som forvarming både på hovedmotor og hjelpemotor, samt at det gir energi til ferskvannsgeneratoren. Dette grepet har redusert dieselforbruket fra 11 til 4 kubikk per dag på skipet, noe som tilsvarer 7500 tonn CO₂-reduksjon per år.



[Kilde: Origo, desember 2015. Foto: Mærsk-Statoil ASA]

8.3.1.

Gassturbinene på norsk sokkel

Energiforsyningen på eksisterende plattformer er hovedsakelig fra gass som forbrennes i turbiner. Turbinene som benyttes til kraftproduksjonen er ett av de viktigste områdene for energisparing og reduksjon av utslipp. Gjennom driftsoptimalisering kan belastning og drift planlegges slik at antall turbiner i drift kan reduseres. Mange av de minst effektive turbinene blir også automatisk faset ut gjennom nedstengning av gamle sokkelinstallasjoner.

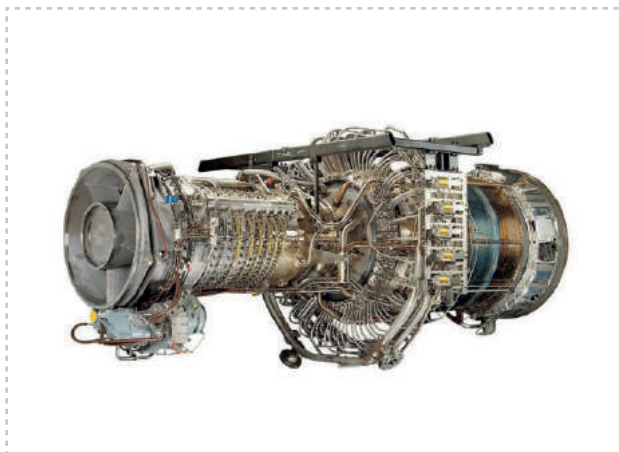
Det er i dag installert 178 gassturbiner av varierende alder og størrelse på norsk sokkel. Turbinene er tilkoblet generatorer for produksjon av elektrisk kraft, kompressorer for gasskompresjon og pumper for vanninjeksjon. Figur 8.1. nedenfor viser en av lav-NO_x turbintypene på sokkelen, GE LM2500+DLE (som gir kraft tilsvarende 30 MW). Alle turbinene bygger på flymotorteknologi og er spesielt godt egnet for bruk offshore på grunn av den kompakte konstruksjonen som gjør at den både tar mindre plass og har lavere vekt enn turbiner som landbasert industri bruker.

Gassturbinene som ble installert på norsk sokkel etter år 2000, er såkalte DLE³-turbiner med et NO_x utslippsnivå som er omtrent 90 prosent lavere enn det konvensjonelle turbiner oppnår. Men DLE teknologien påvirker turbinenes virkningsgrad: en DLE-turbin som går på dellast, slipper opp til 15 prosent mer CO₂ enn en tilsvarende konvensjonell turbin. Reduksjon av NO_x lokalt på sokkelen har dermed en pris i form av økte CO₂-utslipp.

Dellast er også en sterk driver for CO₂-utslipp. Dersom virkningsgraden halveres, øker CO₂-utslippet per kWh elektrisitet med omtrent det dobbelte. Å opprettholde en høy virkningsgrad med færre gassturbiner i stedet for dellast på flere gassturbiner er derfor både god energieffektivisering og et godt klimatiltak.

Figur 8.1.

General Electric GE LM2500+DLE gassturbin er en av arbeidshestene på norsk sokkel. Hele 80 prosent av installert effekt på sokkelen kommer fra GE LM aerolederiverte gassturbiner. (Kilde: GE OIL & Gas)



3 DLE – Dry Low Emission

PROGRAMMET FOR KRAFTSAMARBEID – STATOIL & GE

«Programmet for kraftsamarbeid» ble lansert tidlig i 2015, og er en styrking av samarbeidet mellom Statoil og General Electric (GE). Formålet med programmet er å gi en industriell tilnærming til de betydelige utfordringene assosiert med global energi produksjon. Det er igangsatt flere prosjekter for å redusere CO₂-utslipp offshore. Prosjektene strekkes seg fra optimalisering av kompressorer, til på lengre sikt å utvikle mer konkurransedyktige løsninger for å fange opp spillvarme fra produksjonen. Det er planlagt å implementere to nye teknologier mot slutten av 2016.

1. «Turbine Online Water Wash»

Turbiner er utsatt for ekstern påvirkning, og selv et tynt lag av salt kan svekke ytelsesevnen. Den mest vanlige prosedyren er å stoppe turbinene for rengjøring. Turbinenes ytelsesevne blir svekket 70- 85 % på grunn av ansamlinger av salt og andre avfallsstoff, som passerer forbi innløpsfilteret, og fester seg på turbinens innside. Statoil har i samarbeid med NTNU og GE utviklet en teknologi som muliggjør fjerning av avfallsstoff fra turbiner parallelt med at turbinene produserer elektrisitet gjennom å ivareta renheten på turbinens innside. Ved å anvende denne nye teknologien for vannvask av turbiner i produksjon kan en forvente en reduksjon av CO₂- utslipp og nedetid. Planen er å implementere denne teknologien for første gang på Åsgard mot slutten av 2016. Det er en pågående evalueringsprosess omkring hvorvidt denne teknologien også kan bli implementert på andre installasjoner.

2. «Power Density Compressor»

Statoil samarbeider med GE for å utvikle og optimaliserer kompressortechnologi som kan implementeres på norsk kontinental sokkel, og føre til reduksjon av CO₂- utslipp. Den nye kompressoren «(PWD – Power Density Compressor)» kan kjøres med høyere omdreiningstall per minutt (RPM), som resulterer i en forbedret kapasitet for ytelse, sammenlignet med eksisterende kompressorer. Denne teknologien innebærer større grad av fleksibilitet i forhold til å imøtekomme endringer i gass strøm gjennom turbinens levetid på feltet. Planen er at en for første gang skal anvende (PWD – Power Density Compressor) teknologi på Gullfaks A mot slutten av 2016.

Andre initiativ omfatter et antall av forsøk på å optimalisere oppgraderingen av labyrinter og påliteligheten for gasstetning, redusere kompressor resirkulering, kvalifisering av høyhastighets kompressorer, og teste ny teknologi for våtgasskompresjon.

(Kilde: Statoil)

8.3.2.

Utnyttelse av eksosvarmen fra gassturbiner

Når varmen fra gassturbineksos utnyttes ved å gjenvinne varme i form av damp eller hetolje, blir virkningsgraden mindre sensitiv for endring i kapasitetsutnyttelsen og virkningsgraden øker. Eksosvarmen kan også utnyttes ved å lage damp som driver en strømprodukerende dampturbin, såkalt kombikraft. Slike dampturbiner er imidlertid store og tunge anlegg. Hvor mye av varmen som utnyttes på et konkret anlegg avhenger både av hvor mye varme som er tilgjengelig i eksos fra gassturbinene og varmebehovet i prosessen. Når prosessens varmebehov er stort, utnyttes mye av varmen, mens når varmebehovet er lite, slipper mye varme ut i luften med eksos.

Det er mange faktorer som påvirker varmebehovet til installasjonene på norsk sokkel⁴. Transport av olje, gass og vann gjennom brønnstrømsrør på havbunnen gir et oppvarmingsbehov for å forbedre separasjonsprosessen. Varmen kan tas fra flere kilder, hvor gassfyrte kjeler

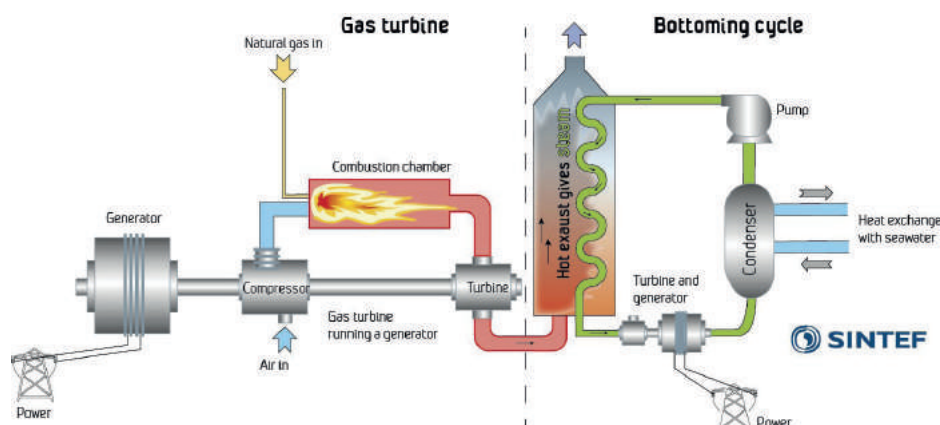
historisk har vært vanlig. På norsk sokkel er imidlertid eksosgassen fra gassturbinene den primære varmekilden. Nærmere 60 norske innretninger har derfor fått installert varmegjenvinningsanlegg som kan ta vare på en stor del av eksosvarmen fra gassturbinene.

Å utnytte eksosvarmen fra gassturbinene på offshoreinstallasjonene mest mulig effektivt er et viktig energieffektiviseringstiltak på eksisterende anlegg. Dampen fra eksosgasskjeler med mye tilgjengelig eksosvarme kan alternativt til varmegjenvinner benyttes i en dampturbin som produserer strøm. Tre slike dampbunnsykluser på gassturbiner er i dag i drift på feltene Eldfisk, Oseberg og Snorre. På Eldfisk feltet sørger eksosvarmen fra gassturbinene på vanninjeksjonsplattformen Eldfisk 2/7 E for strømforsyningen til nesten hele Eldfisk komplekset, til sammen 9 MW. Flere forsknings- og utviklingsprosjekter har undersøkt hvordan spillvarmen fra gassturbiner kan utnyttes til strømproduksjon ved hjelp av anlegg som er lettere og mindre plasskrevende.

⁴ Oljedirektoratet: Forbrenningsprosesser som danner NOx på sokkelen, juli 2013

COMPACTS SAMARBEID

COMPACTS er et pågående samarbeid mellom SINTEF (prosjektleder), med NTNU og flere store oljeselskap og aktører i leverandørindustrien som medspillere. En skematisk fremstilling av neste generasjons kombisystem kraftverk er vist under:



Prosjektet har to delmål. Det første er å redusere vekten av dampturbinen med tilhørende utstyr med opptil 50 prosent. Det kan oppnås ved å redusere vekten på varmevekslerne som tar varmen fra eksosgassen, og erstatte stålmateriale i rammeverket som benyttes ved installering offshore, med aluminium og titan. Disse materialene er dyrere enn stål, men reduserte mengder og vekt gir lavere kostnader. Det andre delmålet er å øke driftssikkerheten tilstrekkelig til at slike anlegg kan bli standard offshoreteknologi. Det antas at slike kombisystem-kraftverk kan redusere plattformenes brenngassforbruk med en tilhørende reduksjon i CO₂-utslippene med mellom 22 til 30 prosent.

8.3.3.

Energieffektivisering i boring og brønn

CO₂-utslipp fra boreaktivitetene avhenger av antall brønner som bores og hvordan boreaktivitetene fordeler seg mellom letebrønner og produksjonsbrønner. I 2014 var boreaktiviteten på norsk sokkel lav, men historisk har utslippene, og dermed energibruken på riggene, ligget rett under eller rundt 10 prosent av det totale CO₂-utslippet på sokkelen. Selv om aktivitetsnivået er lavt for tiden, er det viktig å vurdere potensialet og sette i gang tiltak for ytterligere energieffektivisering på riggene.

Energieffektivisering kan oppnås ved å redusere gjennomføringstiden for energikrevende operasjoner. På sokkelen peker bore- og brønnoperasjon seg spesielt ut. Hovedintensjonen med redusert gjennomføringstid er å redusere kostnader, men det medfører også redusert energibruk og CO₂-utslipp. En rekke forsknings- og utviklingsprosjekter som retter seg mot raskere boring, forventes å gi betydelige resultater⁵.

Prosjektresultatene viser at forbedret styring av boreprosessen, som optimalisering av kakstransport og redusert behov for stadige hullrensingsprosedyrer i brønnen, kan gi vesentlig mer energieffektive og tidsbesparende operasjoner. Bedre hullrensing gir i tillegg mulighet for lengre brønnrekkevidde, noe som reduserer brønnbehovet.

EC Drill⁶ er en nyutviklet teknologi som forventes å gjøre det mulig å bore en olje/gassbrønn opptil 20 prosent raskere og tilsvarende mer energieffektivt enn i dag. Effekten varierer fra brønn til brønn, men kan forventes å gi cirka 12 dager raskere gjennomføringstid enn for en typisk brønn på norsk sokkel. Siden en borerigg slipper ut omlag 50 tonn CO₂ per dag, vil besparelsen kunne bli på rundt 600 tonn CO₂ per brønn.

E Plug er et norsk forsknings- og utviklings firma⁷ som har utviklet en ny metode for å sette og trekke plugger i forbindelse med brønnoperasjoner. Metoden gjør det mulig å sette og trekke en plugg under samme operasjon, noe som kan redusere tidsforbruket for slike operasjoner med opp til 42 prosent for enkelte operasjoner, og vil redusere utslipp av klimagasser.

Et nyutviklet såkalt Down-Hole Mapping Tool skal kunne erstatte produksjonstester offshore etter åpning av en brønn. Produksjonstester varer typisk i to til fire uker med dagens teknologi. Den nye metoden vil normalt kunne utføre testing på ett til to driftsdøgn.

Utviklingen har gått mot større, sterkere, og dermed mer effektive borerigger. Denne generasjonen rigger manøvreres gjerne via såkalt dynamisk posisjonering som betyr at motorene sørger for å holde riggen i posisjon i stedet for å måtte ankre opp. Boreoperasjonene blir raskere og

mer effektive, men kraftbruket og utslippene øker per tidsenhet i forhold til oppankrede rigger. Samtidig har sterkt fokus de seneste årene på kostnadsreduksjoner, etablert en ny trend med større diversifisering i riggflåten med mindre rigger og skip for ulike oppdrag som plugging av brønner.

5 NFR-rapport fra Petromaks 2/Demo 2000, mai 2015: Energieffektivisering og reduksjon av klimagasser. Se også OG21: http://www.og21.no/prognett-og21/Kostnadseffektiv_boring_og_intervensjon_TTA3/1253963217209

6 <http://www.enhanced-drilling.com/>

7 <http://www.eplug.no/home>

REDUSERTE UTSLIPP UNDER BOREOPERASJONER PÅ BALDER

Ved bruk av ny teknologi har ExxonMobil Exploration and Production Norway AS spart miljøet for utslipp av klimagasser i forbindelse med effektivisering av boreoperasjoner på Balder-feltet. De forventede utslippene knyttet opp til boreoperasjoner er redusert på grunn av bruk av Schlumbergers nye Gesosphere verktøy. Dette har bidratt til at en kan eliminere totalt fem pilothull, som ellers hadde blitt boret for å evaluere reservoarmålet i hver brønn. Arbeidet er nødvendig for å finne riktig plassering av horisontal kompletteringsseksjon til ønsket dybde, dette for å optimalisere framtidig oljeproduksjon fra brønnen.

ExxonMobil har benyttet den halvt nedsenkbare boreriggen «West Alpha» til operasjonene, og for hvert pilothull ville det ha krevd 10 dagers boring av et 13-1/2" hull med oljebasert borevæske, og påfølgende plugging av hvert hull med sement.

Tallene nedenfor er et estimat av potensielle utslipp, og er basert på data fra utslippstillatelsen fra feltene Balder, Ringhorne og Jotun, samt historisk gjennomsnitt av faktisk bruk av kjemikalier fra tilsvarende virksomhet.



Utslippsreduksjoner: (Tallene er totale besparelser for overnevnte fem pilothull)

- 785m³ (1,983 tonn): av oljebasert borevæske og forurenset borekaks, som ikke trenger frakt til land for videre behandling.
- 2,750m³ av ferskvann, som ikke har blitt benyttet.
- 2,335m³ av drivstoff til rigg, som ikke har blitt brent.
- 112 tonn NO_x, som ikke har blitt slipp ut, basert på antagelsen fra KLIF-tillatelsen, som gjelder 822 tonn per år NO_x-utslipp for «West Alpha».
- 615.000 kg kjemikalier borevæske i gul kategori, som ikke har blitt benyttet

(Kilde: ExxonMobil Exploration and Production Norway AS. Foto: Balder, Odd Furenes/ExxonMobil)

8.3.4.

Energieffektivisering og økende vannproduksjon

Det blir diskutert om produksjon av naturgass er mer energikrevende enn oljeproduksjon. At gassproduksjon kan være mer energikrevende forklares med at virkningsgraden for komprimering av gass er lavere og energibehovet større enn for pumping av samme energimengde råolje. En utredning av Rosendahl og Gavenas⁸ fra Handelshøyskolen ved NMBU indikerer imidlertid at forholdet mellom energieffektivitet for olje eller gassproduksjon er komplekst og at utslippene av CO₂ pr. produsert energienhet vokser betydelig når produksjonen ved et felt avtar. En av konklusjonene er at et felt med overvekt av gass har signifikant lavere utslipp pr. produsert energimengde enn felt med overvekt av olje. Det er korrigert for at flere av de største gassfeltene (for eksempel Troll og Ormen Lange) får kraftforsyning fra land og har lave utslipp av den grunn. Prosjekter for å øke utvinnsgraden av olje i haleproduksjon vil innebære høyere utslippintensitet enn det gjennomsnittstallet indikerer, fordi produksjon av olje på modne felt i haleproduksjonsfasen krever mye energi når sjøvann injiseres i brønnene for å opprettholde trykket og sveipe formasjonene for restolje.

Forskning og innovasjon kan bidra til å redusere den produserte vannmengden⁹ og flere nedihullsventiler er nå under utvikling for å kunne stenge av produksjonssoner i en olje/gassproduserende brønn når sonene begynner å produsere for store mengder vann.

Et annet forskningsprosjekt har sett på behandling av sjøvann til bruk i prosessene offshore. Tradisjonelt har det vært brukt membranfiltrering, noe som er svært energikrevende på grunn av behovet for høyt differensialtrykk (40–70 bar) for å filtrere ut blant annet salt og svovel fra vannet. En ny teknologi kalt Subsea Intake and Treatment (SWIT)¹⁰ gjør det mulig å produsere sterilt vann over lang tid uten restkjemikalier. Dermed kan membrananlegget flyttes ned på sjøbunnen. Ved å gjøre denne prosessen på dypt vann, får man hele eller deler av det nødvendige trykket gjennom vanntrykket og kan oppnå en energibesparelse på 25–50 prosent for denne type prosesser.

Firmaet Resman AS utvikler et system som skal oppdage og redusere vannproduksjonen, uten energi bruk, intervensjoner eller kabler¹¹. Systemet skal integreres i produksjonsbrønnene i nye oljebrønner. Produksjonsbrønnene installeres med reagerende polymerer hvor polymeren frigjøres sporstoffer som avslører soner med vanninntrenging og soner hvor olje kommer inn. På den måten detekteres soner med vanninntrenging som da kan stenges av og dermed redusere vannproduksjonen. Energievinsten ved bruk av metoden avhenger

av brønnens alder og beskaffenhet. Lavere vannproduksjon kan øke levetiden og utnyttelsesgraden på reservoarer og plattformer og gi redusert energibruk og lavere utslipp til luft.

8.4.

FORTSATT VIKTIG FOKUS

Energiledelse og energieffektivisering er viktige aktiviteter på norsk sokkel, noe som myndigheten også bidrar til ved å kreve energiledelse i tråd med ISO 50001 i alle utslippstillatelser. All erfaring viser at et systematisk fokus på kraftgenerering, kontinuerlig vurdering av kraft- og varmebehov og ikke minst en teknisk og operasjonell tilpasning til de naturlige endringene i produksjonsforholdene ute på sokkelen, bidrar til effektivisering. Dette gjør at både kostnader og utslipp reduseres, en vann-vinn situasjon. Energieffektivisering vil likevel ikke alene redusere utslipp av klimagasser fra norsk sokkel tilstrekkelig. Det vil alltid være et kraft- og varmebehov som må dekkes. Energieffektivisering kan derfor bare til en viss grad sørge for utslippsreduksjoner.

8 Rosendahl og Gavenas: Hva påvirker CO₂, artikkel i Samfunnsøkonomen nr 8, 2014

9 Rapport fra Forskningsrådet, mai 2015: Energieffektivisering og reduksjon av klimagasser, En analyse av offentlig petroleumsforskning, Program PETROMAKS 2 / DEMO 2000

10 https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Subsea_Production_Systems/Seabox.aspx

11 <http://www.resman.no/>

9. Alternative energiløsninger

Ny teknologi og forbedrede energiløsninger for offshore installasjoner vil føre til reduserte klimautslipp knyttet til produksjon og transport av petroleum fra norsk petroleumsvirksomhet. Kraftforsyning fra land har hittil vært alternativet, men petroleumindustrien arbeider også med andre alternative energiløsninger. Hybridløsninger, vind, brenselceller og offshore CCS er blant de konseptene som kan gi viktige bidrag.

9.1.

KRAFTFORSYNING FRA LAND¹

Årlig brukes rundt 4 milliarder kubikkmeter gass i turbinene for å lage den elektriske kraften og varmen som trengs for å drive plattformene og tilhørende systemer. Dette tilsvarer 3-4 prosent av den totale eksporten av gass fra norsk sokkel. I 2015 slapp petroleumssektoren ut 13.5 millioner tonn CO₂. Utslipp fra energiproduksjon står for omtrent 80 prosent av disse utslippene.

Siden 1997 har rettighetshaverne på norsk sokkel vært forpliktet til å utrede både bruk av gassturbiner og kraft fra land som energiløsning i forbindelse med arbeidet med plan for utbygging og drift (PUD) for feltutbygginger og store ombygginger på norsk sokkel².

9.1.1.

Installasjoner med kraftforsyning fra land

I dag er det 5 installasjoner som er enten får all eller deler av sin kraftforsyning fra landnettet eller fra gasskraftverket på Mongstad (Energiverk Mongstad). Enkelte felt er elektrifisert ved å være koblet opp mot andre felt. I tillegg er flere av landanleggene tilknyttet strømmettet.

Felt i produksjon med kraft fra land

I 1996 ble Troll A den første offshoreinstallasjonen med kraftforsyning fra land. Kraften produseres fra Energiverk Mongstad og strømmen går via strømmettet til Kollsnes hvor Troll A er tilknyttet. Samtidig ble Kollsnes-terminalen, som er landdelen av Troll gass-systemet, elektrifisert med kraft fra landnettet. Troll A får strømmen via en 70 kilometer lang vekselstrømskabel, og har siden oppstarten blitt bygget videre ut med nye kabler og to nye kompressorer, hver drevet av 50 MW elektriske motorer.

I mai 2005 tok BP og partnerne beslutningen om å forsyne Valhall med kraft fra land. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i juni 2007. I oktober 2010 ble anlegget satt i drift. Gassturbinene var erstattet med en stillegående elektrisk omformer. Denne omformeren konverterer likestrøm fra land til vekselstrøm og forsyner hele feltet. Strømforsyningen kommer fra en 294 km likestrømskabel som går fra Lista, hvor den har tilkobling til Statnett sitt nett i samme område som aluminiumsverket til Alcoa forsynes fra. Valhalls årlige kraftbehov ved normal drift er 60 MW. Feltet har en anslått levetid på ytterligere 40 år og kraftløsningen gir reduserte kostnader til drift og vedlikehold.

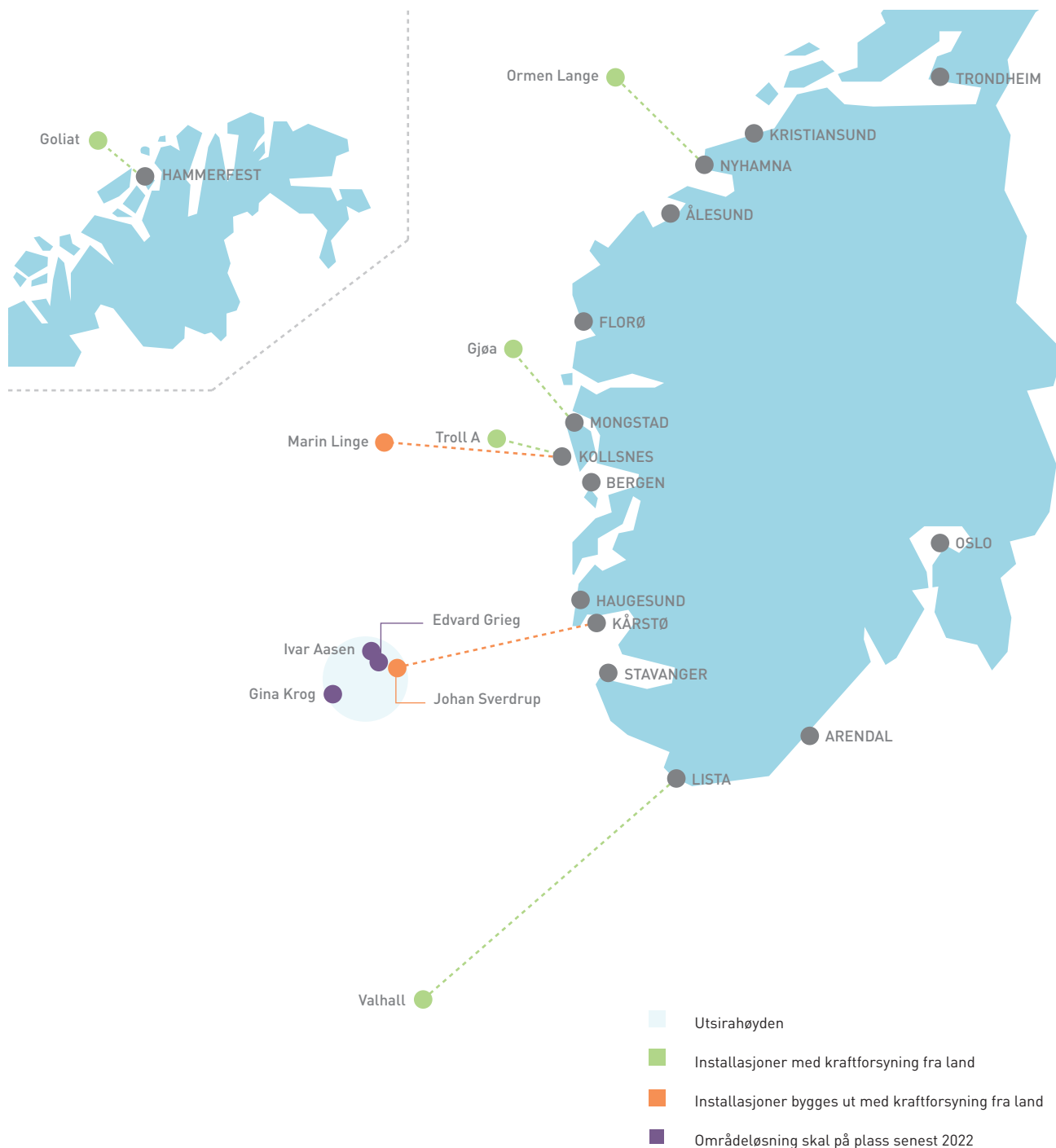
Ormen Lange er Norges nest største gassfelt og befinner seg på 850 til 1 100 meters havdyp. Feltet er en havbunnsutbygging med landanlegg på Nyhamna, og får all kraftforsyningen fra landnettet med et gjennomsnittlig forbruk på 140 MW og som økes til 250 MW i 2018/2019.

¹ «Kraftforsyning fra land» er en betegnelse når en installasjon på norsk sokkel får kraftforsyningen/ strøm med kabler fra landnettet. Andre betegnelser er kortformen «kraft fra land», eller «elektrifisering». Elektrifisering kan imidlertid skje også med andre kilder som vindkraft. I denne rapporten har en valgt å bruke «kraftforsyning fra land/ kraft fra land»

² Innst nr 114 (1995 - 96) fra energi- og miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, Stortinget 22. februar 1996

Figur 9.1.

Oversikt over installasjoner på norsk sokkel som får kraftforsyning fra land (Kilde: KonKraft)



Gjøa får kraftforsyning fra land via en 100 kilometer lang vekselstrømskabel fra Mongstad. Overføringsspenningen er på 90 kV og kapasiteten er på 42 MW.

Goliat, verdens nordligste offshore oljefelt og Norges første oljefelt i Barentshavet får deler av sin kraftforsyning fra land. Goliat er en geostasjonære FPSO³ og roterer ikke. Dette gjør det mulig å forsyne Goliat med kraft fra land. Goliat blir forsynt med strøm gjennom verdens største undersjøiske kabel i sitt slag. Den er 105 kilometer lang, med en overføringskapasitet på 70 MW vekselstrøm. For å oppnå høy regularitet er ikke feltet full-elektrifisert foreløpig, dette skyldes begrensninger i strømmettet på land.

Martin Linge-feltet i den nordlige delen av Nordsjøen kommer til å motta opptil 55 MW vekselstrøm gjennom en 161 kilometer lang sjøkabel ut til plattformen. Kabelen blir verdens lengste undervanns vekselstrømskabel. Ulempen med en slik kabel er at den vil få et overføringstap av energi på 10 prosent (4 av 40 MW). For det forventede energiforbruket på Martin Linge ville en løsning med likestrøm ikke vært lønnsom, da dette ville nær doblet investeringskostnadene for kraftløsningen. Beslutningen om elektrifisering fra land av Martin Linge-feltet var basert på en gjennomgang av tiltakskost for CO₂ reduksjon. Siden Martin Linge har en prosess med lavt varmebehov, resulterte gjennomgangen i en negativ⁴ tiltakskost (-103 NOK/tonn CO₂). Kraftforsyning fra land for denne installasjonen gir en reduksjon i CO₂ utslipp på omtrent 2,5 millioner tonn over feltets levetid.

Utsirahøyden

Lisensene på Utsirahøyden skal bygges ut med en områdeløsning med kraft fra land. Området består av lisensene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. De tre sistnevnte er godkjent for utbygging med krav om å tilrettelegge for elektrifisering når en områdeløsning er på plass, mens Johan Sverdrup-lisensen skal full-elektrifiseres med kraft fra land fra egen installasjon fra fase 1 av utbyggingen. Stortinget vedtok i juni 2014 at den sørlige delen av Utsirahøyden skal forsynes med kraft fra land, og en områdeløsning for de andre feltene på Utsirahøyden Sør skal være på plass senest ved oppstart av byggetrinn 2 av Johan Sverdrup, det vil si i 2022⁵.

Rettighetshaverne for Johan Sverdrup har sendt en søknad som omfatter kabelanlegg med tilhørende elektriske anlegg, som er nødvendige for et uttak på inntil 300 MW. I følge operatørens beregninger er det totale kraftbehovet for Johan Sverdrup-feltet samt områdeløsningen for de tre omkringliggende feltene Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen i dag anslått til mellom 200-270 MW. I arbeidet med konseptvalg for andre byggetrinn av Johan Sverdrup-feltet, vil anslaget bli oppdatert. Kapasiteten på første byggetrinn er 100 MW levert på feltet. Kraften som hentes fra nettet på Kårstø, omformes

BP NORGE HAR FÅTT TILSKUDD FRA NOX-FONDET TIL ELEKTRIFISERING PÅ VALHALL

BP Norge har fått tilsagn om opptil 42 millioner i tilskudd fra NOx-fondet for å elektrifisere XLE4-riggen som neste år skal plugge brønner på Valhall feltet. XLE4 riggen er under bygging i Sør-Korea, og blir tilrettelagt for at den kan opereres med elektrisk kraft fra eksisterende kraftkabel.

Tiltaket vil medføre betydelige reduksjoner i utslipp av NOx og CO₂. Årlige utslipps-reduksjoner er beregnet til 168 tonn NOx/år og 15 200 tonn CO₂/år ved bruk av landstrøm sammenlignet med dieselgeneratorer.

Den nye riggen skal erstatte Mærsk Reacher i andre kvartal 2017, og skal fortsette arbeidet med å plugge i alt 31 brønner på Valhall-feltet permanent.

til likestrøm i en ny omformerstasjon på Haugsneset før den overføres i en 200 kilometer lange kabler ut til feltsenteret.

Det er anslått at kraftforsyning fra land til Johan Sverdrup-feltets første byggetrinn vil føre til at utslippene nasjonalt reduseres med vel 13 millioner tonn CO₂ i løpet av feltets levetid, tilsvarende 330 000 tonn CO₂ årlig. Ved full utbygging av Utsirahøyden anslås det at CO₂-utslippene reduseres med 19 millioner tonn i løpet av feltets levetid, tilsvarende 460 000 tonn CO₂ årlig.

3 FPSO = Floating Production, Storage and Offloading

4 Negativ tiltakskost betyr i denne sammenheng at tiltakets kostnader er lavere enn bruk av løsning med gassturbiner

5 Prop. 114 S (2014–2015) Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak), Norges største industriprosjekt – utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten

Landanlegg med kraft fra strømmettet

I tillegg til plattformene på sokkelen får gassterminalen på Kollsnes (seks kompressorer à 40 MW + NGL-anlegget 18,5 MW) og landanlegget Nyhamna på Aukra (i dag 140 MW, opp mot 250 MW i 2018/2019) også kraft fra strømmettet. Energiverket på Mongstad produserer strøm til raffineriet, til offshore-felt og dekker raffineriets varmebehov. Flere andre olje- og gassterminaler tar deler av sin kraft fra nettet. LNG-terminalen på Melkøya forsynes imidlertid fra egne gassturbingeneratorer, og har muligheten til å dekke deler av forbruket sitt fra nettet ved for eksempel vedlikehold og utfall av gassturbingeneratorer.

Eksisterende områdeløsninger

En rekke plattformer er ikke koplet til landnettet, men er likevel koplet sammen elektrisk med andre installasjoner gjennom systemene for hovedkraft. Eksempler er Gudrun-plattformen, som er koplet til Sleipner A, Snorre og Gullfaks-plattformene som hver for seg er koplet sammen med kabler. Det samme er tilfelle for felt i Ekofiskområdet, hvor det er installert kabler mellom de tre feltene Ekofisk, Eldfisk og Embla. Slike sammenkoplinger gir mulighet for å drive kraftproduksjonen mer energieffektivt enn det hver enkelt installasjon har mulighet til.

Tabell 9.1.

Kraftforsyning til petroleumsrelaterte terminaler og landanlegg

Landanlegg	Kraftforsyning	Kommentar
Melkøya	Egen kraftforsyning med gassturbiner	Anlegget er drevet av elektriske motorer
Tjeldbergodden metanolfabrikk	Selvforsynt	Nesten selvforsynt med strøm fra egen varme/ damp-turbin
Nyhamna - Ormen Lange gassterminal	Landnettet	Økende behov for kraft
Mongstad raffineriet	Egen kraft- og varmemforsyning med gassturbin og dampturbin	Koblet til landnettet
Sture oljeterminal	Landnettet	
Kollsnes gassterminal (Troll)	Landnettet	Koblet til gassplattform
Kårstø gassterminal	Blanding av kraft fra landnettet og egen produksjon	Direkte gassturbindrift av kompressorer

9.1.2.

Konsekvenser for kraftforedlende industri

Når en installasjon på sokkelen får kraft fra strømmettet vil tilkoblingsstedet på land hentes innen et kraftpris-område i Norge⁶. For eksempel er Valhall sitt tilknytningspunkt for kraft fra Lista i Sørvest-Norge. Når en lisens velger å bruke kraftforsyning fra land kan dette påvirke kraftbalansen og dermed prisen på strømmen i det aktuelle området hvor tilkoblingen skjer⁷. I tillegg kan det være behov for oppgraderinger av strømmettet for å forbedre strukturen og nettkostnadene⁸ i kraftnettet. Kraftløsning kan dermed få konsekvenser for annen industri og/eller forsyningssikkerheten for det aktuelle området.

Kraftforedlende industri omfatter bedrifter som bruker mye elektrisitet i produksjonen. Disse bedriftene produserer blant annet aluminium, jernlegeringer og gass- og kondensatprodukter. Produksjonen foregår i prosessanlegg gjennom kjemiske prosesser ved høy temperatur og med stort forbruk av elektrisitet. Kraftintensiv industri omfatter også petroleumsutvinning offshore. Endringer i kraftforsyning og prisen på kraft vil påvirke lønnsomheten i den kraftintensive industrien.

Energimeldingen peker på at kraftintensiv industri «har vært svært viktige for utviklingen av distriktene og lokal verdiskapning og sysselsetting». Energimeldingen peker også på at den samfunnsøkonomiske nytten ofte er større enn den privatøkonomiske innen kraftintensiv industri, knyttet til industriens klima- og energieffektiviseringsprosjekt⁹.

Regulariteten i strømmettet kan også bli påvirket når nye store strømkrevende installasjoner blir tilknyttet strømmettet. Regulariteten kan bli bedre dersom det er behov for nye nettførsterkninger, men den kan også bli dårligere om man velger å utnytte eksisterende kapasitet til det ytterste.

Av de installasjoner som i dag får kraftforsyning fra landnettet så var elektrifiseringen av Ormen Lange og Nyhamna vanskelig, spesielt for kraftforedlende industri i Midt-Norge. Kraftsituasjonen i dette området var krevende i forhold til krafttilgang og kraftlinjer allerede før beslutningen om utbyggingen av Ormen Lange og Nyhamna. Hydros SU4 aluminiumsfabrikk på Sunndalsøra ble åpnet i 2004. Da Ormen Lange kom i produksjon i 2007 medførte dette til ytterligere press på kraftsituasjonen. I ettertid har dette medført et betydelig behov for investeringer i strømmettet.

9.1.3.

Lønnsomhet

For selskapene er kraft fra land lønnsomt dersom tiltakskostnaden er lavere enn de samlede miljøavgifter som CO₂-avgiften, kvotepris og NO_x-avgift. I dag fungerer CO₂-kostnaden som et prisgult, slik at den samlede CO₂-kostnaden ligger på 490 NOK/tCO₂.¹⁰

Tiltakskostnaden kan defineres som kostnaden med å redusere utslippene av CO₂ med ett tonn.¹¹

Tiltakskostnaden for elektrifisering med kraft fra land avhenger av:

- Eventuelle merkostnadene knyttet til utbygging og drift av installasjonen med kraft fra land, i forhold til kostnadene ved lokal energiproduksjon
- Eventuelle besparelser i forhold til utstyr for lokal kraftproduksjon, inkludert driftskostnader
- Kraftprisen på land
- Markedsverdien og tidspunkt for salg av frigjort gass, det vil si gass som ikke brukes til kraftproduksjon på installasjonen

Kostnader til utbygging og oppgradering av linjenett som eventuelt utløses som følge av prosjektet er ikke med i den bedriftsøkonomiske vurderingen. Dette må tas med i en samfunnsøkonomisk vurdering. I de tilfeller det er merkostnadene ved elektrifiseringsalternativet er høyere enn konvensjonelle gassturbiner, er investeringskostnadene den faktoren som gir størst utslag. Kraftkjøpskostnadene og verdien av frigjort gass bestemmes av den langsiktige prisutviklingen i kraft- og gassmarkedene, samt ramme- og betingelsene i klimapolitikken. Lønnsomhetsberegningene bygger på prognoser for hvordan kraftpriser, gasspriser og CO₂-priser utvikler seg på lang sikt hvor alle er forbundet med usikkerhet.

Storskala elektrifisering av eksisterende offshoreinstallasjoner er teknisk mulig, men et stort antall studier¹² viser at tiltakskostnaden for eksisterende felt på norsk sokkel generelt er meget høy.¹³

6 Norge er delt inn i 5 kraftprisområder/ Elspot/Elbas-områder. Dette er Sørøst-Norge (NO1), Sørvest-Norge (NO2), Vest-Norge (NO5), Midt-Norge (NO3) og Nord-Norge (NO4)

7 Endringer i kraftbalansen i en region vil også kunne skje med nye kraftintensive industriprosjekter på land.

8 Se for eksempel "Energiutredningen – verdiskapning, forsyningssikkerhet og miljø" (NOU 2012:9) om konsekvenser ved kraftforsyning fra land for installasjoner på norsk sokkel.

9 Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030 10 Per 03.05.16

11 For beregningsmåter og bruk av dette begrepet i de ulike sektorene henvises det til Klimakurs' ulike rapporter.

12 Se Oljedirektoratet, Ptil, NVE og SFT (2008): Kraft fra land til norsk sokkel

13 Se for eksempel <http://miljodirektoratet.no/no/Tema/klima/Klimakur-2020/>

Tiltakskostnaden for å redusere CO₂-utslipp ved elektrifisering av nye installasjoner fra nettet på land er stort sett lavere, men varierer betydelig fra felt til felt. Det er gjort flere forsøk på å beregne tiltakskostandene ved kraftforsyning fra land¹⁴. Tiltakskosten vil imidlertid variere mye fra felt til felt knyttet til faktorer som avstand fra land (vekselstrøm istedenfor likestrøm), levetid for feltet, løsning for salg av gassen og hvor mye det påvirker konseptvalget.

Merkostnad ved utbygging og drift

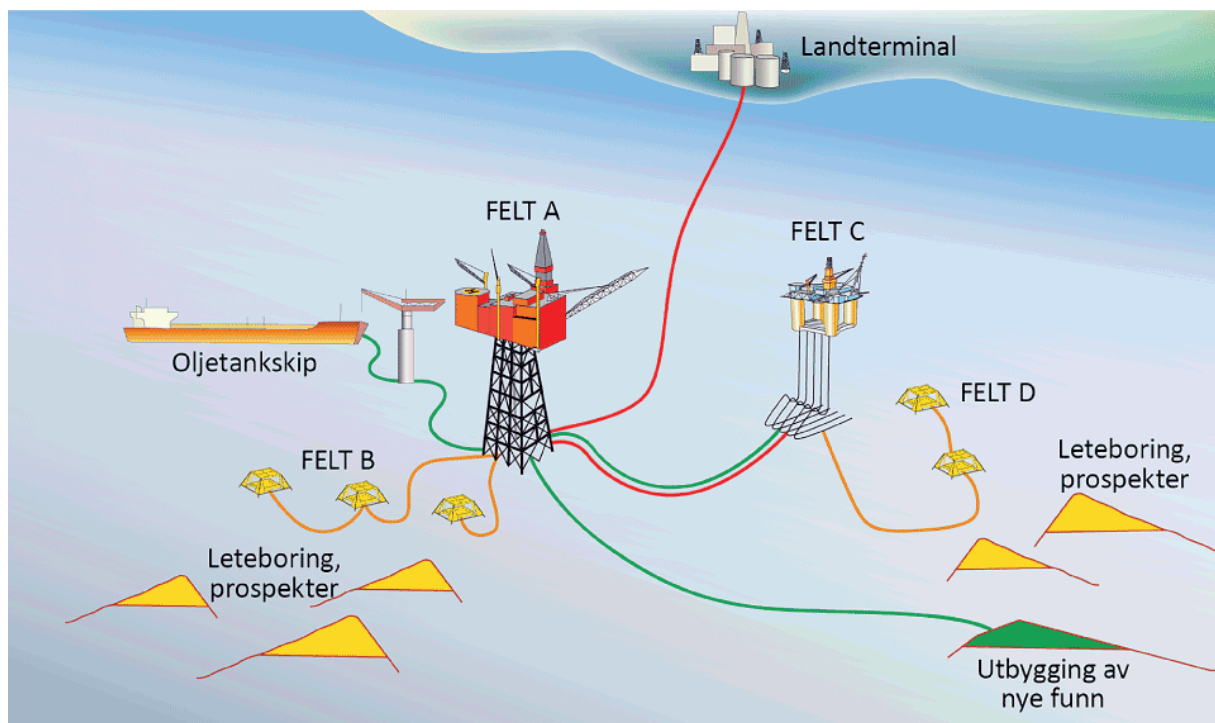
Når lønnsomheten (eller kostnaden) ved elektrifisering fra nettet beregnes, er gjenværende produksjonstid for feltet eller landanlegget viktig. Når plan for utbygging og drift (PUD) innleveres, oppgis det en forventet levetid, men denne vil i mange tilfeller forlenges. Årsaken kan være at det oppdages tilleggsressurser eller at forbedret kunnskap om reservoaret gir grunnlag for høyere utvinningsgrad og lenger lønnsom produksjon.

Lengre levetid kan også gjøre kraftforsyning fra land mer attraktiv ettersom kostnaden da kan fordeles over flere år, og vil også fordeles på flere tonn reduserte utslipp av CO₂ enn tilfellet hadde vært uten levetidsforlengelse. For feltoperatøren og lisenspartnere er imidlertid disse framtidige mulighetene ukjente eller i beste fall usikre på investeringstidspunktet for installasjonen, og dermed vanskelig å ta med i de opprinnelige vurderingene.

¹⁴ Se for eksempel Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020. TA 2590/2010.

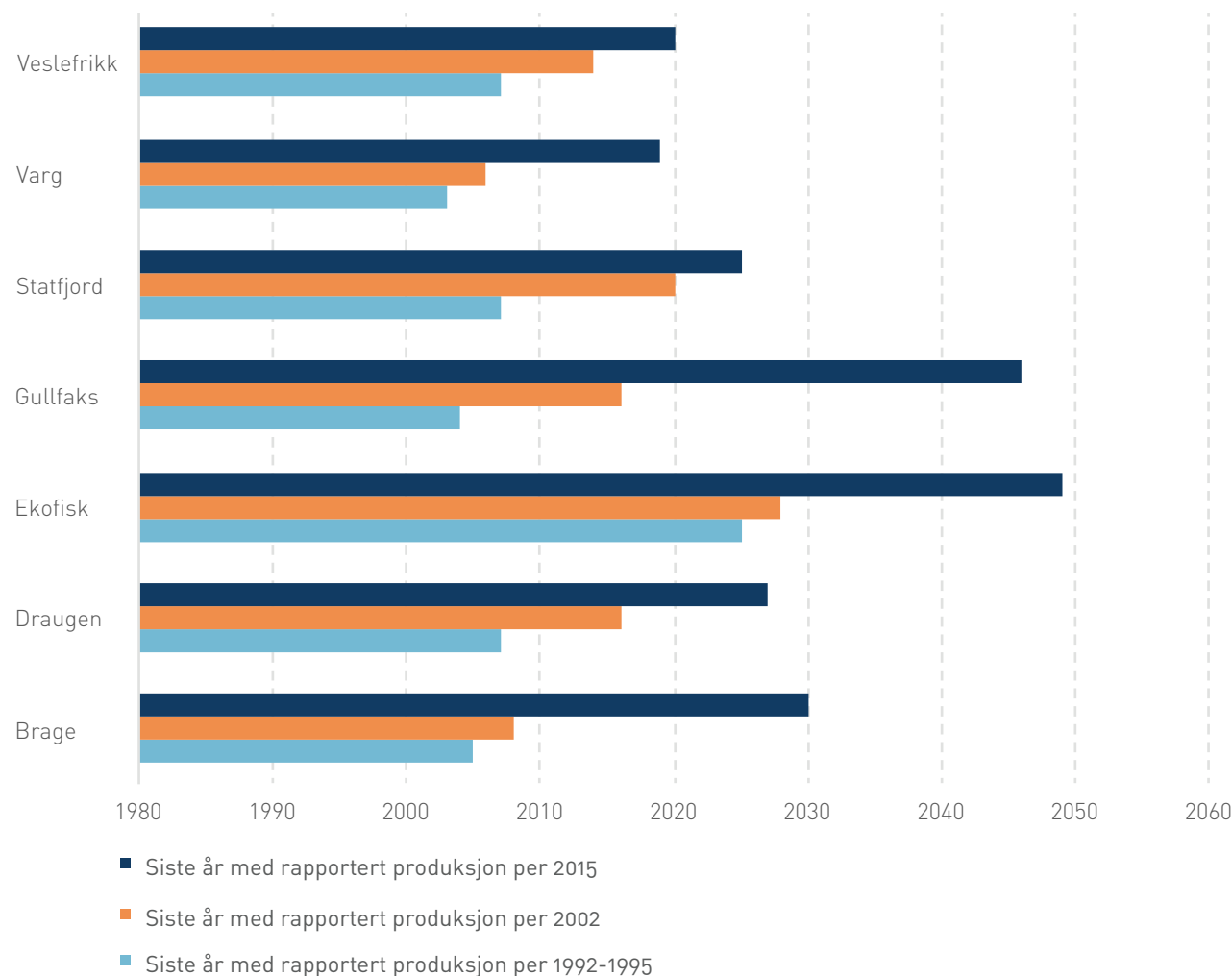
Figur 9.2.

Figuren illustrerer dominoeffekten når en opprinnelig feltutbygging leder til ytterligere leting i området (Kilde: OD)



Figur 9.3.

Endring i antatt levetid for utvalgte felt på norsk sokkel (Kilde: norskpetroleum.no)



Levetidsforlengelse av eksisterende installasjoner og felt har spilt, og vil spille, en viktig rolle i norsk petroleumsvirksomhet. Figur 9.3 viser hvordan vurderingene av gjenværende levetid har økt fra 1992-1995 (lys blå), i 2002 (oransje) og 2015 (mørk blå). Forlenget levetid gjelder for noen felter og installasjoner, men for andre endrer levetiden seg lite i forhold til det som opprinnelig ble planlagt. I den siste kategorien finner vi blant annet mindre og klart avgrensede satellittfelt.

Det er vesentlige utfordringer ved å planlegge og gjennomføre områdeelektrifisering i tillegg til de rent teknisk/økonomiske. Utfordringene er blant annet knyttet til beslutninger som må tas på tvers av utvinningslisenser hvor kommersielle forhold må avtales mellom mange parter, og fordi prosjekter har ulik framdriftsplan.

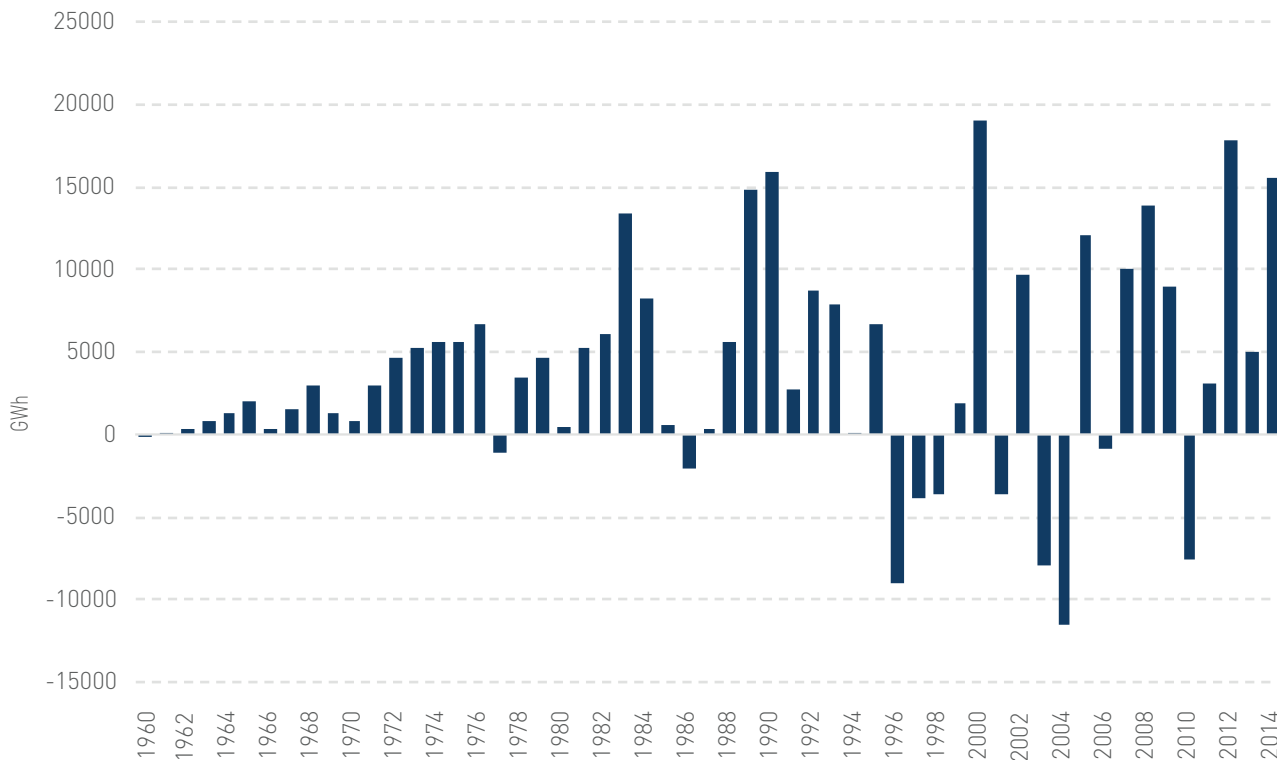
Kraftpriser og tilgang til kraft fra land

Ulik vurdering av kraftprisutviklingen mot 2020-2030-2050 kan være med på å forklare at ulike aktører vurderer kostnaden ved elektrifisering forskjellig. Etter århundreskiftet ble Oljedirektoratet, NVE, Ptil og SFT bedt av Olje- og energidepartementet om å utrede elektrifisering fra land¹⁵. Mens feltenes antatt korte, gjenværende levetid hadde kommet i veien for elektrifiseringsløsningen i flere tidligere studier, var det nå et antatt fremtidig kraftunderskudd i Norge som gjorde kraft fra land-diskusjonen politisk vanskeligere.

15 Oljedirektoratet, NVE, Ptil, SFT: Kraft fra land til norsk sokkel, rapport januar 2008

Figur 9.4.

Netto eksport av kraft 1960 - 2014 (Kilde: SSB)



Ifølge Energimeldingen¹⁶ som ble lagt fram i april 2016 er det utsikter til at kraftoverskuddet i Norge vil vedvare mot 2020. Det skyldes blant annet utbygging av fornybar energi støttet gjennom elsertifikatordningen, energisparing, strukturendringer i økonomien, økt nedbørmengde og mildere vintre. Analyser viser at utviklingen i kraftprisen også er tett knyttet til utviklingen i markedene rundt Norge, og til produksjonskostnadene i kull- og gasskraftverk. Det kommer av at Norge har sterke overføringsforbindelser til Sverige, Danmark og Nederland. Krafthandelen mellom Norge og nabolandene skjer på basis av forskjeller i markedspriser. Når prisene er lave i Norge eksporterer det, når prisene er høye importeres det. Stor fleksibilitet i vannkraften innebærer at en i dag har mindre prisvariasjoner mellom natt og dag enn handelspartnerne. Samtidig er vannkraftproduksjonen bestemt av været, og nedbøren varierer betydelig mellom år. Handelen bidrar til å jevne ut prisforskjeller mellom våte og tørre år i Norge. Når det er kraftoverskudd i Norge blir prisen lav, og eksporten øker. Når det er redusert overskudd eller underskudd, blir prisene høyere og eksporten mindre.

Statnett har vedtatt å bygge to nye overføringsforbindelser til henholdsvis Tyskland og England som vil komme i drift rundt 2020. Dette vil medføre en utjevning av

forskjellen i kraftprisene mellom Norge og de tilknyttede landene.

Prisutviklingen i Norge avhenger også av utviklingen i den nordiske kraftbalansen. Mens Finland bygger ut ny kjernekraft, diskuteres utfasing av store mengder kjernekraft i Sverige. Dersom svensk kjernekraft fases ut, vil det også påvirke prisene i Norge. Den norsk-svenske elsertifikatordningen for utbygging av fornybar energi avsluttes i 2021 slik at anlegg bygget under denne ordningen må være i drift innen 31.12.2021. Ordningen gir 28,4 TWh. Finland skal og fase ut omlag 12 TWh kullkraft som vil erstattes av atomkraft. Sverige antas å fortsette sterk utbygging av fornybar kraftproduksjon etter 2020. De fleste prognosene viser et kraftoverskudd i Norden fram mot 2030. Både kraftoverskuddet og den store fleksibiliteten i vannkraftanleggene innebærer et konkurransefortrinn for el-intensiv virksomhet og elektrifisering i Norge. Forholdene ligger dermed godt til rette for å ta kraften i bruk innenlands. Samtidig vil en tilstrømming av kraftbalansen på grunn av økt forbruk i Norge eller en tilstrømming av den nordiske kraftbalansen gi høyere priser og gjøre elektrifisering mindre lønnsom.

16 Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030

Markedsverdien av frigjort gass

Når en lisens skal velge om en skal bruke kraftforsyningen fra land vil en samtidig beregne markedsverdien av den frigjorte gassen som kan selges i stedet for å bli benyttet til kraftproduksjon på installasjonen. Et selskap som vurderer en utbygging med kraft fra land må dermed vurdere langtidsprisen for den frigjorte gassen på tilsvarende måte som all annen gass fra den aktuelle produksjonen. Denne økningen i naturgass som kan eksporteres utgjør likevel en marginal del av den totale gasseksporten og tidspunkt for når gassen kan selges, fra dag en eller på slutten av feltets levetid vil være en viktig faktor i tiltakskostberegningen. Dersom alle feltene fra norsk sokkel hadde fått kraft fra land vil likevel den frigjorte gassen kun utgjøre en marginal del av den totale norske gasseksporten.

9.1.4.

Et fornuftig klimatiltak i et globalt perspektiv?

Det er en klar uttalt politisk ambisjon om å øke bruken av elektrisitet for å redusere utslipp av klimagasser i Norge. Dette gjelder både transportsektoren, oppbygging av kraftforedlende industri på land og bruk av kraft fra land til offshore industri på sokkelen. Det diskuteres samtidig hvor effektiv kraft fra land er som klimatiltak i et globalt perspektiv.

Elektrisitet i Norge genereres fra vannkraft og har ikke utslipp av klimagasser fra produksjon. Samtidig er vi tilknyttet et nordisk og europeisk kraftsystem med overføringskabler både til Sverige, Danmark og Nederland, samt planlagte kabler til Tyskland og UK. Gjennom døgnet og året vil det være kraftutveksling mellom Norge og disse landene. Som vist i figur 9.3. har det i de fleste år vært netto krafteksport ut av Norge, og det forventes at dette kraftoverskuddet vil vedvare.

I landene Norge har overføringskabler til er det en stadig større andel fornybar kraft i elektrisitetsproduksjonen, noe kjernekraft, men også et stort innslag av kull- eller gasskraftverk. Av disse er det kun kull- og gasskraftverk som har mulighet til å regulere produksjonen i særlig grad. Redusert krafteksport fra Norge som følge av økt forbruk på land og offshore, kan til en viss grad føre til økt produksjon fra kull- og gasskraftverk i Europa.

Det er en ambisjon å bygge mer kraftforedlende industri i Norge, og dette er fornuftig nettopp fordi Norge har ren vannkraft. Produkter som aluminium, ferrolegeringer og andre metaller vil da produseres med langt lavere klimagasser enn andre land som baserer elektrisitetsproduksjonen på et stort innslag av fossile brensler som kull og gass. Det samme vil gjelde bruk av kraft fra land til offshoreinstallasjoner.

For offshorevirksomheten er det i tillegg andre elementer som påvirker hvor store reduksjoner klimagassutslippene netto vil bli ved valg av kraft fra land i stedet for konvensjonelle gassturbiner til energiproduksjonen. I prinsippet vil de frigitte kvotene fra industriutslipp som blir elektrifisert fra landnettet kunne benyttes av andre utslippskilder, innenfor det europeiske kvotesystemet. Gassen som i stedet for å benyttes til kraftproduksjon på installasjonene på sokkelen vil kunne benyttes både i kvotepliktig sektor som i industrien eller i gasskraftverk eller i husholdningssektoren som ikke er omfattet av et kvotetak. Mengden gass som blir frigjort til eksport når den ikke brukes i gassturbiner på installasjonene er likevel små sammenlignet med den totale eksporten, men vil være med i beregningen når man skal bestemme hvor stor global netto CO₂-reduksjon kraft fra land til oljeinstallasjoner på norsk sokkel vil være.

9.2.

KRAFTFORSYNING FRA VIND

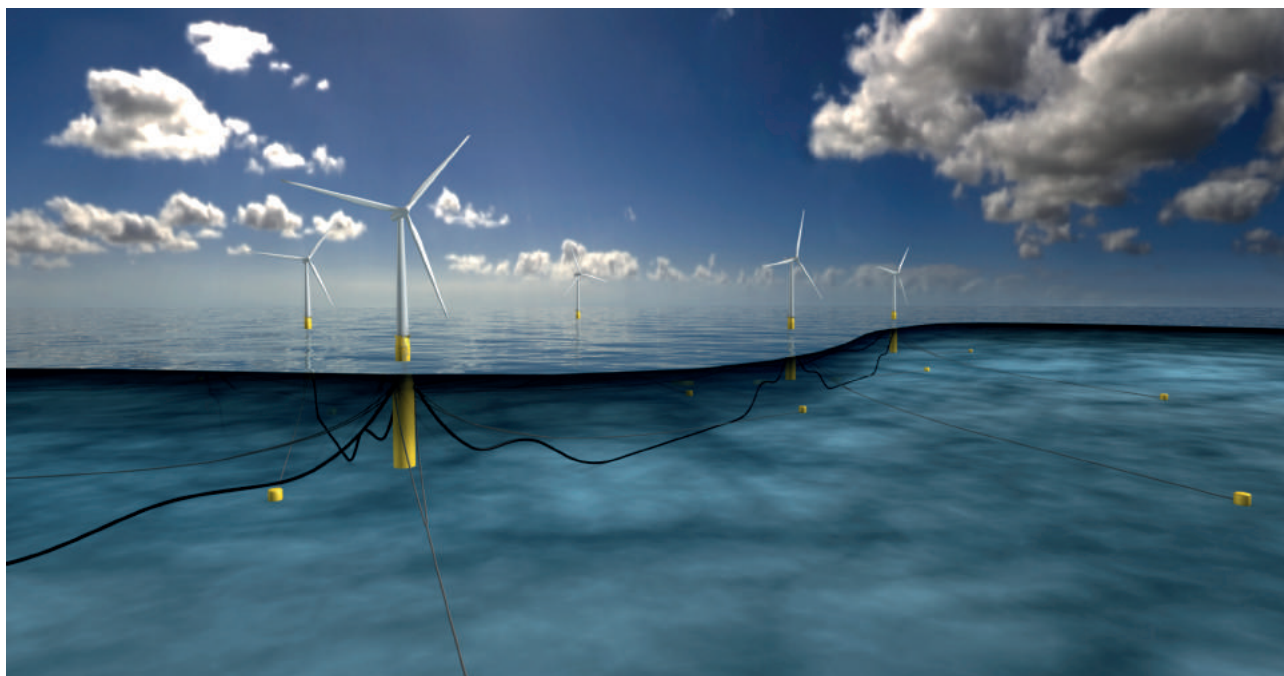
Strøm fra flytende vindkraftverk for sokkelinstallasjoner er ofte blitt lansert som en måte å gjøre petroleumsvirksomheten mindre CO₂-intensiv. Havvind er vel utprøvd, og utgjør en viktig del av elektrisitetsforsyningen både i Storbritannia og i Danmark. Flytende havvind, som er nødvendig på havdyp på 70 meter og dypere er også under sterk utvikling, og Norge er fremst i verden på den type teknologi. Statoil bygger for tiden verdens første flytende vindpark, Hywind Skottland utenfor Aberdeen. Så langt har den største utfordringen vist seg å være høye kostnader, men kostnadene for havvind viser generelt en sterkt fallende utvikling og forventes å reduseres ytterligere i årene som kommer.

For bruk av vindkraft til offshore produksjon er det en utfordring at det er behov for høy driftsregularitet på plattformen samtidig som vindkraftproduksjonen ikke er stabil. Dette kan løses med backup fra gassturbindrevne generatorer, eventuelt i samspill med energilagring i form av batterier.

Statoils Hywind-konseptet er basert på å bruke en standard havvind-turbin plassert på en flytende substruktur av Spar-typen. En fullskala prototype, Hywind Demo, ble installert utenfor Karmøy i 2009 og har vært i drift siden. Konseptet videreutvikles i større skala gjennom Hywind Skottland prosjektet.

Figur 9.5.

Statoil har tatt endelig investeringsbeslutning om å bygge verdens første flytende vindpark: Hywind pilotpark utenfor kysten av Peterhead i Aberdeenshire, Skottland (Bilde: Statoil ASA)



Det pågår nå vurderinger av å flytte Karmøy-enheten til en lokasjon i nærheten av Valemon-feltet, samt installere en batteripakke i enheten for å kunne levere strøm til Valemon og Kvitebjørn-plattformene i samspill med gassturbiner. Dette vil kunne redusere belastningen på gassturbinene på Kvitebjørn, og dermed føre til reduserte kostnader for gassforbruk, redusert CO₂-utslipp og driftskostnader for gassturbinene, og vil være en demonstrasjon av regularitet i kraftforsyningen i samspillet mellom ulike kraftkilder. Det er ikke tatt endelig beslutning om gjennomføring av prosjektet.

DnV GL har lansert et konsept der vanninjeksjon i reservoarene drives direkte av autonome flytende vindturbiner som også har vannbehandlingsanlegg og injeksjonspumper installert. Vanninjeksjon har ikke samme krav til regularitet som mange andre plattformssystemer. Hovedsaken er at injisert vannvolum over tid er stort nok. Denne løsningen er spesielt attraktiv for injeksjonsbrønner langt fra plattformen og på eldre installasjoner med mangel på kraftkapasitet til å drive injeksjonspumper. Videre utviklingsarbeid foregår innenfor flere teknologiområder. Konseptet regnes å ha høy teknologisk modenhet.

SIEMENS OG VINDKRAFT

Siemens er en av de største leverandøraktørene på norsk sokkel innen elektro og instrumentering mm. Mindre kjent er kanskje vindenergisatsingen hvor selskapet har 10 000 ansatte i 40 land (30 i Norge) og produserer om lag 3600 MW pr. år. Deres mengdemarked er vindkraft på land, mens offshore vindkraft fortsatt er en liten nisje. Det er fundamentene som er for kostbare. Siemens har et kontrollsenter i Danmark hvor 10 000 vindmøller – hver med 9 sensorer – overvåkes døgnet rundt.

Kostnadskutt søkes først og fremst oppnådd med stadig øket størrelse på vindmøllene. Selskapets største maskin er på 6 MW med 75 meter vinger og en høyde på 154 meter.

(Kilde: Møte mellom Siemens og KonKraft 23.oktober 2015)

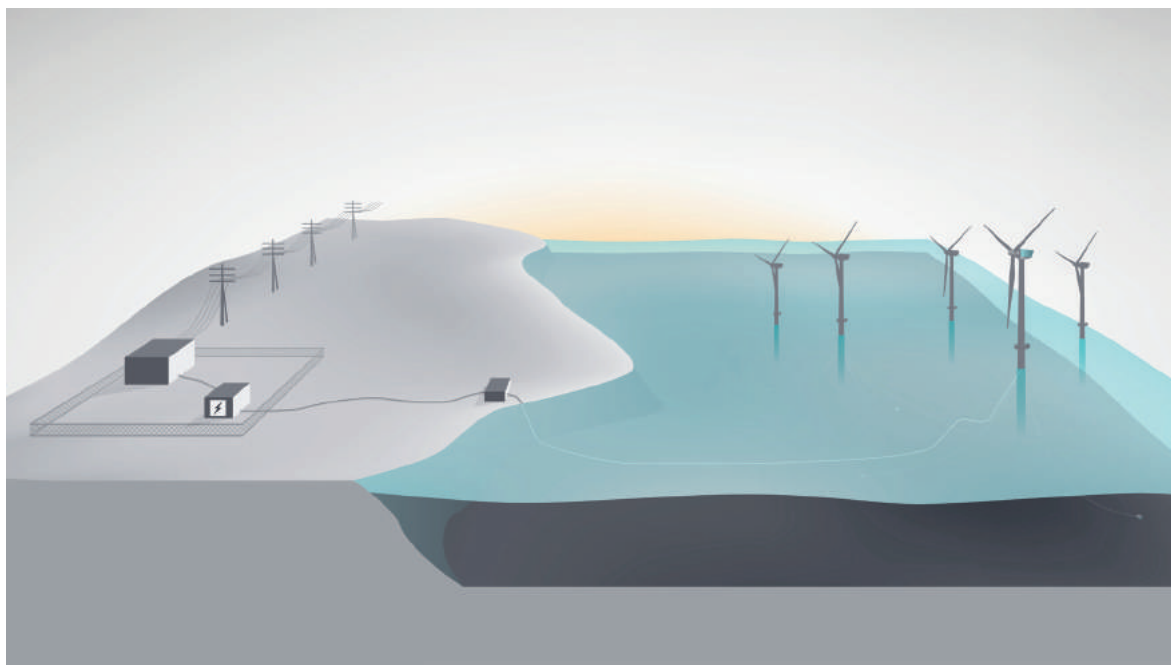
BATWIND – BATTERISYSTEMER FOR LAGRING AV VINDENERGI

En stor ulempe med vindmøller eller solceller er at kraftproduksjonen er uforutsigbar og kan komme på tider av døgnet når det egentlig ikke er behov for den. Statoil er nå i prosessen med å utvikle et eget batteri-system for lagring av vindkraft, som skal testes på verdens føreste flytende vindpark, Hywind Scotland pilot park. Prosjektet skal utvikles i samarbeid med Skotske universiteter og leverandører.

Formålet med prosjektet er å utvikle et system som optimaliserer vindkraftproduksjon, øker effektiviteten og reduserer kostnadene med distribusjon av vindkraft. Batteriteknologien som skal anvendes er kjent, selve innovasjonen ligger i å utvikle et helhetlig batterisystem, inkludert et optimalisert kontrollsystem basert på avanserte dataanalyser. Dersom Statoil lykkes med dette vil dette medføre store verdier og muligheter for økt bruk av fornybar energi.

Teknologien går ut på å lagre elektrisiteten fra de fem flytende vindturbinene på land med et litiumione-basert batterisystem. Systemet skal ha kapasitet for å lagre 1 MWh elektrisitet, noe som tilsvarer mer batterikapasitet enn på to millioner i-Phoner. Det skal også være mulighet for å ettermontere batterisystemet på eksisterende vindparker, enten på land eller til havs. Statoil ser ikke bort fra at det på sikt vil være aktuelt å ettermontere batterisystemer for å lagre vindkraft i Statoils eksisterende havvindsprosjekter, Sheringham Shoal og kommende Dudgeon.

Det er også mulighet for å ta i bruk batterisystemet som backup-system for olje- og gassinstallasjoner, som Kvitebjørn og Valemon. I tillegg kan systemet anvendes i distribuert vindproduksjon, som Statoil Energy Venture. Ved bruk av batterisystemer for lagring åpnes nye muligheter for bredere energiløsninger hvor en kombinerer olje- og gassleveranser med vindkraft og solenergi fra land.



Kilde: Statoil

9.3.

BRENSELCELLER SOM NY KRAFTFORSYNING

Brenselceller er en teknologi for direkte konvertering av brennstoff og oksygen til elektrisitet uten forbrenning. De største fordelene sammenlignet med standard motorer og gassturbiner er: Høy effektivitet og lave CO₂-utslipp, lavt NO_x-utslipp, og lite eller ingen støy samt muligheter for systemdesign for CO₂-separasjon. Det finnes i dag flere typer brenselcelleteknologier som kjennetegnes ved ulike innsatsmaterialer og driftstemperatur.

For olje- og gassindustrien er brenselcellesystemer til kraftproduksjon offshore en mulig løsning på sikt for å redusere utslipp, øke energieffektiviteten og begrense behovet for lange kraftkabler til havs. For anvendelse på offshoreplattformer er en nøkkelfaktor å utvikle kompakte brenselcellemoduler som ikke krever ytterligere forsterkninger av plattformstrukturen. Brenselceller kan også videreutvikles til å anvendes på havbunnen for å produsere energi til framtidige undervannsinstallasjoner.

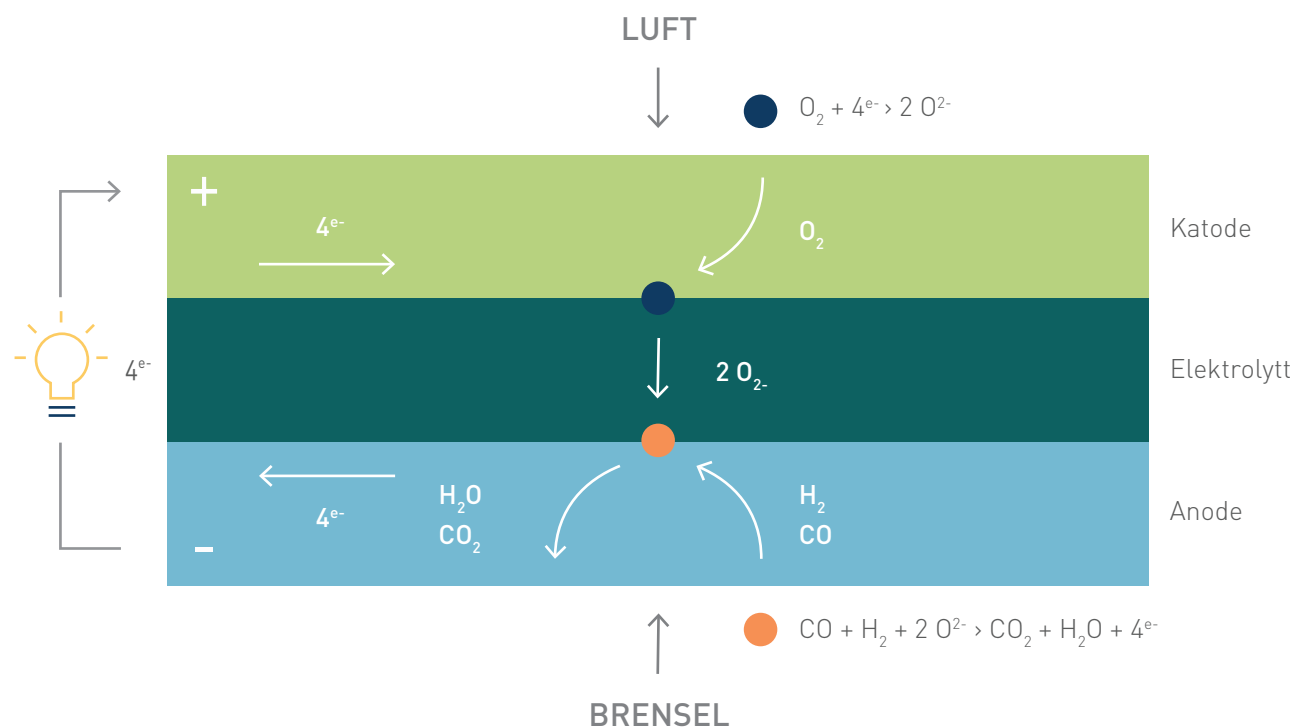
Norsk forskningsråd finansierer i dag et prosjekt på brenselceller gjennom PETROMAKS2 -programmet, hvor Statoil AS og Norske Shell er industrielle partnere. Prosjektet - Clean, Highly Efficient Offshore Power (CHEOP) inkluderer to ulike typer brenselcelleteknologier:

- **Solid Oxide Fuel Cells (SOFC):** Disse brenselcellene har en høy driftstemperatur på 800°C, og blir drevet av naturgass.
- **High Temperatur Proton Exchange Membranes (HT-PEM):** Disse brenselcellene har en moderat driftstemperatur på 180°C, og blir drevet av hydrogen. De har en kompakt størrelse. I tillegg produserer de spillvarme som kan ytterligere fungere som en varmekilde for prosessvarme.

Da et offshore kraftverk typisk vil anvende naturgass, er SOFC-teknologien et naturlig førstevalg for brenselceller offshore. Imidlertid, grunnet betydelig størrelsen og vekt sammenlignet turbiner, er ikke SOFC system alene egnet for offshore plattformer.

Figur 9.6.

Prinsippet av SOFC brenselceller



CHEOP- prosjektet utvikler et hybridssystem som kombinerer de overnevnte teknologiene, basert på følgende egenskaper:

- Tilgang på naturgass
- Elektrisk effekt på 60 prosent
- Kan levere prosessvarme som olje på 150° C
- Mulighet for utvidelse med O₂- SOFC for CO₂ separasjon

Prosjektet søker å utvikle en kompakt 3 MW brenselcelle med størrelse og vekt tilsvarende 1/10 av en 30 MW turbin. En fullstørrelses gassturbin kan bli erstattet av 10 CHEOP moduler. Dette vil tilsvare en effektivitetsøkning fra 35 prosent til 60 prosent og som innebærer 40 prosent reduksjon av CO₂ utslipp.

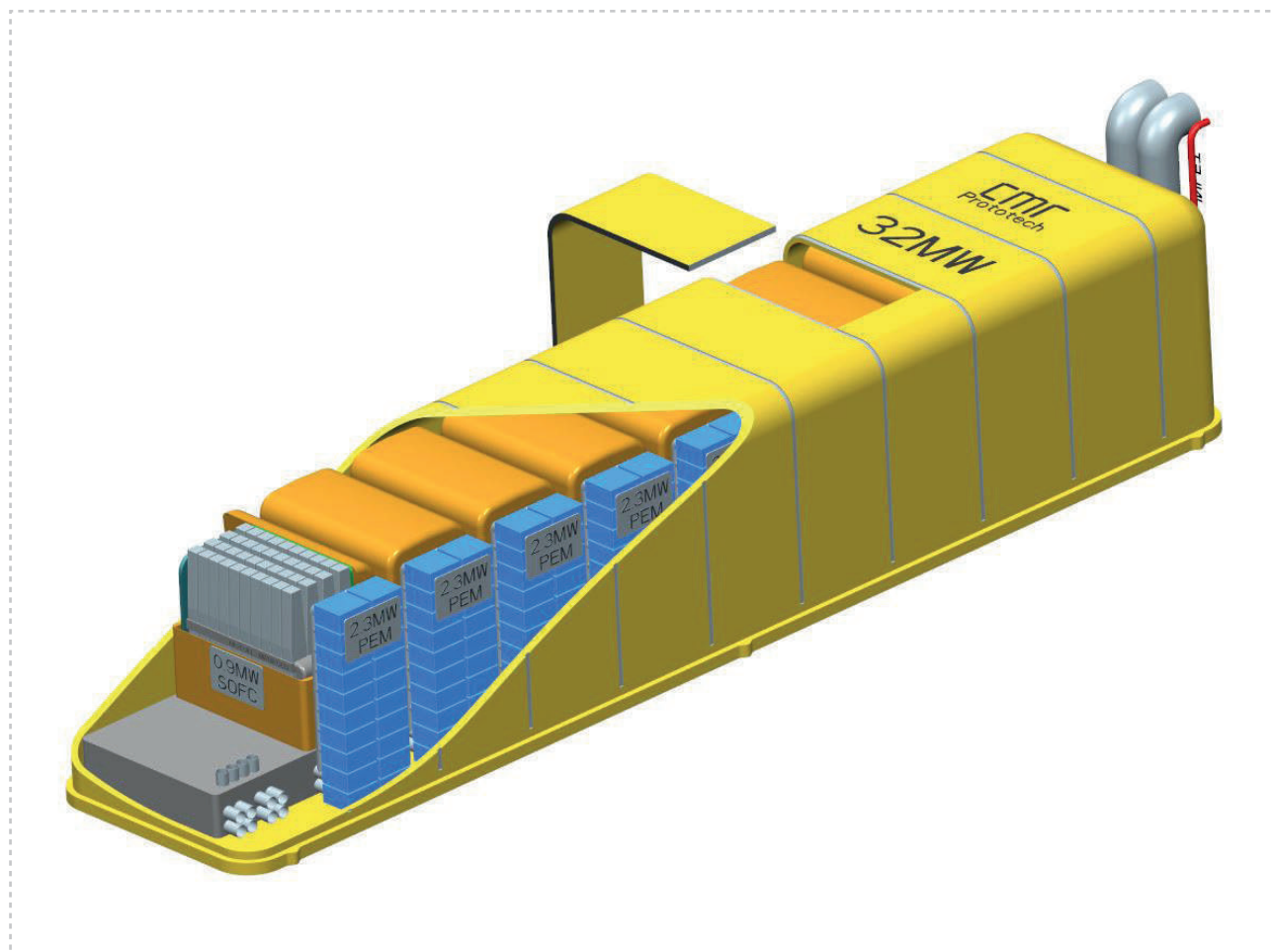
Prosjektet har en tidsramme på åtte år (2015-2023), hvor første fase skal være ferdig 2017. Videre utvikling har et mål om å serieprodusere 25MW brenselcellesystemer for bruk offshore i 2023.

Brenselcelleteknologien er på nåværende tidspunkt i en fase for markedsintroduksjon. Det finnes flere sentrale markedsaktører fra både Asia og Europa og USA.

Ser en på dagens anvendelse, er det flere leverandører av brenselcelledrevne biler, men tilgangen på hydrogen er begrenset. Det finnes også et stort antall av Micro Combined Heat and Power (µCHP) enheter på 1-10 kW i bruk rundt om i verden, men primært i Europa og Japan. I tillegg har man brenselcelleanlegg på mellom 100 kW og 3 MW på land i USA, Korea, Japan og Europa.

Figur 9.7.

Illustrasjon av en mulig CHEOP-brenselcelle (Kilde: CMR Prototech)



9.4.

CCS OFFSHORE OG HYDROGEN

CO₂ fangst- og lagring (CCS) for kraftgenerering til offshore installasjoner kan bli viktig for petroleumsindustrien for å nå fremtidige klimamål. Dette forutsetter både teknologiutvikling og industrialisering. Det er to mulige hovedløsninger:

1) Fange CO₂ lokalt på offshore installasjonen, lagre CO₂ lokalt eller sende den i rør til felles lager for flere felter offshore,

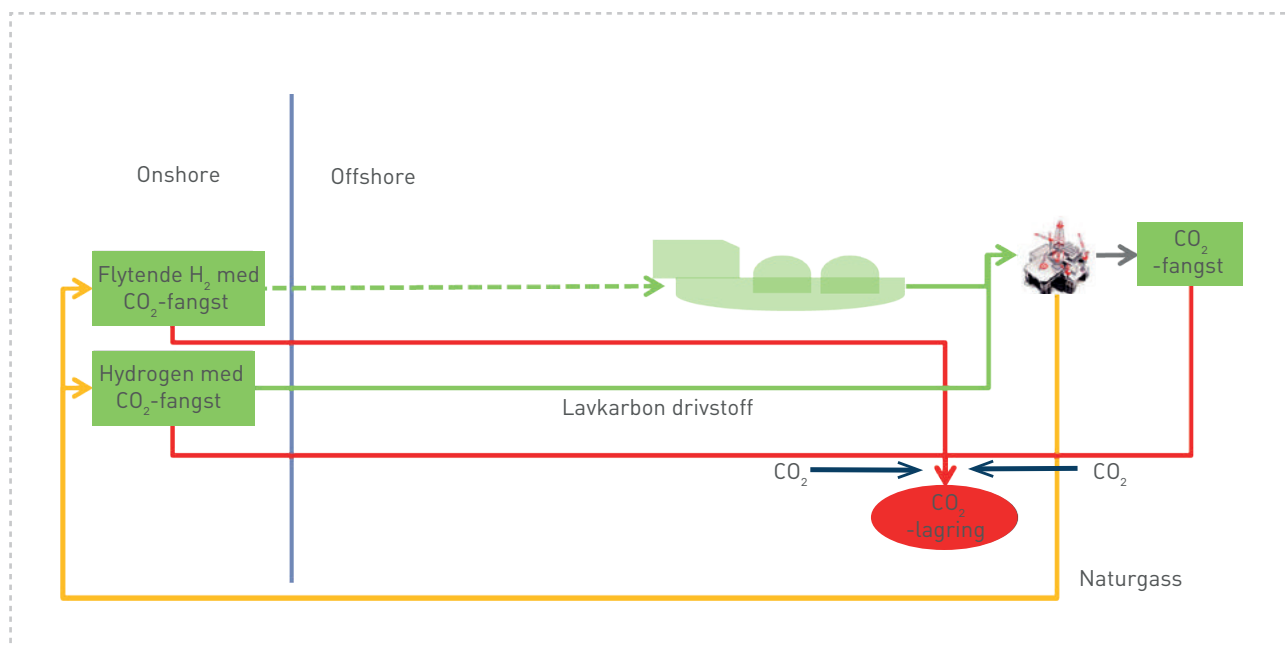
2) Produserer hydrogen eller en hydrogenbærer på land med CCS fra naturgass, for så å frakte hydrogen med skip eller i rør ut til plattformen, hvor den kan brukes som CO₂-fri brensel i energiprosessene på offshore installasjonen enten i gasturbiner eller brenselceller.

Med dagens teknologi er det høye kostnader forbundet med bruk av CCS løsninger offshore, og de forventes å være veldig høye for eksisterende installasjoner. De viktigste grunner er følgende:

- Vekt og størrelse på nødvendig utstyr gjør det kostbart å fange CO₂ lokalt på installasjonen
- De fleste felt er små i forhold til energiforbruk og CO₂ utslipp
- Feltene ligger spredt noe som gjør logistikken knyttet til transport av CO₂ eller hydrogen fra og til installasjonen krevende
- For eksisterende felt i drift vil en lokal CO₂ fangst løsning sannsynligvis kreve at man bygger en ny plattform ved siden av den eksisterende.

Figur 9.8.

Illustrasjon av CCS offshore og hydrogenkjede (Kilde: Statoil)



9.4.1

Hydrogen som en ny verdikjede for norsk sokkel

Ettersom etterspørselen etter lavkarbon og null-utslipp energikilder øker vil hydrogen kunne bli en ettertraktet energibærer. Hydrogen kan brukes i energi-, transport- og industri sektoren, og vil ved bruk ikke slippe ut annet enn vanndamp. Hydrogen uten CO₂-avtrykk kan produseres blant annet fra ren kraft og fra naturgass med CCS. Storskala produksjon av hydrogen fra naturgass bør skje oppstrøms, enten offshore eller på en gassterminal på land slik at CO₂ lett kan deponeres og/eller benyttes til økt utvinning (EOR).

Elementene og prosessene som inngår i et anlegg for hydrogenproduksjon er velkjente og fins over hele verden. Økt etterspørsel etter hydrogen, nasjonalt og internasjonalt og utvikling av mer effektiv teknologi gjør at produksjon av hydrogen fra naturgass gir et potensiale for at produksjon av hydrogen kan bli industrielt interessant.

På 1990- og et stykke inn på 2000-tallet var hydrogen ansett som framtidens svar på energilagring og hvordan personbiler og tyngre kjøretøy skulle få sitt drivstoff. Samtidig utviklet litiumionebatteriet seg raskt, prisene er redusert betydelig og batteriteknologien ble anvendbar for elektriske personbiler. Nå foregår det midlertidig en større satsing på hydrogenbiler. Blant annet har Toyota utviklet den hydrogendrevne personbilen Mirai som vil ha en rekkevidde på 500-600 kilometer og et forbruk på 0,8 kilo hydrogen per 100 km. Brenselceller til bruk i hydrogenbiler var tidligere svært kostbare, men prisene har falt med over 95 prosent fra 2004 til 2014, noe som gjør at hydrogenbiler nærmer seg å bli konkurransedyktige med elektriske personbiler.

Reinertsen AS har i mange år levert prosessanlegg til olje- og gassindustrien. Nå har selskapet, sammen med Sintef utviklet en membran for å skille ut CO₂ fra metan (naturgassen) og samtidig produsere hydrogen (H₂). Prosjektet er støttet av Gassnova/CLIMIT. Teknologien skal testes i fullskala på Statoils metanolanlegg på Tjeldbergodden fra august 2016. Dersom testene blir vellykket vil man ha tilgjengelig ny teknologi som vil ytterligere redusere produksjonskostnadene for stor-skala oppstrøms hydrogen med CO₂-fangst.

9.4.2.

Hydrogen som brenngass i turbiner

Hydrogen kan også bruke som brenngass i gassturbiner offshore. Slik bruk av hydrogen (hydrogenifisering) kan være et interessant CO₂ reduserende tiltak spesielt for eksisterende installasjoner på norsk sokkel siden dette krever begrensede modifikasjoner.

Teknologien er kjent, og for gassturbiner som LM2500 og LM2500+ kan mellom 75-85 vol% av brenselet bestå av hydrogen uten det krever modifikasjoner av gassturbinen. Det forventes økt NO_x dannelse, men dette kan løses med tiltak som vannvask. For nyere LM gassturbiner med DLE¹⁷ (Dry Low Emission) brennere kan man maksimalt bruke 5 prosent hydrogen.

For å modne og kvalifisere denne teknologiske løsningen kreves blant annet bedre forståelse for kostnadsbilde langs hele verdikjeden, inkludert kostnader og CO₂-utslipp knyttet til produksjon av hydrogen, og gode vurderinger av sikkerhetsaspektet ved å anvende hydrogen som brensel offshore.

9.4.3.

Hydrogen som resultat av brensel-celle teknologi

Dagens CCS prosesser har behov for varme for å skille ut CO₂ fra røyk/eksos via en absorberende kjemikalie. ExxonMobil har sammen med sin partner FuelCell Energy, Inc. arbeidet aktivt for ny teknologi som vesentlig forbedrer CCS-effektiviteten og reduserer kostnadene for store naturgassdrevne kraftverk. Laboratorietester har vist at den unike kombinasjonen av karbonat brenselceller og naturgassdrevne generatorer fanger CO₂ mer effektivt enn tradisjonell fangstteknologi. Ved tradisjonelle fangstmetoder reagerer solventen (løsemiddelet) med CO₂, og trekker det ut fra eksosen til kraftverket. Videre anvendes damp for å fjerne CO₂ fra solventen, damp som ellers ville blitt brukt til turbindrift, og følgelig svekke kraftturbinens produksjon.

Bruk av brenselceller til å fange CO₂ fra kraftverket er mer effektiv enn å separere CO₂ fra eksosen til kraftverket, og gir samtidig økt kraftproduksjon. Eksosen fra kraftverket blir ført til brenselcellen, og erstatter der luft som normalt er brukt i kombinasjon med naturgass for kraftgenerering. Når brenselcellen produserer kraft, blir CO₂ mer konsentrert, som igjen gjør at det blir lettere og mindre kostbart å fange den fra eksosen for videre lagring.

17 DLE - Dry Low Emission er en teknologi som reduserer utslipp av NO_x ved produksjon av elektrisitet med gassturbiner

ExxonMobils forskning tyder på at et tradisjonell 500 MW kraftverk med bruk av brenselceller kan produsere inntil 120 MW ekstra kraft, mens nåværende CCS teknologi forbruker om lag 50 MW energi. ExxonMobils forskning tyder på at ved å anvende denne teknologien, kan mer enn 90 prosent av CO₂ utslipp i forbindelse med naturgasskraftverk blir fanget. Teknologien vil bli omfattende testet i et småskala pilotanlegg før det blir implementert på en storskala testpilot, som på nåværende tidspunkt er under evaluering.

9.5.

GEO-ENERGI

Mange har studert bruken av geotermisk energi på norsk sokkel. Temperaturene har imidlertid vist seg å være for lave til å oppnå en effektiv kraftproduksjon. Anleggene blir for store, tunge og kostbare for sokkelinstallasjoner i forhold til den relativt begrensede effekten som realiseres.

En annen form for geo-energi er imidlertid den som kommer direkte i fra brønnstrømmen i form av høyt trykk og noen ganger også i form av nokså høye temperaturer. Ved å utnytte det høye trykket i reservoaret kan vi på noen felt oppnå energibesparelser og dermed mindre CO₂-utslipp. Kvitebjørn-reservoaret ligger på om lag 4000 meters dyp og hadde i tidlig prosjektfase høy temperatur og høyt trykk. Gassen ble drevet til land gjennom en rørledning ved hjelp av trykkenergien fra reservoaret. Varmen fra brønnstrømmen ble benyttet til å prosessere kondensatet, noe som igjen har gjort det unødvendig å bygge et eget varmemedium i plattformens prosessanlegg. Muligheten for å utnytte geo-energi på denne måten bør vurderes fra felt til felt tidlig i designfasen.

Løsninger som gjør det mulig i framtida å bore lengre og dypere brønner, åpner også muligheten for å bore ned til dypere og varmere lag av jordskorpen enn det som har vært mulig til nå. Det har vist seg at boreteknologien, som er utviklet i et av Norges forskningsrådets prosjekter, også kan brukes til å utvinne geotermisk energi som primær energikilde som erstatning for fossil energi. Teknologien i en videreutviklet form vil gjøre det mulig å bore svært dype brønner inn i jordskorpen for å utnytte geotermisk energi, samt generere både elektrisk energi og kjemiske energibærere. Dette viser hvordan innovasjoner kan utløses når man kobler teknologi som i utgangspunktet er laget for helt andre formål med nye anvendelsesområder.

10. Andre områder for utslippsreduksjoner på norsk sokkel

10.1.

LAVUTSLIPPSLØSNINGER I MARITIM SEKTOR

Den norske maritime klyngen har et sterkt fokus på bruken av LNG og har tatt en ledende rolle internasjonalt i henhold til sertifisering, drift og operasjon. Det finnes i dag i norsk nærskipsfart omtrent 35 fartøy som går på gass, mens ytterligere 35-40 er på beddingen de nærmeste 5-10 årene. For norsk verfts- og leverandørindustri, for statens petroleumsinntekter og ikke minst for miljøet, vil det være gunstig om Europas nærskipstrafikk erstatter dagens drivstoff med LNG. Maritim sektor som eier og driver borerigger, supplyskip, rørleggingsfartøyer og en rekke spesialiserte fartøyer, tilhører en internasjonal bransje. Norge var først ute med LNG-drift av offshore fartøy og norske redere har en større miljøbevissthet enn det som er vanlig verden over. En av suksessfaktorene i denne sammenheng har vært mulighetene til å finansiere denne type prosjekter gjennom tilskudd fra Næringslivets NOx fond.

For å øke bruken av gass må det eksistere en kritisk masse gassdrevne skip som etterspør gass som bunkers fra leverandører i de havnene de anløper. I dag er det kun et begrenset antall havner som leverer tjenester innenfor bunkring, lagring og distribusjon av LNG. Dette fører til at rederier vegrer seg for å investere i LNG-motorer fordi det er begrensede muligheter til å bunkre i havnene, samtidig som potensielle LNG-leverandører ikke vil investere i anlegg fordi det ikke er tilstrekkelig etterspørsel etter LNG fra skipsfarten.

En utfordring som motvirker rederienes planlagte drivstoffbesparelser er kontraktens utforming og operatørens behov for frihet til ad-hoc å kunne beordre hjelpefartøy dit det til enhver tid måtte passe. Av denne grunn har rederiene sikret seg slik at de selv ikke betaler for det drivstoffet som benyttes men at oppdragsgiver eller lasteier betaler drivstoffet. Kontraktene er derfor ikke optimalt utformet med tanke på energisparing.

I noen tilfeller har et aktivt samarbeid mellom rederiene og operatøren gitt gunstige resultater. Statoil har gjennom sitt «Grønn logistikk-prosjekt» inngått et aktivt samarbeid med eierne av innleide forsyningsskip og rederiene har da ved hjelp av effektivitetsfremmende incentivmekanismer blant annet fått etablert mer energieffektive seilingsmønstre.

NOx-fondet har gjennom økonomiske tilskudd til blant annet overgang til LNG-drift bidratt til betydelige utslippsreduksjoner. DNV GL mener at LNG og biogass/biodiesel vil bli de viktigste drivstoffene for skipsfarten i en verden med økende krav til klimagassutslipp¹. Det er grunn til å forvente at overgang til LNG og biodrivstoff vil bli det viktigste tiltaket for å redusere klimafotavtrykket for maritim sektor. Ved et teknologisk gjennombrudd for brenselceller, kan det likevel tenkes at deler av skipsfarten tar slike i bruk basert på LNG eller flytende/trykksatt hydrogen fram mot 2050.

Barrierene mot nye drivstofftyper påvirkes av gammel vane, kontraktmessige elementer og praktiske forhold. Så lenge lasteier betaler og ikke etterspør mer miljøvennlige skip, reduserer rederienes insentiver til å skifte drivstoff og teknologi. På norsk sokkel har imidlertid rederiene funnet aktive kunder som har etterspurt LNG som drivstoff for supplyskip. Samarbeidet mellom maritim sektor og petroleumsvirksomheten om drivstoff, teknologier og kontraktsutforming kan imidlertid styrkes med sikte på å redusere klimagassutslippene ytterligere.

1 Christos Chrysakakis, DnV GL: The Fuel Trilemma. Next Generation of Marine Fuels, foredrag juni 2015)

GRØNNE OPERASJONER I SOLSTAD OFFSHORE

Solstad offshore startet Solstad Grønne operasjoner (SGO) som et prøveprosjekt i 2009, hvor målet var å få de ansatte med på tiltak som kunne redusere bunkersforbruket i flåten. Rederiet startet med å definere grønne operasjoner som et operasjonelt tiltak som reduserte bunkersforbruket med minimum 500 liter, og introduserte systemer hvor disse tiltakene enkelt kunne måles og registreres. Rederiet innledet også et samarbeid med Regnskogfondet, og forpliktet seg til å betale for bevaring av ett mål regnskog i ett år, for hver grønne operasjon som ble introdusert.

Alle grønne operasjoner som registreres, vises i en egen oversikt, som er tilgjengelig for alle ansatte. På denne måten har man både en intern kontroll på de tiltak som registreres, samtidig som man har anledning til å lære av de som er flinke til å finne på effektive tiltak. Solstads grønne operasjoner omtales ofte som «sunn fornuft satt i system», og deling av informasjon mellom de ulike skip og mannskap er en viktig del av det å beholde en god miljøinnsats i selskapet.

Arbeidet med grønne operasjoner har gitt raske og tydelige resultater. Dagens innsats gir ca. 5000 grønne operasjoner hvert kvartal. Etter hvert viste det seg at besparelsene fra de grønne operasjonene i Solstad var så gode, at man hadde økonomisk handlefrihet til å innfri FNs krav til klimanøytralitet. Selv med kjøp av klimakvoter, ville et skip med miljøtiltak fra grønne operasjoner være billigere enn operasjoner uten miljøtiltak. I 2010 introduserte derfor Solstad Offshore det unike konseptet «Climate Neutral Operations» (CNO), som ble lansert på Oljemessen i Stavanger og som vakte internasjonal oppmerksomhet.

Reduserte utslipp av CO₂: Ca. 147 040 tonn

GRØNT KYSTFARTSPROGRAM

Programmet ble startet opp i 2015, og er et felles initiativ mellom næringen, organisasjoner, FoU-miljøer og myndigheter med en visjon om å etablere verdens mest effektive og miljøvennlige kystfart. Programmets første fase var ferdig i mars 2016, og har resultert i fem mulighetsstudier av pilotprosjekter.

Plug-in hybrid (LNG/batteri)-godsferger

Målet med prosjektet er mer gods fra vei til sjø med et godt utbygget infrastrukturnett i havner, blant annet landstrøm/LNG-bunkring/logistikk. Arbeidet er ledet av Norlines. En plug-in hybrid løsning er pr i dag ikke lønnsomt i konkurranse med veitransport på lastebil. Det er behov for statlige incentivordninger i oppstartsfasen.



Godsskip med LNG-motor og plug-in hybrid framdrift (Foto: Rolls Royce)

Ombygging av frakteskip til LNG-bunkringsfartøy

Prosjektet søker å bygge om et frakteskip til et LNG bunkringsfartøy, ved å ombygge motoren til gassdrift, og batterier settes inn for hybriddrift. Arbeidet er ledet av Øytank Bunkerservice og Energigass Norge

Ny generasjon hybrid-bøyelaster

Teekay utvikler neste generasjon bøyelaster, hvor en kombinerer LNG til framdrift og batteripakke til å redusere utslipp. en anvender også olje som damper av ved lasting og under transport, såkalte VOC-gasser (volatile organic compound), disse fanges opp og brukes som drivstoff. VOC er en sterk klimagass oljetankere sliter med, men som her kan finne en god løsning.

Hybrid-havbruksbåt med LNG/batteri

Prosjektet skal utvikle hybrid-havbruksbåt med LNG-motor og batterier. Batteri er viktig også som back-up i tilfelle driftsavbrudd. Batteri sørger for at skipet kan styres unna merder og unngå skade på havbruksanlegg. ABB og Fraktefartøyenes rederiforening leder arbeidet.

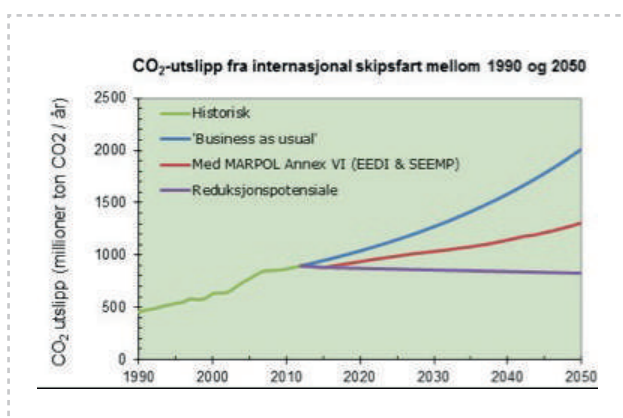
Grønn havn – Risavika i Rogaland

Risavika havn ved Stavanger leder arbeidet med en grønn havn. Det betyr tilbud om landstrøm, LNG-bunkring, elektriske kraner og elektriske transportkjøretøy. «Smart gate» registrer lastebiler som skal hente/levere gods/containere og sørger for å sende dem til rett sted til rett tid. Dette skal redusere lastebilenes tid i havna med 50 prosent.

Det arbeides både internasjonalt, nasjonalt og regionalt for å begrense utslipp av klimagasser fra skipsfarten. Skipsfarten var først ute med bindene globale utslippsreguleringer på tvers av en hel industrisektor. Det skjedde med IMO-vedtaket fra 2011 som omhandlet regulering av klimagassutslipp fra internasjonal skipsfart. IMO-vedtaket betyr at nye skip fra 2013 skal bygges i tråd med en Energy Efficiency Design Index (EEDI) som setter en grense for utslipp på transportarbeid utført med skip (CO_2 pr. tonn/nautisk mil). Alle skip skal også ha en Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP). SEEMP er utviklet av industrien selv, og innebærer at skipet skal ha en skriftlig plan som redegjør for de tekniske og operasjonelle tiltakene fartøyet skal følge for å fungere mest mulig energieffektivt. For å støtte opp om IMOs arbeid besluttet EU høsten 2012 å etablere et system for overvåking, rapportering og verifisering av CO_2 -utslipp fra skipsfarten, et såkalt MRV-system (Monitoring – Reporting – Verification). Dette tiltaket vil i seg selv bidra til bevisstgjøring og kunnskap rundt omfanget av CO_2 -utslipp. Et slikt system skal også levere oppdaterte data som grunnlag for en prismekanisme knyttet til utslipp utover fremtidig vedtatte utslippstak. Reguleringene ble begrunnet ut fra framskrivninger av klimagassutslipp fra internasjonal skipsfart vist figur 10.1.

Figur 10.1.

Historiske CO_2 utslippene fra skipsfarten (grønn) med en framskrivning av hvordan utslippene vil bli hvis vi fortsetter som i dag (blå), hvordan utslippene påvirkes av MARPOL² vedtakene i 2011 (rød) og hvilken utfordring vi fortsatt står igjen med dersom målet om samme utslipp som i 2007, 870 millioner tonn, skal nås (lilla)



² MARPOL: International Convention for the Prevention of Pollution From Ships, 1973 as modified by the Protocol of 1978

SIEMENS: ENERGILAGRING, CLOSED RING CONCEPT OG BLUEDRIVE PLUS C

Siemens har utviklet og tatt i bruk tre teknologier som i kombinasjon eller hver for seg kan bidra til reduserte klimagassutslipp for rigg og fartøy ved å redusere behovet for antall dieselmotorer, redusere diesel forbruket og tilby fleksible energiløsninger. I tillegg fører disse løsningene til bedre HMS og redusert behov for vedlikehold.

Klimagevinst og erfaringer

Closed Ring Concept, BlueDrive PlusC og Energilagring kan i felleskap bidra til en betydelig klimagevinst. Samlet sett kan disse løsningene redusere CO₂- utslipp med inntil 30 prosent, redusere NO_x-utslipp med inntil 80 prosent og redusere drivstoff forbruk med inntil 30 prosent. Disse teknologiene er i dag installert på over 20 fartøy, og erfaringene er gode.

Closed Ring Concept for dynamisk posisjonering 3 (DP3)

Borerigger og fartøy offshore har behov for dynamisk posisjonering for å utføre ulike operasjoner. Denne teknologien muliggjør rørlegging, brønnboring, vedlikehold og produksjon for store havdyp. Det finnes flere klassifiseringer for Dynamic Positioning (DP)-systemer, avhengig av behov og sikkerhetskrav. DP3 er det mest avanserte, med tre parallelle systemer. Systemet er påkrevd for borerigger som ikke skal ankres opp under boreoperasjoner. Closed Ring Concept muliggjør en samkjøring av disse tre parallelle systemene, noe som reduserer behovet for antall motorer, og derav dieselforbruk for å drifte disse.

BlueDrive Plus C

Denne teknologien gjør det mulig å kjøre dieselmotorer på variabelt turtall tilpasset energibehovet, og ikke et konstant behov for kraft. Denne fleksibiliteten sikrer en optimal og kostnadseffektiv drift. I tillegg reduseres reparasjons- og vedlikeholdskostnader gjennom skipets levetid gjennom å redusere motortid på nominell hastighet. Redusert drivstoffbruk og forurensende utslipp er en positiv tilleggseffekt, som ytterligere forsterkes kombinert med batterilagringssystemer.

Energilagring

Utviklingen av batterilagringssystemer for energi innebærer en fleksibel løsning ved at en raskt kan tilføre ekstra energi ved behov. Samtidig reduserer man løpende drifts- og vedlikeholdskostnader, samt forurensende utslipp gjennom redusert drivstoffbruk. Tilgjengelig energikapasitet fra batterier kan også dekke opp for variasjon og topper i energibehovet, som igjen medfører reduserte krav til tilgjengelig motorkraft og kontinuerlig drift ("Peak Shaving"). Energilagringssystemer vil i tillegg fungere som sikkerhetssystem gjennom tilgjengelig kraft ved driftsavbrudd for å opprettholde posisjon og operasjon til tradisjonell drift er gjenopprettet.

(Kilde: Siemens)

MUDCUBE, CUBILITY

MudCube-teknologien er utviklet av det Sandnes baserte selskapet Cubility. MudCube separerer/reenser borekaks og boreslam på en miljøvennlig og effektiv måte. Mud er væsken som blir brukt for å sikre brønnskroll, og i boreprosessen når borekaks blir pumpet fra riggen til brønnen, og tilbake igjen.

MudCube-teknologien er tenkt å erstatte tradisjonelle «shakers». I motsetning til «shakers» som bruker vibrasjon til å separere slam og borekaks anvender MudCube trykkforskjellen som finnes mellom overflaten og bunnen. MudCube kan fjernstyres ved hjelp av kamera, sensorer og kontrollsystem.

Erfaringer fra Maersk Drilling

Maersk Drilling har installert MudCube på tre av sine rigger; Mærsk Giant, Mærsk Gallant og Maersk Resolve. MudCube- teknologien resulterer i mindre boreavfall sammenlignet med konvensjonelle shakere, da MudCubes har bedre separasjon av boreslam og borekaks. Kaksen blir dermed tørrere, og mindre boreavfall må transporteres til land. Mindre mengde avfall gir redusert behov for transport av avfall til land, noe som medfører redusert CO₂-utslipp. I tillegg kan større mengder borevæske gjenvinnes enn tidligere, noe som også har positiv effekt på miljøet³. MudCubes har positiv effekt på arbeidsmiljø (støy, vibrasjon, oljetåke/ oljedamp, ergonomi, redusert antall kranløft) og økonomiske resultater.



(Kilde: Cubility og Mærsk)

³ <http://www.npd.no/publikasjoner/rapporter/miljoteknologi/3-boring-og-bronnoperasjoner/#3.5.1>

10.2.

UTSLIPPSREDUKSJONER GJENNOM ENERGILAGRING

Energilagring på norsk sokkel er tradisjonelt forbundet med å lagre olje i betongtanker (Condeep) eller på lager-tankskip. Et nytt konsept for oljelagring er det såkalte Subsea Storage Unit (SSU)⁴ der oljen lagres på havbunnen i stedet for i flytende lagerskip. Dermed reduseres behovet for mannskap og utslippene av flyktige hydrokarboner (VOC) går ned. Sammenlignet med et lagerskip med en lagerkapasitet på 100 000 kubikkmeter, kan man spare opptil 16 kubikkmeter diesel pr. dag. Man oppnår dermed en daglig energibesparelse på 160 MWh og et utslippskutt på om lag 42 tonn CO₂ per dag og ett tonn NOx per dag.

Energilagring i form av strømlagring er blitt et viktig tema verden over etter hvert som uregelmessig fornybar energi i form av vindkraft og solkraft kommer inn i nettet i økende omfang. Én av de alternative metodene for energilagring i slike systemer er store batterianlegg som nå testes ut av kraftselskaper⁵.

4 NFR-rapport fra Petromaks 2/Demo 2000, mai 2015: Energieffektivisering og reduksjon av klimagasser

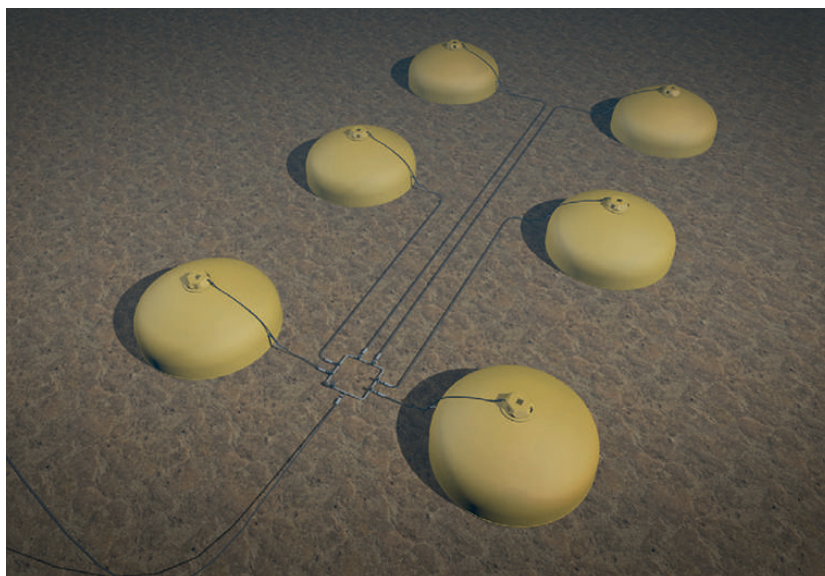
5 McKinsey, March 2015: Commercialisation of energy storage in Europe (report)

SUBSEA STORAGE UNIT – "OLJEDOMEN"

Kongsberg Gruppen har med støtte fra Demo 2000-programmet testet et oljelagringsystem for bruk på havbunnen. Lagringen vil foregå ved hjelp av ambient trykk, hvor en anvender fleksible gummibager for lagring, som igjen er beskyttet av en kapsel av stål eller betong. Denne løsningen skaper en dobbelt barriere som sikrer at det ikke skjer noe utslipp verken under fylling eller tømning når oljen skal fraktes videre med en shuttletanker. Kongsberg Gruppen har tatt patent på løsningen.

Konseptet er at oljedomen skal kunne erstatt et flytenende lagringsskip (FSU-skip). Selve klimagevinsten er knyttet til reduserte CO₂-utslipp i forbindelse med dieseldrift av en FSU.

Basert på en teoretisk kalkulasjon fra Åsgard C vil en FSO med et dieselforbruk på 152 000 m³ slippe ut 403 000 tonn CO₂ over 25 år. Til sammenligning produserer vil en Subsea Storage Unit (SSU) med et dieselforbruk på 39 000 m³ slippe ut 103 000 tonn CO₂ i løpet av de samme årene.



(Kilde: Kongsberg og Statoil)

Figur 10.2.

Statkrafts nye batterilagringsystem med kapasitet på 3 MW ligger ved elvekraftverket Dörverden i Niedersachsen i Tyskland (Foto: Sabine Grothues)



DNV GL STUDERER «PRIUS» KONSEPT PÅ SOKKELEN

DnV GL starter et industriprosjekt for å se på muligheten av å kombinere de klassiske gassturbinene på sokkel-installasjoner med batteripakker som kan gjøre driften mer effektiv.

DNV GL sitt prosjekt har som mål å bruke i petroleumsvirksomheten samme teknologi som lenge har blitt brukt i biler som Prius og på marine-fartøyer i flere år. Poenget er at noen gassturbiner i dag går på lav last i påvente av at en større last, for eksempel en stor pumpe, kompressor eller kran skal starte opp.

Det største batteriet i drift målt i MW står i Goldsmith i Texas. Det er et blybatteri på 36 MW, bygget sammen med en stor vindpark. Effekten på 36 MW kan leveres i 40 minutter.

Med stadig fallende priser på batterier og batterisystemer, oppstår nye forretningsmuligheter også for petroleumsvirksomheten som både er en stor produsent og en stor forbruker av kraft. Bruk av store batteripakker på sokkelinstallasjoner og landanlegg i samspill med gassturbinene er en mulighet som begynner å vekke interesse.

Siemens⁶ har levert fremdriftssystemer, delvis basert på elektrisitet for fire slepebåter for gassfeltet Gorgon. Siden disse båtene delvis må bevege seg gjennom et naturvernområde, er de utstyrt slik at de der kan gå på helelektrisk drift. Norsk leverandørindustri er store på dynamisk posisjonering (DP). Kongsberggruppen er sentral i DP-sammenheng. Siemens sitt DP3 Closed Ring konsept for kraftleveranse til DP kan levere uavhengig kraft fra både generatorer og fra batteripakker og derved redusere CO₂-utslippene med inntil 18 prosent og NOx-utslippene med inntil 80 prosent.

⁶ Møte mellom Siemens og KonKraft 23.oktober 2015

Vedlegg 1

Veikart for norsk sokkel

VERDISKAPING OG REDUSERTE KLIMAGASSUTSLIPP PÅ NORSK SOKKEL FRAM MOT 2030 OG 2050

Introduksjon

Global oppvarming er en av vår tids største utfordringer, og kraftige reduksjoner av menneskeskapte klimagassutslipp er helt nødvendige. Utslipp fra olje- og gassnæringen må derfor reduseres, og olje og gass må anvendes mest mulig energieffektivt. Petroleumsindustrien i Norge skal bidra til at verden når sine klimamål, samtidig som det langsiktige verdiskapingspotensialet på norsk sokkel realiseres ved at våre naturressurser og industrielle kompetanse forvaltes klokt.

Formål med veikartet

Veikartet for norsk sokkel har blitt utarbeidet av Norsk olje og gass og Norsk Industri gjennom samarbeidsorganet KonKraft. Der deltar også LO, inkludert Fellesforbundet og Industri Energi, og Norges Rederiforbund. Veikartet har to hovedformål:

- Trekke opp ambisjoner for bransjens langsiktige produksjon og verdiskaping på norsk sokkel fram mot 2030 og 2050
- Trekke opp ambisjoner for reduserte klimagassutslipp i petroleumsvirksomheten mot 2030 og 2050

Veikartet omhandler først og fremst ambisjonene om å redusere klimagassutslippene fra petroleumssektoren, og inneholder en handlingsplan som beskriver hvordan bransjen konkret skal følge opp målene som er satt. Samarbeidspartnerne i KonKraft følger samtidig opp ambisjonene som er satt på produksjon og verdiskaping, ved å igangsette et eget arbeid i industrien som skal sikre langsiktige og reelle forbedringer i konkurransekraften til norsk olje- og gassindustri.

Veikartet omhandler i hovedsak verdikjeden fra boring til nedstengning av felt siden det er disse områdene selskapene som opererer på norsk sokkel har mest innflytelse over. Petroleumsnæringen i Norge vil likevel

se på hvordan den kan bidra til teknologiutvikling som gir reduksjon i utslipp fra sluttbruk av olje og gass. Teknologier og løsninger som reduserer utslipp fra produksjon, transport og sluttbruk av olje og gass, kan samtidig eksporteres og bidra til lavere utslipp utenfor Norge.

KonKraft har utarbeidet en klimarapport som gir en mer utfyllende beskrivelse av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i lys av klima- og energiutfordringen, samt ulike teknologier som kan bidra til utslippsreduksjoner både i Norge og globalt.

Bakgrunn

Global befolkningsvekst og velstandsutvikling fører til økt etterspørsel etter energi. Fram til 2050 forventes verdens befolkning å vokse fra 7 til 9 milliarder mennesker. Tilgang til bærekraftig energi, som alle kan ha råd til og å stoppe menneskeskapte klimaendringer er to av FNs bærekraftsmål som verdens ledere ble enige om i 2015. En stor andel av dagens energiforbruk kommer fra fossile kilder og gir utslipp av klimagasser som bidrar til global oppvarming.

FNs konferanse om klimaendringer, COP21 i Paris, vedtok ambisiøse klimamål. Målet om at gjennomsnittstemperaturen på kloden ikke skal øke mer enn 2 grader innen 2050 står fast, men landene ble i tillegg enige om å tilstrebe å begrense temperaturøkningen ned mot 1,5 grader. Paris-avtalen slår også fast at klimamålene skal nås på en måte som ikke svekker sysselsetting og velferd. Mellom 2050 og 2100 skal menneskeskapte klimagassutslipp ikke overstige det naturen kan absorbere og gjennom karbonfangst og -lagring. Dette setter rammene for fremtidens lavutslippssamfunn.

Det foregår store satsinger på fornybar energi og energi-effektivisering globalt. Samtidig vil det være behov for en stor andel olje og gass i energisystemene også i et langsiktig perspektiv. Innenfor 2-gradersscenariotet definert av Det internasjonale energibyrået (IEA) vil oljeforbruket i 2040 være noe lavere enn i dag, mens gassforbruket

forventes å være høyere. De fossile energibærerne reduseres vesentlig i sum, men kull står for hovedtyngden av denne reduksjonen. Selv innenfor scenarioer som ivaretar klimamålene, vil det være nødvendig med en vesentlig andel fossile kilder for å dekke verdens energibehov i 2050. Gass vil være viktig i det fremtidige lavutslipps-samfunnet ettersom gass slipper ut halvparten så mye CO₂ som kull per produsert energienhet. Gasskraft er langt mer fleksibel enn kullkraft og er dermed en velegnet systempartner for ikke-regulerbar sol- og vindkraft i kraftforsyningen. Gass brukt direkte til oppvarming har svært høy energieffektivitet og dermed lave CO₂-utslipp per varmeeinheit.

Olje og gass er i tillegg viktige råstoffer for kjemikalier, plastråstoffer og andre ferdige produkter. Slik etterspørsel vil også øke med den forventede økningen i befolkningen og velstanden.

Global oljeetterspørsel viser en jevnt stigende trend. De siste årene har imidlertid flere forhold, som skiferoljerevolusjonen i USA og OPECs endring i strategi for å forsvare markedsandeler, ført til at tilbudet har økt raskere enn etterspørselen. Resultatet har vært en bratt nedgang i oljeprisene, noe som har ført til en betydelig reduksjon i investeringsnivået i sektoren globalt. På sikt forventes det at markedet balanseres og at oljeprisene stiger til et høyere nivå enn dagens pris. Dette vil igjen utløse investeringer i eksisterende og nye anlegg for å balansere tilbud og etterspørsel, og sikre tilgang av nye ressurser.

Norsk petroleumsvirksomhet har vært en formidabel suksess som har kommet det norske samfunnet til gode i form av arbeidsplasser, robuste kompetansemiljøer og verdiskaping. Norsk leverandørindustri har bygget seg opp til å operere globalt innenfor en rekke områder, og er i dag en viktig eksportsektor for Norge. Verdiskapningen fra petroleumsvirksomheten har gitt norske myndigheter mulighet til å bygge opp og vedlikeholde gode velferdsordninger i tillegg til oppsparing i Statens pensjonsfond utland.

Ifølge Oljedirektoratets prognoser er under halvparten av ressursene på norsk sokkel utvunnet så langt. Mer enn halvparten av det gjenværende ressurspotensialet antas å være gass.

Norsk sokkel er ledende når det gjelder utvinningsgrad for våre olje- og gassfelt. Dette er et resultat av målrettet satsning på teknologiutvikling og implementering samt tett samarbeid mellom ulike fagdisipliner. Viktige områder omfatter forbedring i metoder for datainnsamling og modellering for å bore produksjonsbrønner mest mulig optimalt, store fremskritt i boreteknologi, utstrakt bruk av gass- eller vanninjeksjon som trykkstøtte og lavtrykksproduksjon sent i feltenes liv.

Den norske maritime offshoreflåten er del av en komplett maritim klynge i Norge der et sterkt miljøfokus og samspill mellom aktørene har hatt avgjørende betydning for å sikre utvikling av nye, miljøvennlige teknologier og fremtidsrettede konsepter. Innovasjonskraften i den maritime klyngen har resultert i batteridrevne fartøy og ferger, gassdrevne energieffektive lavutslippsmotorer, nye skrog- og propelldesign og forskjellige kombinasjonsløsninger av gass, batterier og brenselceller.

Det forventes at oljeselskapene i fremtiden i enda større grad vil etterspørre bærekraftige løsninger og mer miljøvennlige fartøy.

Norsk petroleumsproduksjon er allerede verdensledende i lave klimagassutslipp. Gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produsert enhet er under halvparten av det globale gjennomsnittet. Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som EUs kvotemarked, CO₂-avgift, strenge faklingsbestemmelser, utslippstillatelser med krav om energiledelse, krav om bruk av best tilgjengelig teknologi og vurdering av kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger. Disse virkemidlene har hatt en betydelig effekt, og det er dokumentert at næringen har gjennomført tiltak for å redusere sine utslipp tilsvarende over 5 millioner tonn CO₂ årlig siden 1996. Tiltak for økt utvinning vil normalt sett øke energibruken per produsert fat, og det er en betydelig prestasjon å opprettholde lave utslipp per produsert enhet på sokkelen samtidig som utvinningsgraden har økt betydelig.

Med dette utgangspunktet vil derfor ytterligere reduksjoner av utslipp fra petroleumsvirksomheten være krevenne, og med dagens teknologiske løsninger trolig til en høy marginalkostnad. I et 2050-perspektiv må uansett utslippene fra hele verdikjeden fra både fra boring, produksjon til nedstenging av felt og sluttbruk av olje og gass reduseres betydelig fra dagens nivåer.

Klimapolitiske rammebetingelser

Alle avtalepartnere i FN er bedt om å undertegne Parisavtalen innen april 2017. Landenes "Intended Nationally Determined Contributions" (INDCs) vil etter at avtalen trer i kraft ikke bli regnet som indikative lenger, men sett på som landenes offisielle og forpliktende klimaplaner. Det skal gjøres opp status hvert femte år hvor målene skal vurderes, og hvor alternativene er å opprettholde de nasjonale ambisjonene eller sette høyere mål.

EUs kvotemarked, EU-ETS, er vedtatt og fungerer som EUs hovedvirkemiddel for å redusere klimagassutslipp fra industrien fram til 2030. Målet for kvotepliktig sektor er 43 prosent utslippsreduksjon for perioden 2005-2030. Petroleumssektoren i Norge er del av EUs kvotemarked. For norsk sokkel betales det i tillegg en nasjonal CO₂-avgift for utslipp fra petroleumsvirksomheten.

EUs «Roadmap 2050» har som ambisjon å redusere utslippene med over 80 % i 2050 sammenlignet med 2005. Fortsatt skrittvis innstramning av kvotetaket per år, også etter 2030, forventes å være et av virkemidlene for å møte denne ambisjonen. Ambisjonen vil også ha betydning for utvikling og implementering av lavutslippsløsninger for bruk av olje og gass som eksporteres fra norsk sokkel til EU.

I 2013 ble forslaget om et EU MRV (Monitoring, Reporting and Verification of CO₂ emissions from shipping) ble vedtatt i EU mai 2015, og krever at skipsfarten rapporterer sine CO₂ utslipp. Dette skal danne grunnlag for et anslag over skipsfartens faktiske CO₂ utslipp. IMO (International Maritime Organization) vedtok i april 2016 å etablere et bindende globalt rapporteringssystem for CO₂-utslipp for skipsfarten. Kravet vil kunne tre i kraft 1. januar 2018, med faktisk avrapportering i august 2019. Dette er viktig for den maritime næringen for å sikre at det europeiske og det globale systemet utvikler seg parallelt og at ikke skipsfarten får flere regionale systemer å forholde seg til.

Petroleumsindustrien i Norge har satt følgende overordnede klima- og forretningsmessige mål for 2030:

Opprettholde lønnsom og sikker produksjon på dagens nivå og fra 2020 gjennomføre CO₂-reduserende tiltak som akkumulert tilsvarer 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år innen 2030.

Dette betyr at det vil være omtrent samme produksjonsnivå som i 2015 på norsk sokkel, målt i oljeekvivalenter. Det forventes at gass vil utgjøre ca. halvparten av 2030-produksjonen. Mesteparten av produksjonen vil fremdeles komme fra modne deler av Nordsjøen og Norskehavet, men nordområdene vil være viktigere i 2030 enn i dag.

Ambisjonen om reduksjon i klimagassutslippene inkluderer lavere utslipp knyttet til kraft- og varmforsyning til oljeinstallasjoner, reduserte utslipp av kortlevde klimadrivere som metan, energieffektivisering på felt- og områdenivå samt reduksjon i utslipp knyttet til boreoperasjoner fra mobile rigger.

I tillegg skal både oljeselskap, leverandører, rederiene og riggselskapene bidra til å redusere utslipp fra den maritime delen av virksomheten. Innen 2030 skal maritim virksomhet på norsk sokkel gjennomføres med lav- eller nullutslippsteknologi fra offshoreflåten. Reduksjoner fra denne delen av virksomheten kommer i tillegg til ambisjonen på 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

For 2050 har petroleumsbransjen følgende ambisjon:

Opprettholde posisjonen som Norges viktigste verdiskaper og øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden til minst 60 prosent. Norsk sokkel skal forbli verdensledende på lave CO₂-utslipp, og sektoren skal utvikle og ta i bruk teknologi og løsninger som reduserer gjennomsnittlige CO₂-utslipp per produsert enhet betydelig i forhold til nivået i 2030.

Petroleumsindustrien vil gjennom oppfølging av handlingsplanen utrede potensialet for utslippsreduksjoner fra ulike teknologiske løsninger for å tallfeste ambisjoner for reduserte klimagassutslipp fra virksomheten i 2050.

Bransjen vil jobbe systematisk for å bidra til å utvikle og implementere teknologi og teknologiske løsninger som reduserer utslipp knyttet til sluttbruk av olje og gass

Ambisjonen innebærer at det skal være høy verdiskaping, økt produktivitet og betydelig sysselsetting i bransjen i 2050. Livskraftige offshoreklynger vil levere betydelige volum både til hjemmemarkedet i Norge og til det globale markedet. Eksportleveransene vil inkludere lavutslippsteknologier og andre løsninger som bidrar til økt sikkerhet og mer bærekraftig utvikling i næringen.

Verdiskapingsmålet innebærer både at tidskritiske ressurser nær infrastruktur realiseres før denne stenges ned, og det må påvises nye ressurser og bygges ut ny infrastruktur i nye områder av sokkelen.

Bransjen vil også i fremtiden ha et høyt sikkerhetsnivå og skal fortsette arbeidet med kontinuerlig forbedring av sikkerheten.

Hva må til for å nå ambisjonene?

Det viktigste konkurransefortrinnet for norsk sokkel er den samlede kompetansen og innovasjonskraften i de norske offshoreklyngene som er utviklet gjennom samarbeid og konkurranse, samt et arbeidsliv basert på åpen dialog mellom arbeidsgivere, arbeidstakere og myndigheter. Dette har i kombinasjon med strenge krav fra myndighetene vært avgjørende for at norsk sokkel har blitt verdensledende både når det gjelder høy utvinningsgrad og lave klimagassutslipp. Prestasjonene på norsk sokkel har dessuten vært avgjørende for at norsk leverandørindustri er attraktiv og har betydelige leveranser ut av landet.

Teknologiutvikling på norsk sokkel har blitt til både gjennom konkurranse og samarbeid der myndigheter, oljeselskap, forskningsinstitusjoner og leverandørselskap har bidratt. Evne til å kvalifisere teknologi, og vilje til å ta risikoen ved å ta i bruk nye løsninger har vært avgjørende for at norsk sokkel har blitt en av de fremste og mest anerkjente olje- og gassprovinser.

Norske myndigheter må sammen med den maritime sektoren i Norge, arbeide for å påvirke et ambisiøst internasjonalt regelverk. Dette regelverket må bidra til å heve standarden, energieffektiviteten og miljøvennligheten til internasjonal skipsfart, herunder offshorefartøyene.

Det sterke norske fagmiljøet har bidratt til at eksport av norskbasert teknologi, og konsepter fra leverandørindustrien er vår nest største eksportartikkel etter olje og gass. Eksempler er flerfasetransport over lange avstander, horisontal boring, subsea-prosessering, vannrensing, kontinuerlig miljøovervåkning og utslippsreduksjon av for eksempel NO_x, VOC og olje i produsert vann. Petroleumsvirksomheten har i mange tiår vært en motor også for annet norsk næringsliv.

For å maksimere verdiskapingen og konkurranseevnen til den norske offshoreklyngen, samtidig som man møter ambisiøse klimamål, kreves ny og forsterket innsats fra selskapene i hele verdikjeden. Fremsynte myndigheter må bidra til å opprettholde aktivitetsnivået ved å legge til rette for stabile og konkurransedyktige rammevilkår, både når det gjelder forutsigbar tilgang på areal og fiskale betingelser.

Norsk petroleumsnæring har et unikt utgangspunkt. Det er snart 90 felt i drift med tilhørende infrastruktur som rørledninger og landanlegg for prosessering, raffinering, lagring og eksport. Dette gjør at det er et betydelig potensiale i å realisere lønnsomme volumer gjennom økt utvinning eller ved å knytte funn til eksisterende felt og rørledninger i de modne delene av sokkelen.

Nordområdene vil være svært viktige for den langsiktige utviklingen av norsk sokkel. Ettersom det i dag er lite infrastruktur i disse områdene, vil hovedfokus de nærmeste årene være på leting og modning av nye ressurser som gir grunnlag for fremtidige utbygginger. Her vil det fortsatt være behov for tett samarbeid mellom selskaper og myndigheter for å sikre gode kommersielle løsninger. Tilgang på nytt leteareal er viktig både for å gi grunnlag for nye lønnsomme prosjekter, men også som grunnlag for å kunne etablere infrastruktur som kan benyttes av funn i områder som allerede er åpnet.

Det vil være nødvendig med fortsatt betydelig innsats både på forskning og utvikling innen letevirksomhet, utvinningsmetoder, lavutslippsteknologier og feltutbyggingstilpasninger. Tidligere har de største teknologisprangene blitt utviklet gjennom store prosjekter med robust økonomi og samarbeid i industrien. Med økt modenhet på sokkelen og mindre funnstørrelse, økte kostnader og lav oljepris er det behov for forsterket fokus på kostnadseffektive løsninger. Dette inkluderer økt grad av samordning og standardisering / forenkling av selskapsspesifikke krav, komponenter, system, metodikk samt driftsoptimalisering basert på bedre bruk av store

datamengder (Big Data) og økt grad av automatisering / robotisering.

Basert på de ambisiøse klimamålene i EU og globalt, forventes det at prisen på utslipp av CO₂ vil være på et betydelig høyere nivå i 2050 enn i dag. For å møte ambisjonene må det utvikles teknologiske løsninger som øker energieffektiviteten, og som produserer kraft fra utslippsfrie kilder eller lavutslippskilder på en økonomisk bærekraftig måte.

Både den offentlige og den industrielle forskningsinnsatsen for å fremme teknologi som reduserer klimagassutslipp må styrkes.

For skipsfarten dreier det seg om å etablere såkalte «grønne operasjoner» for å redusere drivstofforbruket, samt å etablere systemer for å måle og registrere effekten av tiltak. Publisering og deling av informasjon mellom de ulike rederier vil være avgjørende. Erfaringer med denne type miljøtiltak har vist seg så attraktive at de kan være mer kostnadseffektive enn operasjoner uten tiltak selv uten CO₂-priser eller støtteordninger. I tillegg til tiltak på prosjektnivå bør selskapene jobbe aktivt med leverandører og partnere for å redusere utslipp fra rigger, støttefartøy og forbedre logistikk, både gjennom bedre fartøysutnyttelse, koordinering på tvers av lisenser og ved å sette krav til energieffektivitet som en del av anbudsprosesser.

Lave klimagassutslipp skal være en nøkkelforutsetning i planleggingen av nye utbyggingsprosjekter, og olje- og gasselskapene må vurdere klimaeffektene av ulike utbyggingsløsninger. Sektoren er underlagt norsk CO₂-avgift og er del av det europeiske kvotesystemet. Skal tiltak som ikke utløses av den samlede CO₂-kostnaden gjennomføres, er det behov for at disse støttes av positive insentiver fra myndighetene.

Norsk olje- og gassnæring representerer først og fremst produksjon av olje og gass, men ettersom den langt største andelen av utslippene er knyttet til bruken av produktene har næringen en tydelig ambisjon om å styrke sin rolle innenfor utvikling av CO₂-fangst og -lagring (CCS). Dette vil være et vesentlig og avgjørende teknologiområde for at verden skal nå sine utslippsmål, men krever gode rammebetingelser, rolleavklaring og konkrete fullskala-prosjekter. Det må bygges videre på den betydelige kompetansen som eksisterer i den norske offshoreklyngen og i landbasert industri. Det er etablert gode samarbeidsordninger mellom myndighetene, industrien og academia, og disse må videreføres for å få realisert fullskala kjeder fra fangst til lagring i Norge. Kun gjennom erfaring fra fullt etablerte verdikjeder vil kostnadsnivået for CCS kunne bli konkurransedyktig, og effektivisering og læring i alle ledd oppnås. CCS er et viktig satsningsområde internasjonalt, og samarbeid og

erfaringsoverføring på tvers av landegrenser og bransjer er av avgjørende betydning. CCS kan også bli aktuelt offshore for å redusere produksjonsutslipp.

På kort sikt vil økt gjennomslag av eksisterende lavutslippsteknologi på eksisterende installasjoner samt skrittvis forbedringer av eksisterende teknologier for å øke effekten og/eller redusere kostnadene være viktigst. På lengre sikt må nye teknologiområder, løsninger og verdikjeder enn de vi ser i dag utvikles og tas i bruk.

Handlingsplan - oppfølging av veikartets klimamål

Handlingsplanen omhandler primært klimatiltak, men det er avgjørende viktig at myndighetene bidrar med forutsigbare og konkurransedyktige rammebetingelser. Gitt den lange tidshorizonten i bransjen fra åpning av nye områder til petroleumsproduksjon, må myndighetene tydelig kommunisere langsiktige rammebetingelser som legger til rette for fortsatt lønnsom utbygging og drift av norske petroleumsressurser. Skatte- og avgiftssystemet må være innrettet slik at selskapene ønsker å investere i det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. For den langsiktige verdiskapningen på sokkelen vil tilgang på nytt areal være avgjørende, og åpning av nye områder må være belyst gjennom åpne prosesser som konsekvensutredninger og forvaltningsplaner. Videre må regelverket være minst mulig byråkratisk og bidra til konkurranse og mangfold.

Handlingsplanen beskriver hva industrien kan og bør gjøre selv, og hva myndighetene kan bistå med for å akselerere gjennomføringen av tiltak. Det er viktig å få fortgang i videreutvikling av de mest lovende teknologiske løsningene som kan gi vesentlige langsiktige utslippsreduksjoner. Myndighetene bør avlaste selskapenes risiko der det vil være krevende å utløse gode samfunnsøkonomiske tiltak ut fra rene bedriftsøkonomiske hensyn.

Bransjen vil arbeide videre med initiativ for å oppnå varige endringer og forbedringer for å øke konkurransekraften.

Forslag for å forsterke innsatsen for å utvikle nødvendig lavutslippsteknologi:

1) Det bør opprettes et nasjonalt senter for lavutslippsteknologi for petroleumsindustrien

Senteret foreslås etablert etter konkurranse mellom universitetene/forskningsinstitutter og med partnere fra olje- og leverandørindustrien. Det foreslås at myndighetene støtter senteret med midler, samtidig som næringslivet bidrar med finansiering. Senteret skal gi anbefalinger til, og koordinere innsats og retning for utvikling av lavutslippsteknologi og -løsninger med nasjonale strategier som OG21 og Maritim21, samt det øvrige relevante virkemiddelapparatet.

2) Det foreslås videre å forsterke bevilgningen til forskning, utvikling og demonstrasjon av lavutslippsløsninger for petroleumsvirksomheten:

- Det foreslås at staten bør gå inn med 100 MNOK i friske midler første år, og deretter øke med 100 MNOK per år i 10 år. Petroleumsnæringen stiller med tilsvarende midler ved søknad gjennom forskningsprogrammene.

Det forutsettes at staten går inn med ny bevilgning, og at selskapene inkludert leverandørbedrifter deltar med midler gjennom søknad på prosjekter.

3) Etablerte ordninger og strategier som FoT-ordningen, OG21, Maritim21, Demo 2000, Petromaks og Skattefunn har fungert bra, og næringen vil aktivt benytte disse programmene videre for å videreutvikle den norske olje- og gassklyngen. Rollen INTSOK (Norwegian Energy Partners) har hatt for å profilere teknologi og bedrifters kompetanse internasjonalt må styrkes.

Ulike tidsperspektiver og teknologiske løsninger

Fram mot 2030 er det fremdeles potensiale for ytterligere energieffektiviseringstiltak på eksisterende installasjoner. Der kostnadene er høyere enn CO₂-prisen, vil virkemiddelapparatet som Enova og NOx-fondet kunne være utløsende.

Oljeselskapene og rederiene vil arbeide målrettet med å industrialisere og implementere eksisterende og nye løsninger og teknologi i samarbeid med leverandører.

Eksempler på slike områder er:

Kraftgenerering

- Tiltak og FoU som gir mer effektive gassturbiner (inkludert eksisterende gassturbiner)
- Videreutvikling av kombikraftanlegg (varmegjennvinningsenheter og dampsturbiner)
- Hybridløsninger som offshore vind, batteriløsninger, brenselceller og bølgekraft
- Kostnadsreduksjoner og teknologiutvikling for kraft fra land og elektrifisering av installasjoner (inkludert elektrifisering av rigger)
- Hydrogen til innblanding i naturgass

Bore- og driftsoperasjoner

- Mer effektiv og automatisert boreteknologi
- Reduksjon av, og nullutslippsløsninger for faking
- Tilpassede løsninger og drift for lavere utslipp i slutfasen (turbiner, separasjon, kompressordrift, energioptimalisering)
- Subsealløsninger som reduserer energibehovet
- Økt utvinning med lave utslipp
- Automatiserte operasjoner og robotteknologi
- Økt grad av samdrift og fjernstyring

Logistikk, basedrift og støttefartøyer

- Optimalisere bruken av støttefartøy, samordne drift, vedlikehold og logistikk, inkludert baser, på tvers av lisenser
- Overvåkning, rapportering og verifikasjon av klimagassutslipp fra skip
- Batteriteknologi og elektrifisering av skip

For nye utbygginger som vil produsere fram mot 2050 er følgende områder sentrale:

- En verdikjede der teknologiutvikling og konseptvalg i alle faser av feltets levetid, fra utbygging til nedstenging bidrar til å redusere energibruk per produserte enhet.
- Utrede og implementere kraftløsninger med lave utslipp
- Optimaliserte produksjonsstrategier i forhold til klimagassutslipp
- Mulige nye verdikjeder som produksjon av hydrogen fra naturgass offshore og på land

Bransjen vil bidra til utvikling av CO₂-fangst og -lagring (CCS) og satse offensivt på følgende:

- TCM, videreføring av Teknologisenteret på Mongstad
- Utvikle nye metoder og teknologi for karbonfangst og -lagring
- Lagring av CO₂ på sokkelen
- CO₂ for økt oljeutvinning
- Transport og lagring av CO₂-kilder fra landbasert industri
- Internasjonal involvering for å få gjennomført CCS på gasskraftverk

Myndighetene må bidra til å avlaste selskapenes risiko ved å etablere fullskala verdikjeder for CO₂-fangst og -lagring, og avklare rollefordeling, insentiver og kommersielle forhold i samarbeid med industrien.

Petroleumsnæringen vil også følge opp mulighetene for å benytte kompetansen fra olje og gassvirksomheten for å bidra til å videreutvikle annen næringsvirksomhet i havrommet gjennom samarbeid med relevante aktører og myndigheter.

Oppfølging av satsing, milepæler og rapportering

For å sikre at ambisjoner og mål i veikartet følges opp, og at teknologiutviklingen blir fulgt opp og prioritert optimalt, kommer petroleumsbransjen til å:

- Utarbeide status hvert femte år for utvikling og gjennomslag av lavutslippsteknologi og teknologiske løsninger, ved å etablere et koordinert samarbeid mellom OG21, Maritim21 og det foreslåtte senter for lavutslippsteknologi i petroleumsnæringen.

I tillegg skal bransjen:

- Utarbeide videre planer og anbefalinger for egne selskap og for virkemiddelapparatet
- Utrede potensialet i utslippsreducerende teknologi og løsninger med ambisjon om å kvantifisere et mål for klimagassutslipp fra norsk sokkel i 2050
- Oppdatere KonKrafts klimarapport hvert femte år

- Rapportere årlig til Miljødirektoratet om gjennomførte tiltak i energieffektivisering og utslippsreduksjoner

I tillegg vil bransjen:

- Videreføre Norsk olje og gass' nettverk for energieffektivisering og tiltak for reduserte utslipp for å sikre og stimulere erfaringsutveksling mellom selskap

- Rapportere årlig til Miljødirektoratet om potensielle og planlagte tiltak framover (unntatt offentligheten grunnet forretningsmessig sensitiv informasjon)

- Gjennomføre årlige møter med Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet med følgende temaer
 - Bransjens status, fremskritt og videre planer
 - Gjennomgang av søknadsmengde til de ulike forsknings- og utviklingsprogrammer for lavutslippsteknologi i petroleumsvirksomheten.

Internasjonalt samarbeid

INTSOK ble etablert for å markedsføre norsk teknologi og kompetanse internasjonalt, og det er viktig å bruke INTSOKs kontaktnett og kunnskap til å spre informasjon og utvikle et marked for utslippsreducerende teknologi globalt. Dette for å bidra til implementering av teknologi og teknologiske løsninger utviklet på norsk sokkel som gir reduksjon av utslipp fra produksjon i andre petroleumsprovinser, og som bidrar til reduksjon i utslipp fra sluttbruk av olje og gass.

Det er dessuten en lang rekke initiativ som oljeselskap har startet opp eller deltar i internasjonalt. Eksempler er The Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), Global Gas Flaring Reduction (GGFR), Climate and Clean Air Coalition (CCAC), Low Carbon Technology Partnerships Initiative (LO2) og en lang rekke initiativ for å støtte innføring av pris på CO₂-utslipp. Disse initiativene må videreføres og oppfølgingen må konkretiseres.

Eksport av lavkarbonteknologi – industrielle muligheter og globale klimagevinster

Videre utvikling av energieffektive/teknologiske løsninger som gir lave utslipp vil ha et eksportpotensiale til andre petroleumsprovinser som vil kunne bidra til å redusere utslipp av klimagasser i andre land.

Norge har naturgitte forutsetninger for å utvikle fremtidens miljøvennlige og bærekraftige transportløsninger. Norge har en maritim næring som har lang erfaring i å løse krevende transport- og logistikkoppdrag internasjonalt. Norges lange kystlinje bør kunne fungere som en inkubator for tekniske løsninger som siden kan eksporteres og gi globale ringvirkninger.

For leverandørindustrien er dette en industriell mulighet samtidig som teknologi kan redusere utslipp utenfor norsk sokkel. Det bør derfor:

- Etableres en metode for å utføre årlige analyser som viser eksportverdien av lavkarbonteknologi/energieffektive løsninger

- Utvikles metode for å beregne klimagevinst av implementering av lavutslippsteknologi utenfor Norge, lavkarbonteknologi som har blitt utviklet på norsk sokkel.

Utarbeidelse av metoder bør samordnes med norske myndigheter som Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet for å sikre enighet om metodevalg og resultater.

Utgitt august 2016 av KonKraft

Arbeidsgruppe for rapporten:

- Hildegunn T. Blindheim, Norsk olje og gass (leder)
- Jørgen Kaurin, Fellesforbundet
- Geir Vollsæter, Industri Energi
- Tor Christian Sletner, Rederiforbundet
- Jostein Bjørkan Vaagland, Rederiforbundet
- Anne Kristin Norland, ConocoPhillips
- Odd J. Guldsten, Dresser-Rand A/S
- Oscar Graff, Aker Solutions
- Ole-Kristian Sollie, Shell Norge
- Nina-Elise Breivik Jacobsen, Statoil
- Arne Eik, Statoil
- Kristoffer Hetland, Statoil
- Hans Petter Rebo, Norsk Industri
- Knut Aksel Asp, Exxon Mobil
- Johnny Håvik, Industri Energi

Sekretariat:

- Roger Pedersen, sekretariatsleder KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver KonKraft
- Gunnar Myrvang, KonKraft (sekretariatsleder frem til 31.12.2015)
- Knut Weum, KonKraft (rådgiver frem til 1.8.2015)

Konsulenter:

- Olav Kårstad, Kårstad Energiråd AS
- Eivind Magnus og Berit Tennbakk, THEMA Consulting Group AS

KonKraft er en samarbeidsarena for:

