



SINTEF Teknologi og samfunn
Sikkerhet og pålitelighet

Postadresse: 7465 Trondheim
Besøksadresse: S P Andersens veg 5
7031 Trondheim
Telefon: 73 59 27 56
Telefaks: 73 59 28 96

Foretaksregisteret: NO 948 007 029 MVA

SINTEF RAPPORT

TITTEL

Bruk av BAT (Beste Tilgjengelige Teknikker) -prinsippet for miljø sikkerhet

FORFATTER(E)

Per Hokstad, Solfrid Håbrekke

OPPDRAGSGIVER(E)

Petroleumstilsynet

RAPPORTNR. SINTEF A4531	GRADERING Åpen	OPPDRAGSGIVERS REF. Ingrid Årstad	
GRADER. DENNE SIDE Åpen	ISBN 978-82-14-04300-6	PROSJEKTNR. 504100.70	ANTALL SIDER OG BILAG 61/5
ELEKTRONISK ARKIVKODE S:/3840/Pro/504111/BAT Rapport.doc	PROSJEKTLEDER (NAVN, SIGN.) Per Hokstad	VERIFISERT AV (NAVN, SIGN.) Lars Bodsberg	
ARKIVKODE	DATO 2008-02-15	GODKJENT AV (NAVN, STILLING, SIGN.) Lars Bodsberg, Forskningsjef	

SAMMENDRAG

BAT (Best Available Techniques)-prinsippet er et hovedelement i IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control)-direktivet. Rapporten gir først en kort beskrivelse av BAT-prinsippet og IPPC-direktivet. Vi ser på BAT-prinsippet i forbindelse med forebygging og bekjempelse av utslipp til luft og sjø i petroleumsbransjen, og vurderer hva som synes å være status med hensyn til bruk av BAT-prinsippet på norsk sokkel.

Rapporten ser videre på nasjonale mål for utslipp innen petroleumsvirksomheten, og status med hensyn til utslippsutfordringer. Videre diskuteres utvikling og bruk av relevant teknologi og andre tiltak for å forebygge utslipp, og slik oppfylle målsettingene/BAT-prinsippet. Positive og mulige negative konsekvenser av tiltakene diskuteres.

Arbeidet er basert på offentlig tilgjengelig informasjon, dvs. nettsteder som SFT.no, regjeringen.no, OLF.no og lignende. I noen grad er også informasjonen innsamlet innen SINTEF, men de ulike aktører i bransjen har ikke vært kontaktet i denne gjennomgangen.

STIKKORD	NORSK	ENGELSK
GRUPPE 1	Miljø	Environment
GRUPPE 2	Teknologi	Technology
EGENVALGTE	Utslipp	Emissions

INNHALDSFORTEGNELSE

Oppsummering	5
1 Innledning	7
1.1 Bakgrunn og formål	7
1.2 Forkortelser	8
2 IPPC-direktivet og BAT-prinsippet	9
2.1 IPPC-direktivet	9
2.2 BAT-prinsippet	10
2.3 BAT referanse dokumenter (BREF)	11
2.4 Gjennomføring og evt. revisjon av BAT-prinsippet i EU	12
3 IPPC- direktivet og Norge (regelverk/lovgivning/offentlige dokument)	13
3.1 IPPC-direktivet og forurensningsloven	13
3.2 Implementering av IPPC- direktivet og SFT/OLF	14
3.3 Forskrifter i oljevirkosomheten	15
3.4 Stortingsmeldinger	16
3.4.1 Stortingsmelding nr 8 (2005-2006)	17
3.4.2 Stortingsmelding nr. 14 (2006-2007)	17
3.4.3 Stortingsmelding nr. 26 (2006-2007)	17
3.4.4 Stortingsmelding nr. 34 (2006-2007)	18
3.4.5 Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004)	18
3.5 Andre dokument fra regjering/departement	18
3.6 Kommentarer	20
4 Bruk av BAT prinsippet i Norge ved utslippsgodkjenning	21
4.1 Case I: Miljøverndepartementet om nmVOC utslipp fra lasting og lagring av råolje ...	21
4.2 Case II: SFT om NO _x utslipp fra gassturbiner	22
4.3 Case III: Høringsuttalelse om NO _x utslipp fra gasskraftverk	22
4.4 Case IV: Høringsuttalelse om nmVOC utslipp ved lasting og lagring av kondensat ...	23
4.5 Kommentarer	23
5 Utslipp - Nasjonale mål og utfordringer	25
5.1 Regulære utslipp til sjø	26
5.1.1 Nullutslippsmålet	26
5.1.2 Produsert vann	27
5.1.3 Kjemikalier	28
5.1.4 Borekaks og borevæske	29
5.1.5 Radioaktive stoffer	29
5.2 Regulære utslipp til luft	29
5.2.1 Karbondioksid CO ₂	30
5.2.2 Nitrogenoksider NO _x	31
5.2.3 Flyktige organiske forbindelser (nmVOC)	31
5.3 Akutte utslipp	32
5.4 Oversikt med hensyn til målsettinger	33
5.5 Utfordringer	36
5.5.1 Klimautfordringer	36
5.5.2 Utfordringer med økt energiforbruk	36
5.5.3 Utfordringer med kjemikalieutslipp	36
5.5.4 Utfordringer med produsert vann	37
5.5.5 Utfordringer med faking	37
5.5.6 Utfordringer i forbindelse med akutte utslipp	37

5.5.7	Oppsummering med hensyn til utfordringer	38
6	Utvikling av relevant miljøteknologi.....	39
6.1	Oversikt over tiltak og miljøteknologi	39
6.2	Teknologi for å redusere utslipp til sjø.....	41
6.2.1	Utslipp til sjø under boring	41
6.2.2	Utslipp til sjø ved brønnoperasjoner og brønntesting	43
6.2.3	Utslipp til sjø under produksjon.....	44
6.2.4	Utslipp til sjø fra landanlegg	46
6.2.5	Kjemikalieutslipp til sjø	46
6.3	Teknologi for å redusere utslipp til luft.....	47
6.3.1	Utslipp til luft under boring	47
6.3.2	Utslipp til luft under produksjon	48
6.3.3	Utslipp til luft fra landanlegg	50
6.4	Teknologi for å unngå og redusere konsekvenser av akutte utslipp.....	50
6.4.1	Deteksjon av undervannsutslipp	50
6.4.2	Teknologutvikling for barrierer og sikkerhetssystem	53
6.5	Ny miljøteknologi og BAT– internasjonal litteratur	54
6.6	Konsekvenser av ny teknologi for storulykkesrisiko og helse.....	55
6.6.1	Risiko for storulykker	55
6.6.2	Risiko for arbeidsmiljø og helse	56
6.7	Oppsummering med hensyn til miljøteknologi.....	56
7	Referanser og nettsted.....	58
	Vedlegg A: IPPC direktivet og BAT prinsippet	62
	Vedlegg A.1. EU-kommisjonens IPPC-direktiv	62
	Vedlegg A.2. Definisjon av BAT	63
	Vedlegg A.3. Gjennomgang av IPPC-direktivet og BAT.....	65
	Vedlegg B: OG21	68
	Vedlegg C: BAT i EU	70
	Vedlegg D: NO_x -reduserende teknologi ”Dry Low Emission”	72
	Vedlegg E: Tillatelse til nmVOC-utslipp fra lasting og lagring av råolje.....	74

Oppsummering

Offentlige dokumenter (Stortingsmeldinger og andre dokument fra regjering/departement) har i liten grad eksplisitt referanse til BAT- prinsippet og IPPC- direktivet. Ptils ramme-forskrift refererer til BAT i sin veiledning til andre ledd av § 9, men vel på en noe vag måte. En kan savne en mer konkret henvisning til IPPC- direktivet og definisjon/utdyping av BAT- prinsippet. Generelt kan en i slike dokument savne:

- Klarere retningslinjer for hvordan BAT skal identifiseres; inkl. bruken av såkalte *BAT reference documents*, (BREF).
- At BAT- begrepet tydeligere relateres til miljømessige mål som settes opp.
- Næringslivets ansvar i forbindelse med utvikling og bruk av ”beste teknologi” (BAT).

Når det gjelder saksbehandlingen i forbindelse med utslippsgodkjenning offshore, viser noen stikkprøver som er tatt på nettet, at det finnes enkelte referanser til BAT- prinsippet. Noen utfyllende kommentarer til dette:

1. I betraktning av at IPPC- direktivet gjelder også for eksisterende virksomheter fra 31.10.2007, er det få treff på BAT og *eksisterende* felt. Derimot blir BAT/IPPC- diskusjonen trukket inn i forbindelse med *nye* felt/anlegg.
2. Selv om dokumentene delvis *refererer* til BAT, demonstrerer de knapt at BAT- tankegangen er basis for diskusjonen. Det er få forsøk på å konkretisere hva som er BAT innen området.
3. I forbindelse med BAT synes det å være fokus på tekniske løsninger; ikke operasjon / operasjonelle endringer.
4. Det er neppe tilfeldig at vi stort sett får treff på BAT når det gjelder utslipp til luft; i liten grad når det gjelder utslipp til sjø.

Hovedmålsettingen for utslipp til sjø er det såkalte nullutslippsmålet, (”null miljøskadelige utslipp innen 2005”). Tiltakene har imidlertid tatt noe lengre tid, og endelig måloppnåelse vil vurderes først i 2008-2009.

Det er også satt opp noen delmål under hovedmålsettingen, for eksempel:

- Totale utslipp av olje via produsert vann skal innen 2006 reduseres med minst 15 % sammenliknet med 2000.
- Utslipp av ”prioriterte miljøgifter” skal stanses eller reduseres vesentlig innen 2010. Utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø, skal kontinuerlig reduseres i den hensikt å stanse utlippene innen 2020.

Videre er det satt opp krav for nordområdene som er strengere en nullutslippsmålet, både når det gjelder utslipp av produsert vann, olje, borekaks, borevæske, radioaktive stoffer og kjemikalier.

Målsettingen med hensyn til akutte utslipp synes ikke helt klar.

Det synes ikke å være definert noen klare målsettinger når det gjeldet utslipp til luft for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel generelt. Derimot er det gjennom Gøteborgprotokollen satt opp generelle krav for Norge totalt, angående reduksjon av CO₂,

NO_x og nmVOC utslipp. Kravene refererer til år 2010. For nordområdene er det satt mål om prosentvise reduksjoner med hensyn til utslipp av de samme gassene. I nordområdene er for øvrig de oppsatte målsettinger for utslipp til sjø/luft fra *landanlegg* knyttet til BAT-prinsippet. Ellers synes ikke målsettingene å være knyttet til BAT. Det er uklart hvorfor en ikke refererer til dette prinsippet også for offshore-anlegg/aktiviteter, spesielt i tilfelle der målsettingen ikke er "null utslipp".

De viktigste utfordringene for å nå utslippsmålene, er

- Teknologi for å oppnå målet om nullutslipp av produsert vann. Dagens teknologi kan ikke tilfredsstille dette.
- Manglende kunnskap om kjemikalieegenskaper. Det gjelder bl.a. hvilke kjemikalier som bør prioriteres for utfasing, og eventuelle kjemikalier som det i dag er lovlig å slippe ut (i begrensede mengder) som det må stilles krav om null utslipp av.
- Teknologi for å redusere antall ikke-planlagte nedstengninger, for å holde faklingsnivået på et minimum.
- Teknologi for å unngå akutte utslipp under ulike operasjoner.
- Økt behov for energi ved produksjon på norsk sokkel som følge av at feltporteføljen blir mer "moden" og at det kreves mer energi for å produsere fra felt i sen fase enn fra nye felt.
- Kunnskap om klimaendringer og effekter av disse mht årsaksforhold (sterk vind, bølger, osv.) som kan bidra til økt risiko for akutte utslipp.

De viktigste tiltakene for å nå nullutslippsmålet har så langt vært: Videreutvikle eksisterende separasjons- og renseteknologier, ta i bruk ny renseteknologi, minimere bruk av kjemikalier og reinjisere produsert vann.

Ny teknologi for reduserte utslipp er under utvikling på en rekke områder. OEDs *Miljøteknologi*-dokument refererer til generelle tiltak som reduksjon av antall innretninger over vannoverflaten, overtrålbare havbunnsinnretninger og årstidstilpasset virksomhet. Ellers gis følgende viktige stikkord i oversikten over ny teknologi: Oppsamling og ilandføring evt. injeksjon, renseteknologi og energieffektivisering. SINTEF er av den oppfatning at også utvikling og bruk av ny teknologi for deteksjon av undervannslekkasjer er viktig for oljeindustrien.

Noen "dilemmaer" er registrert i forbindelse med teknologi/tiltak som har både positive og negative miljøeffekter. Det gjelder bl.a. noen tiltak knyttet til boring/borevæske, visse renseteknologier, og bl.a. bøyelastingsteknikker som gir øket kraftbehov.

1 Innledning

Her gis en kort innføring til problemstillingen i rapporten.

1.1 Bakgrunn og formål

IPPC¹-direktivet ble utarbeidet av EU for å forebygge og begrense industriforurensning. Et hovedprinsipp i direktivet er at forurensende virksomheter skal ha integrerte utslippstillatelser; det vil si at utslipp til luft og vann reguleres i én tillatelse. BAT²-prinsippet ble introdusert som et nøkkelp prinsipp i dette direktivet.

Rapporten fokuserer på forhold som er av betydning for å

- Forebygge regulære utslipp (til luft, sjø) under normal drift.
- Forebygge akutte utslipp, (olje, kjemikalier).
- Bekjempe akutte utslipp ved kilden.

Noen problemstillinger som er av interesse:

- Status på bruk av BAT-prinsippet og tilpasning til IPPC-direktivet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.
- Har andre sokler kommet lengre og på hvilke områder?
- På hvilke områder er BAT-prinsippet anvendt i teknologi av betydning for å forebygge regulære og akutte utslipp, og på hvilke områder utvikles det relevant teknologi?
- Mulige implikasjoner av BAT-prinsippet (i dag eller mulig framover) når det gjelder beskyttelse av miljø, valg av teknologi, kostnader og aktivitetsnivå på norsk sokkel.

Arbeidet er basert på offentlig tilgjengelig informasjon på nettet (f.eks. OLF.no, regjeringen.no, forskningsradet.no). Dessuten er i noen grad informasjon framskaffet internt i SINTEF.

Kapittel 2 gir en kort introduksjon til IPPC-direktivet og BAT-prinsippet.

Kapittel 3 sier noe om implementering og konsekvenser av dette direktivet og BAT-prinsippet i Norge med hensyn til Ptils ansvarsområde. Vi ser på norsk regelverk og offentlige dokumenter, bl.a. stortingsmeldinger.

Kapittel 4 gir eksempler på noen funn angående konkret bruk av BAT-prinsippet i Norge i forbindelse med utslippsgodkjenning.

Kapittel 5 beskriver målsettinger for utslipp i petroleumsvirksomheten og utfordringer når det gjelder utslipp til sjø og luft.

Kapittel 6 beskriver relevant (ny) teknologi for petroleumsnæringen, (dvs. teknologi som er relatert til miljøsikkerhet). Ulike effekter av den nye teknologien (tiltakene) blir også vurdert.

¹ Integrated Pollution Prevention and Control

² Best Available Techniques

1.2 Forkortelser

ASV	Annulus Safety Valve
BAT	Best Available Techniques; (tidligere også <i>Best Available Technology</i>)
BOP	Blow-Out Preventer
BREF	BAT Reference documents
BTEX	Benzene, Toluene, Ethylbenzene, Xylene
CDM	Clean Development Mechanism, (tiltak under Kyoto-avtalen i land som ikke har utslippsforpliktelser)
CHP	Combined Heat and Power
DHSV	Downhole Safety Valve
DP	Dynamiske Posisjoneringsystemer
ECE	United Nations Economic Commission for Europe (FNs økonomiske kommisjon for Europa)
ELV	Emission Level Value
EPRG	European Policy Review Group
EPER	European Pollutant Emission Register
EIPPCB	European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
JI	Joint Implementation, (tiltak under Kyoto-avtalen i land som har utslippsforpliktelser)
JIP	Joint Industry Project
LCP	Large Combustion Plants
NEC	National Emission Ceilings
nmVOC	non-methane VOC
OED	Olje- og Energidepartementet
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OSPAR	Oslo- og Pariskonvensjonen for utslipp til sjø
PAH	Polysykliske Aromatiske Hydrokarboner
Ptil	Petroleumstilsynet
RKU	Regional Konsekvensutredning
SCR	Selective Catalytic Reduction (metodikk for å fjerne nitrogenoksider)
SFT	Statens Forurensningstilsyn
VOC	Volatile Organic Compounds (Flyktige organiske forbindelser)

2 IPPC-direktivet og BAT-prinsippet

I dette kapitlet refereres noen sentrale dokumenter som ligger til grunn for denne rapporten. Bl.a. har SFTs artikkel *IPPC: Direktiv om integrert forebygging og begrensning av forurensning*, ref [SFT1], en god gjennomgang av IPPC-direktivet, BAT-prinsippet, og betydningen av dette for Norge.

2.1 IPPC-direktivet

IPPC-direktivet (EUs rådsdirektiv 96/61 EF; [IPPC Direktiv 96/61/EC](#)) ble utarbeidet av EU for å forebygge og begrense industriforurensning, samt sikre like vilkår for virksomhetene i EU/EØS. Et hovedprinsipp i direktivet er at forurensende virksomheter skal ha integrerte utslippstillatelser; dvs. utslipp og krav til energieffektivitet reguleres i én tillatelse.

Direktivet gjelder for bestemte kategorier av industrivirksomheter over en viss størrelse, (se Vedlegg I til direktivet). Ifølge direktivets artikkel 5 skal alle virksomheter som omfattes av direktivet, og som var i drift før 31.10.1999, drives i samsvar med direktivets krav innen 31.10.2007. Utslippstillatelsene for de aktuelle virksomhetene må derfor vurderes i henhold til direktivet, og eventuelle nye krav eller utslippstillatelser må gis i god tid før 31.10.2007.

IPPC-direktivet er basert på følgende fire hovedprinsipper, (se vårt Vedlegg A.1):

1. *Enhetlig tilnærming*: Tillatelsene skal beskytte miljøet som helhet, og det tas hensyn til alle mulige utslipp, potensielle ulykker og støy i forbindelse med anleggets oppstart, drift og nedstengning. Formålet med IPPC-direktivet er å samle regulering av alle forurensende utslipp til luft, vann og jord fra én og samme virksomhet i én tillatelse, gitt av én myndighet. Slik skal en oppnå en mer helhetlig vurdering og regulering av den totale forurensningsbelastningen som er forårsaket av en virksomhet, og dette skal gi en bedre beskyttelse av miljøet.
2. *BAT*: Den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte BAT, (se Avsnitt 2.2 under), og de utslippsgrenser (ELV³) som fastsettes i en tillatelse skal basere seg på BAT.
3. *Fleksibilitet*: Myndigheter skal ved fastsettelse av tillatelser kunne ta hensyn til tekniske særegenheter ved installasjonen, geografisk plassering samt lokale miljøbetingelser.
4. *Offentlig deltagelse*: Offentligheten skal ha rett til å delta i beslutningsprosessen ved å ha tilgang til tillatelser og uttrykke meninger.

IPPC- direktivet legger til grunn at regulering primært skal skje ved individuelle utslippstillatelser, men det åpner også for bruk av generelle bestemmelser (forskrifter) hvor dette er hensiktsmessig. For å oppnå en felles praksis stiller direktivet krav til konsesjonssøknaden, saksbehandlingen og vilkårene i tillatelsen.

³ Emission Level Value

På EU-kommisjonens IPPC- nettsted, <http://ec.europa.eu/environment/ippc/index.htm>, [EC3], gis et sammendrag som er gjengitt i Vedlegg A.1.

En god oversikt over IPPC- direktivet (“What? Why? How? When? Where?”) er gitt hos European Waterless Printing Association [WPA1], og dette er gjengitt i Vedlegg A.3.

2.2 BAT-prinsippet

”Beste Tilgjengelige Teknikker” (dvs. *Best Available Techniques, BAT*) er definert i *IPPC-direktivet*, og BAT- prinsippet ble introdusert som et nøkkelpriusipp i forbindelse med dette direktivet, (se Avsnitt 2.1 over).

Nettsiden til *Oil and Gas UK* når det gjelder *Environmental Legislation* angir (se side 9 på nettstedet <http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/contents/pages/statutory.htm>):

BAT is defined as ”the latest stage of development (state of the art) of processes, of facilities or of methods of operation, which indicate the practical suitability of a particular measure of limiting discharge, emission and waste”. The definition includes consideration of economic feasibility and the reliability of the technology amongst others. BAT is not static and allowance is made in the definition for changes in technology, economic and social factors and scientific knowledge over time. Techniques are defined as including “both the technology used and the way in which the installation is designed, built, maintained, operated and dismantled”.

I [SFT2] om nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten og status fra 2003 defineres BAT: Ved reduksjon av risikoen skal velges de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsninger som etter en enkeltvis og samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og fremtidig bruk gir de beste resultater, så sant kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjon som oppnås.

Vi registrerer at BAT- prinsippet ikke tolkes som en ”spare no expence”- doktrine, uten tanke for kost/nytte. Operatører pålegges ikke å implementere beste teknologi hvis denne er uforholdsmessig dyr, (uten at dette presiseres).

IPPC- direktivet sier at den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte BAT, og at de utslippsgrenser som fastsettes i en tillatelse, skal baseres på BAT. Dette begrepet er definert i direktivets artikkel 2 (11). I vedlegg IV i direktivet er det listet opp hvilke forhold som skal tas i betraktning når man fastsetter hva som er BAT, både i alminnelighet og i det spesielle tilfelle.

The Environmental Protection Agency (EPA) har en *BAT Guidance Notes*, som gir en god gjennomgang av BAT-begrepet; se <http://www.epa.ie/>, [EPA1]. Dette er gjengitt i Vedlegg A.2. Her framgår at BAT skal være designet for å beskytte eller eliminere - eller hvor dette ikke er praktisk mulig – å redusere et utslipp og dets påvirkning på miljøet som helhet. Videre skal BAT danne basis for *Emission Level Values* (ELV). Tolkningen av BAT oppsummeres på følgende måte (Vedlegg A.2):

- **B** – Med *beste* tilgjengelige teknikker, menes de mest effektive for å oppnå høy grad av beskyttelse av miljøet som helhet.
- **A** – Med beste *tilgjengelige (available)* teknikker, menes de teknikker som er utviklet i en skala slik at de kan implementeres for de relevante aktiviteter under

økonomiske og tekniske levedyktige betingelser. Teknikkene skal ta i betraktning kostnader og fordeler, uansett om teknikkene er brukt eller produsert i det aktuelle landet, så lenge de er rimelig tilgjengelig (*accessible*) for den som utfører aktiviteten.

- **T** – Med beste tilgjengelige *teknikker*, menes både den benyttede teknologien og hvordan installasjonen er designet, bygget, styrt, vedlikeholdt, operert og avviklet.

Merk også at når BAT fastsettes, skal en fokusere på teknikker som *forhindrer* forurensing, snarere enn ”end-of-pipe techniques”⁴. Videre sier IPPC- direktivet at når BAT bestemmes, skal en legge vekt bl.a. på:

- Bruk av lav- utslipps- (”low-waste”) teknologi.
- Bruk av stoffer som er mindre farlige.
- Gjenbruk og resirkulering av avfall og benyttede stoffer.
- Sammenlignbare prosesser og operasjonsmetoder som er forsøkt med suksess i en industriell skala.
- Tid som kreves for å introdusere BAT.
- Bruk av råmateriale (inkl. vann) som brukes i prosessene, og deres energi-effektivitet.
- Informasjonen som utgis av Kommisjonen i EU, (i overensstemmelse med ulik informasjonsutveksling i EU).

2.3 BAT referanse dokumenter (BREF)

BAT Reference Documents (BREF) angir hvilke teknikker og utslippsnivåer som kan anses forenlige med IPPC- direktivets krav om BAT vurdert på et generelt grunnlag. EU-kommisjonen har igangsatt et arbeid med å bringe til veie informasjon i form av BREF (i første rekke til nasjonale myndigheter og industrien) om hva som anses som BAT i de enkelte industrier. Dette arbeidet skjer i Det europeiske IPPC-byrå (EIPPCB) ved EUs forskningscenter i Sevilla, med støtte av arbeidsgrupper med representanter for myndigheter og industri som nedsettes for det enkelte BREF. Dette arbeidet kan følges på <http://eippcb.jrc.es/>.

Bl.a. er det utarbeidet forslag til BREF-dokument for raffinerivirksomheter, som omtaler rammekrav til anleggets energi-effektivitet. Som relevante tiltak for å bedre effektiviteten angis bl.a. bruk av teknologier som gassturbiner, kombisyklus kraftgenerering, kraft/varme – kogenereringsanlegg (CHP⁵) og utskiftning av ineffektive kjeler og ovner, e.g. se [Regjeringen5].

For offshoreindustrien er BREF for store forbrenningsanlegg (BREF-LCP⁶) relevant, se OLFs *Veiledning for Energiledelse*, [OLF3], <http://www.olf.no/?31687.pdf>.

⁴ *End-of-pipe techniques*: “Methods used to remove already formed contaminants from a stream of air, water, waste, product or similar. These techniques are called ‘end-of-pipe’ as they are normally implemented as a last stage of a process before the stream is disposed of or delivered.” Se <http://www.greenfacts.org/glossary/def/end-of-pipe-techniques.htm>

⁵ CHP = Combined Heat and Power

⁶ BAT-dokumentet for store forbrenningsanlegg (”Large Combustion Plants”); se http://www.sft.no/artikkel_32030.aspx

Nærmere informasjon om arbeidet med utvikling av BREF - herunder program og status for arbeidet, samt full tekst til BREF (utkast og ferdige) - finnes på EIPPCBs nettsted, [EC1], www.eippcb.jrc.es. Der gis det også lenker bl.a. til dokumentene

- <http://eippcb.jrc.es/pages/FAbout.htm>: *IPPC BREF OUTLINE and Guide*, (bl.a. med diskusjon av BREF og “Techniques to consider in the Determination of BAT”)
- <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>: *Activities of the EIPPCB*, som igjen gir videre lenker til ulike BREF- dokumenter, (både draft og ferdige dokument).

2.4 Gjennomføring og evt. revisjon av BAT-prinsippet i EU

Under et møte i *European Policy Review Group* (EPRG) 23. april 2007, ble revisjon av IPPC- direktivet og BREF diskutert. Vi gir et kort referat. For flere detaljer, se Vedlegg C, evt. [Regjeringen4].

Det blir sagt at gjennomføringen av direktivet går bra, men at man ønsker innspill fra medlemslandene til revidering av direktivet for utbedring. Den komplekse lovgivningen er utfordrende. Dessuten er det for lite bruk av BAT. Kommisjonen ønsker derfor å diskutere følgende alternative løsninger med medlemslandene:

- *Bør BREF bli bindende?*
De fleste ønsker å begrense den store fleksibiliteten i BREFene, men ingen støtter et bindende regelverk på EU-nivå. Dette kan hindre innovasjon fordi det er vanskelig å oppdatere BREFene parallelt med utviklingen av ny teknologi. Norge mener at BREFene ikke bør gjøres bindende.
- *Bør flere direktiv for redusering av forurensning slås sammen til ett rammedirektiv?*
Mange er imot å slå sammen flere direktiv og ønsker heller at det lages klare standarder. Enkelte er positive til en sammenslåing hvis det er kostnadseffektivt.

Når det gjelder status med hensyn til bruk av BAT- prinsippet i petroleumsbransjen utenfor Norge, har vi i denne studien lite å bygge på. Men vi nevner at nettstedet til Oil & Gas UK, Environmental legislation, <http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/index.htm> ([OGUK]) gir et sterkt inntrykk av at både IPPC og BAT er klart og tydelig integrert i det britiske regelverket.

3 IPPC- direktivet og Norge (regelverk/lovgivning/offentlige dokument)

IPPC- direktivet stiller krav til forurensningsmyndighetenes oppfølging av virksomhetene og de plikter virksomhetene har i forhold til miljøet. Norges forpliktelser etter direktivet skal oppfylles ved bruk av forurensningsloven.

Forurensningsmyndighetene vil være bundet av både IPPC- direktivet og forurensningsforskriften i tillegg til at de må ta hensyn til de forpliktelsene som følger av Gøteborgprotokollen. Om kort tid vil også rådsdirektiv 01/81/EF, NEC (National Emission Ceilings) - direktivet bli bindende for Norge. Dette direktivet setter nasjonale grenseverdier for utslipp av SO₂, NO_x, NH₃ og VOC⁷ som skal oppfylles innen år 2010. Nivåene på grenseverdien vil med all sannsynlighet ligge på et tilsvarende nivå som Gøteborg-protokollen. (Kilde her er *Høringsuttalelse: Statoils søknader og tillegg til konsekvensutredning for gasskraftverk på Tjeldbergodden*, ref. [Bellona 1].)

Under ser vi kort på noen sider ved implementering/diskusjon av IPPC- direktivet / BAT-prinsippet i hhv

- Forurensningsloven.
- Implementering av IPPC direktivet og SFT/OLF.
- Forskrifter i oljevirkomheten.
- Stortingsmeldinger.
- Andre dokumenter fra regjering/departement.

3.1 IPPC-direktivet og forurensningsloven

Fra [SFT1] har vi klippet følgende tre avsnitt:

”Som følge av EØS-avtalen, er IPPC-direktivet også implementert i norsk lovgivning. Mens IPPC-direktivet innebar en omlegging av lovverk og forvaltning i flere europeiske land, har imidlertid systemet med integrert forurensningsbegrensning vært gjeldende rett i Norge siden lov om vern mot forurensning og om avfall (forurensningsloven) trådte i kraft i 1983. I realiteten ble det praktisert på grunnlag av de daværende separate lover siden de allerede eksisterende luft- og vannforurensningsmyndigheter kom under Miljøverndepartementet da dette ble opprettet i 1972.

Prinsippet i direktivet innebærer at forurensningsmyndighetene ved sin behandling av en utslippssøknad skal sikre at virksomheten drives på en slik måte at «energien utnyttes effektivt». Forurensningsmyndigheten må ha anledning til å ta dette i betraktning når den fastsetter vilkårene for tillatelse til en forurensende virksomhet. Dette nødvendiggjorde en utvidelse av hjemmelsgrunnlaget i forurensningsloven.

Direktivet krever at forurensningsmyndighetene⁸ skal sørge for at alle eksisterende anlegg innenfor IPPC-direktivets virkeområde, det vil si anlegg i drift før 31.10.1999, drives i samsvar med direktivets krav innen 31.10.2007. Dette innebærer at utslippstillatelser til eksisterende bedrifter må være gjennomgått, og vilkårene om nødvendig ajourført, eventuelt

⁷ Volatile Organic Compounds (Flyktige organiske forbindelser)

⁸ Forurensningsmyndighetene på riksnivå er Kongen, departementet og SFT.

i form av nye tillatelser, slik at eventuelle tiltak som måtte være nødvendige, kan være iverksatt før denne dato.”

Norske myndigheter plikter å sikre at virksomhetene som er omfattet av IPPC- direktivet benytter BAT, og at utslippsgrensene som fastsettes i en tillatelse er basert på BAT. I Norge var direktivet i hovedsak i tråd med allerede eksisterende bestemmelser i forurensningsloven, men forurensningsforskriften har et eget kapittel som gjennomfører direktivet mer i detalj, se [Regjeringen 2], ”*Næringslivets miljøansvar*” (jfr. Avsnitt 3.5 under).

Forurensningslovens definisjon av forurensning er meget vid, og omfatter alle typer utslipp og alle resipienter, <http://www.lovdatabasen.no/all/nl-19810313-006.html>. Loven har også etablert et system for søknad, behandling, fastsettelse og endring av tillatelser til å forurense. Tillatelsene gis av forurensningsmyndighetene.

Forurensningsloven oppfyller med sitt system IPPC- direktivet, men ivaretok ikke fullt ut direktivets «alminnelige prinsipper om den driftsansvarliges grunnleggende forpliktelser». Direktivet innebærer at forurensningsmyndighetene ved sin behandling av en utslippssøknad skal sikre at virksomheten drives på en slik måte at «energien utnyttes effektivt». Forurensningsmyndigheten må ha anledning til å ta dette i betraktning når den fastsetter vilkårene for tillatelse til en forurensende virksomhet. Dette gjorde det nødvendig med en utvidelse av hjemmelsgrunnlaget i forurensningsloven. Myndighet for dette er derfor tatt inn ved endring av forurensningsloven, (som trådte i kraft 01.01.2000), se [SFT1].

Forurensningsloven § 2 nr 3, jf §§ 11 og 16, fastsetter som retningslinje for behandlingen av saker etter forurensningsloven at det skal tas utgangspunkt i teknologi som gir best mulige miljømessige resultater. Konkret sier Forurensningsloven § 2 nr 3:

For å unngå og begrense forurensning og avfallsproblemer skal det tas utgangspunkt i den teknologi som ut fra en samlet vurdering av nåværende og fremtidig bruk av miljøet og av økonomiske forhold, gir de beste resultater.

3.2 Implementering av IPPC- direktivet og SFT/OLF

I Norge implementeres IPPC- direktivet gjennom utslippstillatelser fra SFT. I forhold til tidligere krav, inngår nå utslipp til luft som en del av tillatelsene. I BAT-begrepet tas det hensyn til tekniske og økonomiske vurderinger, herunder vurderinger av regularitet. BAT-tiltak vil derfor ikke være like for ulike innretninger eller for eldre og nyere innretninger. BAT er generelt implementert på sokkelen, og diskusjoner pågår med miljømyndigheter om løsninger for de enkelte felt og innretninger med hensyn til miljøtekniske tiltak og BAT. Ellers er installering av ny teknologi er lettere på nye enn på eksisterende felt. Se videre sammenstillingsrapporten *RKU⁹-Nordsjøen. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen* fra desember 2006, [OLF8].

Etter hvert som det foreligger BREF, vil SFT foreta en gjennomgang, og konklusjonene i de forskjellige BREF vil bli tillagt betydelig vekt i dette arbeidet, se [SFT1].

Energieffektivisering er sentralt i diskusjonen. IPPC-direktivet gjelder for de fleste energianlegg på norsk sokkel og kravet om integrerte tillatelser tilsier at forbrenningsutslippene til luft fra energianleggene offshore (dvs. fra kraftgenerering i

⁹ RKU = Regional Konsekvensutredning

gassturbiner og motorer) skal inkluderes i utslippstillatelser for feltene, se [SFT4]. Oppfølging av direktivet vil innebære endring av eksisterende utslippstillatelser der det fastsettes nye krav til utslipp til luft, samt krav til energieffektivitet. For eksisterende felt skulle direktivet vært oppfylt innen oktober 2007. Nye felt som etableres skal være i samsvar med direktivets krav fra det tidspunkt feltet settes i drift, hvilket innebærer at søknad om utslippstillatelse for nye felt må inkludere utslipp til luft, se [SFT5].

Ifølge [SFT4] forventes implementering av BAT særlig å påvirke utslipp av NO_x, CO₂ og energieffektiviteten ved kraftgenerering offshore. SFT vil komme tilbake til eventuelle nye krav som vil måtte stilles overfor industrien utover det som vurderes som BAT i henhold til IPPC- direktivet. Krav vil også gjelde energianleggene på sokkelen for å overholde forpliktelsene i Gøteborgprotokollen.

I tillegg til forbrenningsutslippene vil SFT med hjemmel i forurensningsloven også fastsette nye krav til de øvrige kildene for utslipp til luft fra feltene. Utslippskravene til nmVOC¹⁰ fra lasting og lagring av råolje, vil bli innplassert som del av vilkårene i en integrert utslippstillatelse, se [SFT4].

Vi tar her med en omtale av *OLFs veiledning til energiledelse*, [OLF3], som gir veiledning for felles retningslinjer ved etablering og drift av energiledelse. Dette har bakgrunn i SFTs krav til nye utslippstillatelser, bruk av BAT og effektiv energiutnyttelse som følge av IPPC- direktivet. Energiledelse er metodikk for en organisering av arbeidet med energi-bruk og - effektivisering, og er til en viss grad anvendt på flere norske felt. Energiledelse er lagt opp etter prinsipp for en generell forbedringsprosess med fasene: forpliktelse, planlegging, utførelse, kontrollering og forberedelse. Muligheten for å anvende BAT bør vurderes når virksomheten i planleggingsfasen av kretsløpet for energiledelse fastsetter mål for energieffektivisering.

Til slutt nevnes *OLFs Metode for Miljørettet Risikoanalyse (MIRA)*, [OLF6], som inneholder felles tilnærming og rammeverk for miljørisikoanalyser, basert på best tilgjengelige informasjon. Deres Appendiks A inneholder petroleumsforskriftens krav med hensyn til miljørisiko og beredskap. Rammeforskriftens prinsipp for risikoreduksjon sier at ALARP¹¹ skal følges. Det nevnes ikke noe om BAT.

3.3 Forskrifter i oljevirkosomheten

§ 9 av *Rammeforskriften* http://www.npd.no/regelverk/r2002/Rammeforskriften_n.htm sier følgende:

Rammeforskriften § 9 - Prinsipper for risikoreduksjon: Skade eller fare for skade på mennesker, miljø eller materielle verdier skal forhindres eller begrenses i tråd med helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen, herunder interne krav og akseptkriterier. Utover dette nivået skal risikoen reduseres ytterligere så langt det er mulig. Vurderinger ut fra denne bestemmelsen skal gjøres i alle faser av petroleumsvirkosomheten.

¹⁰ Non-methane VOC: Diverse flyktige organiske forbindelser, bl.a. benzen, etanol og formaldehyd, men eksklusiv metan.

¹¹ ALARP = As Low As Reasonably Practicable

Ved reduksjon av risiko skal den ansvarlige velge de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene som etter en enkeltvis og samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og fremtidig bruk gir de beste resultater, så sant kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjonen som oppnås.

Dersom man mangler tilstrekkelig kunnskap om hvilke virkninger bruk av de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene kan ha for helse, miljø eller sikkerhet, skal det velges løsninger som reduserer denne usikkerheten.

Faktorer som kan volde skade eller ulempe for mennesker, miljø eller materielle verdier i petroleumsvirksomheten skal erstattes med faktorer som etter en samlet vurdering har mindre potensial for skade eller ulempe.

Veiledning til § 9 i Rammeforskriften sier eksplisitt:

Andre ledd gir blant annet uttrykk for BAT-prinsippet. I dette ligger det at den ansvarlige for petroleumsvirksomheten skal legge til grunn i sin planlegging og drift den teknologi og de metoder som etter en helhetlig vurdering gir de beste og mest effektive resultatene. Prinsippet kommer også til uttrykk i forurensningsloven § 2 første ledd nr. 3. Bestemmelsen i forurensningsloven henvender seg først og fremst til myndighetenes skjønnsutøvelse, slik at det har vært nødvendig å oppstille dette som et krav rettet direkte mot den ansvarlige for petroleumsvirksomheten. Kravet innebærer ikke noen endring utover det som har vært vanlig å stille som krav etter gjeldende rett.

Videre sier veiledningen til § 9 at tredje ledd gir uttrykk for det såkalte føre-var-prinsippet, og at fjerde ledd gjenspeiler en substitusjonstankegang ved at det skal velges alternative løsninger som ikke har den aktuelle risikofaktoren. - Vi bemerker også at det også foreligger en bestemmelse om energibruk i *Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten*.

Ellers er de overordnede rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel gitt i petroleumsløven. Innretningsforskriften (http://www.npd.no/regelverk/r2002/Innretningsforskriften_n.htm) stiller krav til design om utforming av innretninger, utstyr, sikkerhetsbarrierer osv. Det gis også føringer for virksomheten basert på nullutslippsmålet. I §56 er det stilt krav om at produksjonen offshore skal utformes slik at energibruken reduseres. Videre stilles det krav til energiledelse, generelt krav til reduksjon av utslipp til luft, samt avgifter for CO₂- og NO_x- utslipp. HMS-regelverket omfatter også bl.a. krav til teknologi, (jfr. [OED1]).

3.4 Stortingsmeldinger

Stortingsmeldinger utarbeides av sittende Regjering og er rettet mot forvaltningen, som skal sørge for gjennomføring av de føringer og mål som gis i meldingene. Under gjennomgår en del stortingsmeldinger, spesielt for å se om disse gir referanser til IPPC, BAT- prinsippet og behov for ny teknologi / tiltak. Merk at flere stortingsmeldinger også angir målsettinger og utfordringer med hensyn til utslipp, (se Kapittel 5).

3.4.1 Stortingsmelding nr 8 (2005-2006)

Denne Stortingsmeldingen, [St.meld. nr. 8] har tittel: *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdet utenfor Lofoten*. Den fokuserer på de miljømessige rammebetingelsene for en bærekraftig utnyttelse av havområdene. Målet er å sikre at miljøtilstanden opprettholdes der den er god, og at den forbedres der det er identifisert utfordringer. Meldingen sier at ”petroleumsvirksomheten i havområdet ut fra dette [er] underlagt skjerpede krav til utslipp, som er blant de strengeste i verden”.

Avsnitt 5.3 *Påvirkning fra petroleumsvirksomheten* angir bl.a. gjeldende nullutslippsmål for petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø, samt særlige krav til virksomheten i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Vi finner imidlertid ingen diskusjon av aktuell teknologi for størst mulig reduksjon av miljøskadelig utslipp.

Avsnitt 5.7 *Særlig om risiko for akutt oljeforurensning* diskuterer bl.a. statistikk over utslippshendelser som har inntruffet. Lite sies her om tiltak for å redusere sannsynlighet for uhellsutslipp; men når det gjelder store utslipp fra skip nevnes krav om seilingsavstand fra kysten, separerte trafikkleder og etablering av trafikksentral.

Meldingen påpeker at mer kunnskap kan fremskaffes ved å gjennomføre en mer formalisert og øket overvåking av sårbare områder. Og ved å samle erfaringer med ny aktivitet i havområdet, vil en bl.a. skaffe mer kunnskap om konsekvenser av utilsiktede utslipp. Den viser også til behov for forskning og nye tiltak. Men i meldingen finner en lite konkret om denne forskningen eller om aktuell ny teknologi.

Vi bemerker at når det refereres til *utvikling av ulykkesforebyggende teknologi*, blir BAT-prinsippet ikke nevnt. Det gis overhodet ingen referanse til IPPC- direktivet eller BAT-prinsippet i denne meldingen.

3.4.2 Stortingsmelding nr. 14 (2006-2007)

Denne Stortingsmeldingen [St.meld. nr. 14] har tittel: *Sammen for et giftfritt miljø – forutsetninger for en tryggere fremtid*.

Det blir referert til BAT- prinsippet og IPPC- direktivet i Avsnitt 7.2 *Reduserte utslipp fra landbasert industri*; under virkemidler og tiltak for å oppnå redusert utslipp. Her påpekes det at norske myndigheter generelt stiller krav til bruk av BAT- prinsippet for minst mulig utslipp av farlige stoffer. For virksomheter som er omfattet av IPPC- direktivet vil det stilles strenge krav til utslipp av miljøgifter, ved at BAT legges til grunn ved utslippstillatelser: Norske myndigheter skal være en internasjonal pådriver for å oppnå reduksjon og stans i utslipp av miljøfarlige stoffer, og skal arbeide for at kravet om at BAT skal legges til grunn i tillatelser, tolkes dynamisk og stadig oppdateres. Norge vil følge arbeidet nøye med å vurdere behov for revisjon av direktivet samt å komme med innspill. Regjeringen vil understreke at IPPC- direktivet er et minimumsdirektiv, og at norske myndigheter skal stille strengere krav enn hva som er å anse som BAT der dette er nødvendig ut fra nasjonale eller lokale hensyn.

Verken BAT-prinsippet, IPPC-direktivet eller tilgjengelige teknologier blir nevnt direkte i forbindelse med beskrivelse om målsettinger for olje- og gassvirksomhet

3.4.3 Stortingsmelding nr. 26 (2006-2007)

Denne Stortingsmeldingen [St.meld. nr. 26] har tittel: *Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand*. En slik Stortingsmelding kommer annethvert år og er regjeringens viktigste

dokument for en samlet framstilling av miljøpolitikken. Langsiktige konkrete strategiske mål for å oppnå ønsket miljøtilstand fastsettes. Utviklingen av miljøtilstanden og status i forhold til strategiske og nasjonale mål presenteres. Ny teknologi blir diskutert. Se også Kapittel 5 under.

Regjeringen vil videreutvikle arbeidet med å fremme bruk av miljøteknologi, samt at Norge skal ligge i front når regelverk iverksettes.

Det angis at SFT og fylkesmannens miljøvernavdelinger arbeider med endringer i utslippstillatelsene til de virksomheter som omfattes av IPPC- direktivet. I kapittel 9 ”Et stabilt klima og ren luft”, refereres det kort til BAT- prinsippet, og fra hvilke datoer dette prinsippet gjelder.

3.4.4 Stortingsmelding nr. 34 (2006-2007)

Denne Stortingsmeldingen [St.meld. nr. 34] har tittel: *Norsk klimapolitikk*. Under kapittel 12 om petroleumssektoren nevnes BAT i forbindelse med klimahandlingsplanen. Petroleums- tilsynets regelverk og tilsyn skal bidra til reduksjoner av klimagasser ved bl.a. å styrke anvendelse av best tilgjengelige teknologi og beste operasjonspraksis. Den nye teknologien det fokuseres på, er kraftforsyning fra land i form av offshore vindkraft og store, flytende vindturbiner som kan plasseres langt til havs. IPPC- direktivet blir ikke nevnt.

3.4.5 Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004)

Denne Stortingsmeldingen [St.meld. nr. 38] har tittel: *Om petroleumsvirksomheten*. Under kapittel 4 om miljøkonsekvenser nevnes BAT i forbindelse med utslipp til sjø i produksjonsfasen. Generelt vil det kreves at BAT er lagt til grunn, og konsesjons- myndighetene vil vurdere miljøkrav i forhold til den konkrete virksomheten og lokale resipientforhold for å sikre gode totale miljøløsninger. IPPC- direktivet blir ikke nevnt.

3.5 Andre dokument fra regjering/departement

Tre dokumenter er vurdert her. Først nevnes

1. *NOU 2002:7, Gassteknologi, miljø og verdiskapning, OED*, se [Regjeringen5]. Her refereres det til BAT og IPPC, uten å gå i noen detalj.

Deretter ser vi på

2. *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Program for utredning av konsekvenser – Sektor Petroleum og Energi. September 2007, [OED1].*

I forbindelse med regjeringens utarbeiding av en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet er det utarbeidet et program for utredning av konsekvenser for petroleum og energi. I tillegg til petroleum skal det lages tre andre sektorvise utredninger av konsekvenser, hhv for skipstrafikk, fiskeri og ytre påvirkninger.

Sektorutredningen for petroleum skal utføres av OED og relevante fagmyndigheter og skal sendes på høring april 2008. Utredningen tar bl.a. for seg tema som *Forurensning* (utslipp til luft, regulære og akutte utslipp til sjø) og *Miljøteknologi og oljevernberedskap* (forebyggende og konsekvensreduserende).

Kommentar: Tilgjengelig teknologi og teknologi i bruk og under utvikling blir presentert, men vurderinger av teknologi som er BAT blir ikke nevnt, (BAT nevnes i parentes). I forvaltningsplanen blir miljøteknologi definert som teknologi av betydning for å redusere regulære utslipp, forebygge akutte utslipp, bekjempe ulykker ved kilden og øke effektiviteten av beredskap. Det vil gis en oversikt over miljøteknologiske løsninger som anvendes i dag og teknologier under utvikling/utprøving samt fremtidige mulige teknologier.

Videre ser vi på dokumentet

3. *Næringslivets miljøansvar*, [Regjeringen 2].

Norske myndigheter ønsker å føre en aktiv politikk for at næringslivet skal utvise ansvar for miljøet, både når det gjelder utslipp av miljøavgifter og avgjørelser og teknologier som minimerer utslipp av miljøgiftene. Alle typer bedrifter kan bidra med løsninger til dagens miljøutfordringer. Myndighetenes rolle i forhold til næringslivet blir også diskutert, samt tiltak for å styrke næringslivets miljøansvar.

Rapporten har bl.a. for seg følgende emner:

Internasjonal handel

Bedrifter som er sentrale handelsaktører blir også viktige aktører i miljøsammenheng. Import fra land med manglende krav til miljø, kan medføre miljøbelastninger. Eksport til slike land kan brukes til å fremme mer miljøvennlige løsninger og ha en positiv effekt på miljøet.

Produksjon i utlandet

I Norge stilles det miljøkrav gjennom konkret lovbruk. Ved flytting av produksjon til utlandet der andre miljøkrav er gjeldende, er det viktig at bedriften selv tar miljøansvar.

Miljøinformasjon og miljørapportering

Alle næringer i Norge omfattes av Miljøinformasjonsloven av 2003, som pålegger virksomheter å ha kunnskap om og informere om forhold ved egen virksomhet som kan medføre en ikke ubetydelig påvirkning på miljøet. Det er også gitt en oppsummering av IPPC- Direktivet og krav om BAT og forurensningsloven samt en oppsummering av internasjonal miljørapportering.

Sentrale internasjonale miljøutfordringer

Utslipp av miljø- og helsefarlige kjemikalier og utslipp av klimagasser er blant de antatt mest alvorlige miljøtruslene. Dette emnet inneholder en opprøpning av tiltak og konvensjoner for utslippsreduksjon uten å nevne miljøteknologi.

Kommentar: Det skrives i rapporten om en rekke lover, direktiver og konvensjoner i forbindelse med utslipp og forurensning. I forbindelser med aktuelle miljøreguleringer nevnes formålet med IPPC- direktivet med krav om bruk av BAT- prinsippet. Næringslivets ansvar i forhold til bruk av og utvikling av ”beste teknologi” (BAT) blir ikke nevnt.

Til slutt i dette avsnittet ser vi også på hjemmesidene til Miljøstatus i Norge http://www.miljostatus.no/templates/Page_3389.aspx, Tema: Miljøovervåking, [MSiN2].

Miljøovervåking er en systematisk innsamling av data ved hjelp av etterprøvbare metoder, om mulig basert på en hypotese om årsaks- virkningsammenheng. Miljøovervåking omfatter både påvirkning, effekter og miljøtilstand. Målet er å dokumentere miljøtilstand og utvikling av menneskeskapt påvirkning eller naturlige endringer; både langsiktig og tidsavgrenset; både nasjonalt, regionalt og lokalt.

Kommentar: Overvåkningsprogrammer for vannforurensning omfatter innsjøer, kystområder og elver, men det nevnes ikke en spesifikk overvåkning for havområdene utenfor kysten. Dette gjelder også for kjemikalier. Når det gjelder utslipp til luft inngår utslipp fra petroleumsvirksomheten under bl.a. overvåkning av klimagasser. Det refereres ikke til BAT eller IPPC.

3.6 Kommentarer

Rammeforskriften refererer til BAT i sin veiledning til andre ledd av § 9, men på en noe vag måte. Vi kan savne en mer konkret henvisning til IPPC- direktivet og definisjon/utdyping av BAT- prinsippet; se avsnittene 2.1-2.2 foran. Eventuelt kunne det også vært referert til BREF, se Avsnitt 2.3. Det er derfor et mulig behov for konkretisering og harmonisering av norsk regelverk?

Stortingsmeldinger og andre dokument fra regjering departement har lite eksplisitt referanse til BAT og IPPC- direktivet, også i gjennomgang av nasjonale mål.

Generelt kan en savne

- Klarere retningslinjer for hvordan identifisere BAT.
- At BAT- begrepet tydeligere relateres til miljømessige mål som settes opp.
- Status mht BREF dokumenter og bruk av disse. Er disse bindende?
- Klarere regler med hensyn til bestemmelse av ELV.
- Næringslivets ansvar i forbindelse med utvikling og bruk av ”beste teknologi” (BAT).

4 Bruk av BAT prinsippet i Norge ved utslippsgodkjenning

Det er gjort noen få søk på BAT kombinert med ulike oljeselskap. Dette kapittelet gir noen eksempler på i hvor stor grad det er gitt referanse til BAT i forbindelse med godkjenningsprosessen. Vi refererer fire ”case”.

4.1 Case I: Miljøverndepartementet om nmVOC utslipp fra lasting og lagring av råolje

Utslipp/avdamping av nmVOC har helseskadelig effekter, (se Avsnitt 5.2.3), og i denne forbindelse viser vi til dokumentet fra Miljøverndepartementet, (se [Regjeringen 1]):

- *Avgjørelse av klager over tillatelse til nmVOC-utslipp fra lasting og lagring av råolje offshore fra 2001, (ang. Norne, Gullfaks, Åsgård, Heidrun, Statfjord og Yme).*

Klagen var fra Statoil, Norsk Hydro, Esso Norge og Norske Shell. Avsnitt 4 i dokumentet angår krav til utslippsreducerende teknologi, og inneholder bl.a. ulike vurderinger angående BAT, henholdsvis fra oljeselskapene og Miljøverndepartementet.

Flere oljeselskap anfører at det ikke er noen nåværende tilgjengelig teknologi som oppfyller kravet til designfaktor og regularitet. De anfører at selskapet oppfyller kravene ved å installere BAT uavhengig av hvor stor nmVOC- reduksjon som oppnås ved dette. Kravet fastsatt av SFT ligger etter deres syn betydelig høyere enn BAT, og er i strid med loven og IPPC- direktivet.

Imidlertid anser ikke *Miljøverndepartementet* det nødvendig å ta stilling til om de krav som er satt til teknologien i denne saken overstiger BAT- kravet eller ikke. ”IPPC- direktivet gir hjemmel for å sette strengere krav, og forurensningsloven § 2 nr 3 gir heller ikke begrensninger i så måte. Det avgjørende i denne saken er derfor ikke teknologiens forhold til BAT, men avveiningen av om tiltaket står i rimelig forhold til de skader og ulemper som skal unngås, jf forurensningsloven § 7 annet ledd.” De mener også at det er tilgjengelig teknologi som oppfyller kravene.

Her ser vi dermed et eksempel på at det refereres til BAT og IPPC fra oljeselskapenes side, med det formål å få *reduerte* krav! Miljøverndepartementet angir at Norge ifølge Geneve-protokollen (av 18. november 1991 under ECE¹²-konvensjonen av 13. november 1979 om langtransporterte luftforurensninger) er forpliktet innen 1999 å redusere utslippet av nmVOC med 30 % i forhold til utslippene i 1989, mens Norge i perioden har *økt* utslippet med 40 %. Protokollen gjelder for fastlands-Norge og i økonomisk sone sør for 62. breddegrad, men Norge ga ved undertegning muntlig erklæring om at det vil bli gjennomført tilsvarende tiltak, *basert på BAT og innen det som er økonomisk forsvarlig* for å redusere utslippene fra oljevirkomheten også nord for 62. breddegrad.

Bakgrunnen for de kravene som rettes mot norsk oljevirkomhet om reduksjon av nmVOC-utslippene er derfor at Norge i dag bryter våre internasjonale forpliktelser om å redusere utslippene av nmVOC. Tiltaksanalyse til SFT (se rapport [SFT6]) viser at de mest kostnadseffektive tiltakene for å få ned utslippene av nmVOC er å redusere utslippene fra

¹² United Nations Economic Commission for Europe (FNs økonomiske kommisjon for Europa)

oljevirkosomheten. Disse vurderingene kan tilsynelatende synes å ”overstyre” BAT-prinsippet. Eller snarere, departementet bryr seg ikke med å ta opp en diskusjon om hvorvidt kravene faktisk er ”strengere enn BAT”, som oljeselskapene hevder. Dette kan evt. tolkes som at bruk av BAT-prinsippet (på dette tidspunkt) ikke sto spesielt sterkt i Departementet.

4.2 Case II: SFT om NO_x utslipp fra gassturbiner

Vi har sett etter referanser til BAT i dokumentet:

- *SFTs kommentarer til konsekvensutredningen for energianlegget på Snøhvit-feltet utenfor Hammerfest, 2002, [SFT3].*

Dette dokumentet gjelder BAT for NO_x -utslipp fra gassturbiner og naturgassanlegg. Statoil har oppgitt BAT utslippsnivået for NO_x -utslipp fra gassturbiner til 25 ppm i konsekvensutredningen.

SFT gjør Statoil oppmerksom på at BAT for gassturbiner også er renseteknologier som for eksempel SCR (Selective Catalytic Reduction) som kan klare nivåer ned mot 3 - 5 ppm. I EUs BREF for oljeraffinerier og naturgass anlegg (Natural Gas Plant Sectors) angis hvilke utslippsnivåer som er mulig å oppnå ved bruk av ulike teknikker som anses som forenlig med IPPC-direktivets krav om BAT. Det framgår av dette dokumentet at BAT for gassturbiner er bl.a. *tørr lav- NO_x brenner* og *SCR*, og at det for gassturbiner ved bruk av naturgass er mulig å oppnå BAT-utslippsnivåer ned mot 10 ppm. Dokumentet er veiledende ved fastsettelse av teknikker og utslippsnivåer som skal anses som BAT.

Etter SFTs vurdering er SCR blant de teknologiene som er relativt enkelt å etterinstallere når en har tilrettelagt for det bl.a. ved å sette av tilstrekkelig plass. Kostnadene er imidlertid lavere ved å inkludere renseanlegg fra begynnelsen av.

Dette er åpenbart et eksempel på at BAT-prinsippet og BREF er brukt som et middel til å komme fram til akseptabel teknologi /utslippsgrense.

4.3 Case III: Høringsuttalelse om NO_x utslipp fra gasskraftverk

Bellona påpeker i

- *Høringsuttalelse: Statoils søknader og tillegg til konsekvensutredning for gasskraftverk på Tjeldbergodden, [Bellona 1].*

at forurensningsloven oppstiller en del formål og retningslinjer i §§ 1 og 2 som vil være aktuelle når det gis tillatelse til oppstart av ny virksomhet. Etter § 2 nr 3 skal det bl.a. ”tas utgangspunkt i den teknologi som ut fra en samlet vurdering av nåværende og fremtidig bruk av miljøet og av økonomiske forhold, gir de beste resultater.” Bellona mener forskrift om begrenning av forurensing (forurensningsforskriften, 2004-06-01 nr 931) kapittel 36 er langt på vei identisk med IPPC- direktivet.

Bellona mener videre at det ikke hersker tvil om at det finnes teknologiske renseløsninger for NO_x som er vesentlig bedre enn hva det søkes om for dette anlegget, og som bringer

utslippene ned i et nivå på ca 5 ppm. Disse teknologiene er *SCR* og *SCONOX* (*Selective Catalytic Oxidation of NO_x*). At disse renseløsningene også er økonomisk og teknisk gjennomførbare vises ved at de er kommersielt tilgjengelige og i drift ved andre gasskraftverk. Fordi IPPC- direktivet er rettslig bindende gjennom EØS- avtalen og fordi det stiller strenge krav til konsesjonsbehandling av nye anlegg, er det ikke adgang til å gi utslippstillatelse for NO_x som ligger over 5 ppm. Bellona viser i denne sammenheng til saksbehandlingen av utslippstillatelsen til energianlegget til Snøhvit LNG, bl.a. SFTs brev til MD: ”Etter SFTs vurdering er kostnadseffektiviteten for bruk av SCR i et nytt anlegg akseptabel i lys av forpliktelsene Norge har i Gøteborg-protokollen.”

Her brukes også BAT- prinsippet aktivt i diskusjonen for å komme fram til (strengere) utslippskrav.

4.4 Case IV: Høringsuttalelse om nmVOC utslipp ved lasting og lagring av kondensat

Ormen Lange feltet hadde planlagt produksjonsstart oktober 2007. Gassen fra feltet ilandføres og prosesseres i et landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune. Fra Nyhamna planlegges et rørledningssystem for gass, Langeled, via plattform på Sleipner-feltet til Sør-England. Fra Nyhamna planlegges et nytt rørledningssystem. Lagring og lasting av kondensat på Nyhamna vil medføre avdamping av nmVOC. En oppsummering med kommentarer i forbindelse med høringen av konsekvensutredningene fra Hydro er gitt i

- *St.prp. 41 (2003-2004), Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v.*, [St.prp. Nr. 41].

Utslipp til luft vil foregå i henhold til tillatelser fra SFT, og det opplyses at BAT vil benyttes ved valg av alle tekniske løsninger. SFT påpeker at nye utbygginger og alle operasjoner offshore som hovedregel skal ha null miljøfarlige utslipp til sjø, samt benytte BAT ved valg av løsninger.

Arbeidet med minimering av miljøpåvirkning vil videreføres under prosjekteringen. Dette inkluderer design av renselanlegg i henhold til BAT, optimalisering av utslippsforhold for kjølevann og rensed vann, vurdering av alternative vektmaterialer i boreslam, optimalisert kjemikaliebruk i forbindelse med rørlegging og testing av rørledningene, prosedyre for tømning av rørledninger etter testing og tilkobling og minimering av sjøbunnsbearbeiding og steindumping av rørtraseer.

Utslipp til luft fra landanlegget vil være forholdsvis små som følge av kraftforsyning fra nettet og omfattende tiltak for varmegjenvinning og energiøkonomisering. Ormen Lange vil forholde seg til krav om BAT i henhold til IPPC- direktivet og underliggende dokumentasjon.

4.5 Kommentarer

Det må understrekes at dette kapittelet kun er basert på noen få ”stikkprøver”. Likevel gis noen oppsummerende kommentarer knyttet til bruk av BAT i saksbehandling:

1. I betraktning av at IPPC- direktivet gjelder for eksisterende virksomheter fra 31.10.2007, er det få treff på BAT og *eksisterende* felt. Derimot synes det som

BAT/IPPC- diskusjonen blir trukket inn i forbindelse med *nye* felt/anlegg, (bl.a. Snøhvit, Ormen Lange).

2. Dokumentene her *refererer* til BAT, men samlet demonstreres det knapt at BAT-tankegangen representerer en basis. Det er få forsøk på å konkretisere hva som er BAT innen området.
3. I forbindelse med BAT synes det å være fokus på tekniske løsninger; ikke operasjon / operasjonelle endringer.
4. Det er neppe tilfeldig at vi stort sett får treff på BAT når det gjelder utslipp til luft. Kun i det siste case (Ormen Lange 2007) refereres det også til utslipp til sjø.

5 Utslipp - Nasjonale mål og utfordringer

I dette kapitlet diskuteres målsettinger i forbindelse med utslipp til sjø og luft. Spesielt har flere stortingsmeldinger angitt ulike målsettinger med hensyn på utslipp.

Målsetninger for å redusere forurensing av kjemikalier fra sektorer som tilfører naturen giftige kjemikalier blir lagt frem i [St.meld. nr. 14]. "Generasjonsmålet" sier at utslipp og bruk av helse- og miljøfarlige stoffer (prioriterte miljøgifter) kontinuerlig skal reduseres for å nå målet om å stanse utslipp av miljøgifter innen 2020.

Et sentralt overordnet mål med dagens risikostyring innenfor petroleumsvirksomheten er å redusere miljørisikoen ved virksomheten så langt det er praktisk mulig [St. meld. Nr. 8]. Regjeringen har som målsetting at norsk petroleumsvirksomhet skal være verdensledende og banebrytende på HMS og skal hindre at eksponering for helse- og miljøfarlige kjemikalier på og i arbeidet forårsaker sykdom eller skade [St. meld. Nr. 38]. Visjonen er også at norsk sokkel skal være ledende når det gjelder kunnskap og miljøteknologi i hele livsløpet til en petroleumsvirksomhet. Et av de prioriterte temaene er alternative energiløsninger/-teknologier, [OLF8].

I dette kapitlet 5 gis også en gjennomgang av de mest aktuelle utslipp fra petroleumsvirksomheten. Dette er i stor grad basert på OLFs nettsted, <http://www.olf.no/miljo>, se [OLF 1], og gis som et underlag for videre diskusjon bl.a. om behov for ny teknologi, (se Kapittel 6).

Også presentasjonen, *Utslipp fra Ormen Lange boring 2005, A/S Norske Shell, Årsrapportering til Statens Forurensningstilsyn*, [OLF4], gir en god oversikt over utslipp fra boring, utslipp av oljeholdig vann, bruk og utslipp av kjemikalier, og utslipp til luft, (men inneholder ikke mye om BAT).

Bruk av miljøteknologi skal bidra til at behovet for økonomisk vekst dekkes uten tilsvarende økte miljøbelastninger. Norsk næringsliv har markert seg innenfor miljøteknologi til skipsfart og olje- og gassvirksomhet de siste årene: Krav om rensing av produsert vann på oljeplattformene, om rensing av ballastvann og om tinnfrie bunnstoffer i skipsfarten har skapt internasjonale markeder for renseteknologier og produkter. Norsk offshorenæring er teknologisk i front internasjonalt både på miljøområdet og når det gjelder utvinningsgrad og reduksjon i omfanget av fukling av assosiert naturgass. Takket være innsats både fra næringslivet og fra Regjeringen er Norge i ferd med å bli et foregangsland innen fangst og lagring av CO₂. Norge er et av få land som deponerer CO₂ (Sleipner-feltet i Nordsjøen) og Regjeringen legger opp til at Norge fortsatt skal være ledende på dette området, [St.meld. nr. 26].

Kravene til industrien innskjerpes i samsvar med ny kunnskap og tilgjengelig teknologi. Utslipp av de prioriterte miljøgiftene skal stanses så langt som økonomisk og teknologisk mulig, både nasjonalt og internasjonalt. Gjennom samarbeid mellom tilsynsmyndighetene skal det helhetlige HMS- regelverket for petroleumsvirksomheten legge til rette for at tiltakene samlet gir størst mulig risikoreduksjon, [St.meld. nr. 14].

I dette kapitlet ser vi først på regulære utslipp til sjø, deretter regulære utslipp til luft, så akutte utslipp (både sjø og luft), og så en oppsummering av målsettinger. Videre gis en gjennomgang av aktuelle utfordringer i forbindelse med utslipp (Avsnitt 5.5).

5.1 Regulære utslipp til sjø

Her angis først de generelle (null)utslippsmålene. Deretter beskrives de viktigste utslipp til sjø med dagens status i forhold til utslippsmål.

5.1.1 Nullutslippsmålet

Olje- og gassindustrien er underlagt ambisiøse nasjonale mål for utslipp til sjø. Det ble i St.meld. nr. 58 (1996-1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling, fremsatt målet om null miljøskadelige utslipp innen 2005.

Petroleumsvirksomhetens nullutslippsmål skal bidra til at utslipp til sjø av olje og miljøfarlige stoffer ikke medfører helse- eller miljøskade eller til økninger i bakgrunnsnivåene av olje eller andre miljøfarlige stoffer over tid. Generelt gjelder at en skal ha ”ingen utslipp eller minimering av miljøskadelige utslipp av kjemiske stoffer”. Regjeringen vil prioritere substitusjon av røde og svarte kjemikalier i henhold til SFT sin klassifisering. Derfor vil utslipp av røde eller svarte kjemikalier bare aksepteres ved tungtveiende tekniske eller sikkerhetsmessige hensyn. Behov for ytterligere tiltak for å nå nullutslippsmålet vil vurderes i 2009. Det skal legges vekt på en helhetsvurdering, hvor man ser på det samlede utslipp av kjemikalier på sokkelen. Spesielt skal tiltaksbehov for reduksjon av det radioaktive stoffet TENORM utredes, [St.meld. nr. 8].

Nullutslippsmålet inneholder følgende punkter, [St.meld. nr. 26]:

- Ingen utslipp eller minimering av utslipp av naturlig forekommende miljøgifter
- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innenfor
 - SFTs svarte kategori (i utgangspunktet forbudt å bruke og å slippe ut),
 - SFTs røde kategori (høyt prioritert for utfasing ved substitusjon).
- Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av
 - olje, (komponenter som ikke er miljøfarlige),
 - stoffer innen SFTs gule kategori, (kjemikalier som ut fra iboende egenskaper ikke defineres i svart eller rød kategori og som ikke er oppført på PLONOR-listen) og stoffer innen SFTs grønne kategori, (kjemikalier som står på OSPAR¹³ sin PLONOR- liste, og som er vurdert til å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt),
 - borekaks,
 - andre stoffer som kan føre til miljøskade.
- Under normal drift gjelder ingen utslipp til sjø
 - av borekaks, (med uakseptable miljøegenskaper) og borevæske,
 - av produsert vann, (maksimum 5 % ved driftsavvik),
 - fra brønntesting.

For nordområdene er krav for utslipp til sjø ytterligere skjerpet i forhold til nullutslippsmålet som ellers gjelder; se bl.a. Avsnitt 5.1.4 om borekaks og borevæske.

For å nå målsettingen om null utslipp i 2020 legges sentrale prinsipper til grunn, hvorav *føre var- prinsippet*, *økt kunnskap*, *substitusjonsprinsippet*, *beredskap mot akutte utslipp* og *næringslivets eget ansvar* er noen av de aktuelle, spesielt mht petroleumsindustrien, [St.meld. nr. 14].

¹³ Oslo- og Pariskonvensjonen for utslipp til sjø

Måloppnåelse

Mange av feltene hadde implementert tiltak for å redusere utslippene og nå nullutslippsmålet innen utgangen av 2005. Det ble satset på å videreutvikle eksisterende separasjons- og renseteknologi, ta i bruk ny renseteknologi, minimere bruk av kjemikalier og reinjisere produsert vann. Enkelte av de planlagte tiltakene har imidlertid krevd noe lengre tid å gjennomføre. Endelig måloppnåelse for eksisterende felt vil derfor ikke kunne vurderes før i 2008 – 2009.

Regjeringen vil også foreta en omfattende gjennomgang av måloppnåelse og status for nullutslippsmålet, og på bakgrunn av denne vurdere behovet for eventuelle ytterligere tiltak.

For tilsatte kjemikalier anses målet om nullutslipp å være nådd. Det skal imidlertid fortsatt være sterkt fokus på substitusjon, (utskifting av kjemikalier med mindre miljøfarlige alternativer), for å sikre at også de resterende stoffene fases ut. Målet for naturlig forekommende miljøfarlige stoffer i produsert vann er ikke nådd i samme grad som for tilsatte kjemikalier. Det skyldes økning av utslippene av olje via produsert vann.

5.1.2 Produsert vann

I den daglige driften av innretningene offshore er produsert vann den viktigste kilden for tilførsel av olje til sjø. Dette vannet følger med oljestrømmen fra produksjonsbrønnene. Etter at vannet er skilt fra oljen blir det renset, og enten sluppet ut i sjøen eller pumpet tilbake til formasjoner under havbunnen.

Selv om vannet renses slik at det holder seg godt innenfor de renhetskrav som er satt av myndighetene, inneholder det små rester av olje og andre oppløste organiske forbindelser. Det inneholder også rester av kjemikalier som er tilsatt i produksjonen.

Flere av de største feltene på norsk sokkel er inne i en moden fase og produserer mer vann per enhet olje og gass enn tidligere. Dette gir økte volum produsert vann for sokkelen som helhet.

Den eneste mulige løsningen for å få en betydelig reduksjon av utslippene er per i dag reinjeksjon av vannet til trykkstøtte i de produserende formasjonene, eller injeksjon i en annen formasjon. Ny eller forbedret renseteknologi kan også bidra til å redusere utslippene til sjø. For nye felt, inkludert nye felt knyttet til eksisterende felt, kan det planlegges for reinjeksjon eller injeksjon allerede i konseptfasen.

Ifølge [SFT2] skal valg av renseteknologi være basert på BAT. Siden det ”i dag” (pr 2003) ikke finnes noen enkel renseteknologi som fjerner alle miljøfarlige stoffer og andre stoffer som kan føre til miljøskade, sies det at innretningsspesifikke løsninger må velges. Det må også tas hensyn til behov for økning av andre utslipp (for eksempel tilsatte kjemikalier) som vil føre til økt risiko for miljøskade.

Det er et mål under OSPAR-konvensjonen at det totale utslippet av olje via produsert vann innen 2006 skal reduseres med minst 15 % sammenlignet med utslippene i 2000 [St.meld. nr. 26]. På grunn av aldring av feltene på norsk kontinentalsokkel øker mengdene produsert vann. Det har vært en økning på 39 % i utslipp av produsert vann i perioden 2000 – 2005. Skal OSPAR- målet nås, må utslippene reduseres med 544 tonn i forhold til 2005 nivået.

Ved aktiviteter i nordområdene vil det ved normal drift være et krav om å hindre utslipp av produsert vann ved injeksjon, eventuelt annen teknologi. Maksimum 5 % av det produserte vannet kan ved driftsavvik slippes ut under forutsetning av at det renses før det slippes ut.

5.1.3 Kjemikalier

Utvinning av olje og gass krever bruk av kjemikalier både under utbygging, boring og drift. Kjemikaliene deles i fire kategorier etter deres miljøegenskaper.

Utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (rød og svart kategori) er redusert fra 4160 tonn i 1997 til om lag 96 tonn i 2005 (over 97 %). Det ventes ytterligere reduksjon i utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier i 2007. Petroleumssektorens prosentvise bidrag til de nasjonale utslippene til sjø var i 2004 på under 3 % for alle miljøgiftene på regjeringens liste over prioriterte miljøgifter som skal utfases innen 2020.

Målet om nullutslipp anses som nådd for tilsatte kjemikalier. Det skal imidlertid fortsatt være sterkt fokus på substitusjon (utskifting av kjemikalier med mindre miljøfarlige alternativer) for å sikre at også de resterende stoffene fases ut, og det forventes at det legges vekt på en helhetsvurdering av bruk og utslipp av tilsatte kjemikalier. I 2009 skal myndighetene vurdere måloppnåelse og behovet for ytterligere tiltak for å sikre at nullutslippsmålet nås for olje og naturlig forekommende stoffer i produsert vann fra petroleumsvirksomheten offshore. [St.meld. nr. 26].

[St.meld. nr. 26] har definert mål om full utfasing av resterende tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte og røde kategori. Substitusjon av tilsatte miljøfarlige kjemikalier er en generell målsetting for alle felt. Nasjonale resultatmål i forhold til kjemikalieutslipp er bl.a. følgende [St.meld. nr. 14]:

- Utslipp av *prioriterte* miljøgifter skal stanses eller reduseres vesentlig innen 2010.
- Utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø, skal kontinuerlig reduseres i den hensikt å stanse utslippene innen 2020.

Det legges frem nasjonale mål som innebærer stans eller vesentlig reduksjon av utslipp av angitte miljøgifter innen 2005 og 2010. Regjeringens liste over prioriterte miljøgifter omfatter 25 konkrete stoffer/stoffgrupper som skal stanses eller reduseres vesentlig (50-90% reduksjon i forhold til 1995) innen konkrete frister. Dette er delmål frem mot hovedmålet om fullstendig utfasing innen 2020. Av stoffer med mål om vesentlig reduksjon i 2010 inngår *Perfluoroktysulfonat (PFOS)-relaterte* stoffer som benyttes i brannskum offshore og *Polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH)* som finnes i produsert vann. Regjeringen vil innføre nasjonalt forbud mot PFOS i brannskum offshore. Dessuten vil regjeringen kartlegge utslipp, tilførsler og nivå av miljøfarlige stoffer, og på denne bakgrunn vurdere behovet for ytterligere utslippskrav, [St.meld. nr. 26].

De største kjemikalieutslippene kommer fra brønnboring, da kjemikaliene slippes ut sammen med utboret steinmasse og havner for en stor del på sjøbunnen rundt boreinnretningene. De fineste partiklene spres imidlertid vidt med havstrømmene, [MSiN1].

For nordområdene har regjeringen lag til grunn mål om at utslipp og tilførsler av helse- og miljøfarlige kjemikalier fra virksomhetene i området ikke skal bidra til å overskride bakgrunnsnivå for naturlig forekommende stoffer, og skal være tilnærmet null for menneskeskapte forbindelser, [St. meld. Nr. 8].

5.1.4 Borekaks og borevæske

I likhet med produsert vann, er det for nordområdene stilt særskilte krav om utslipp av borekaks og borevæske i tillegg til det generelle nullutslippsmålet. Borekaks og boreslam må reinjiseres eller tas til land for behandling. Borekaks og boreslam fra boring av topphullet vil normalt kunne slippes ut, men det betinger at utslippet ikke inneholder komponenter med uakseptable miljøegenskaper og at utslipp formelt er blitt tillatt av SFT, [St.meld. nr. 14].

5.1.5 Radioaktive stoffer

Utslippene av naturlig forekommende radioaktive stoffer fra reservoarene med produsert vann er økende på norsk sokkel. Utslippene ventes fortsatt å øke i årene framover, som følge av økte utslipp av produsert vann. Stoffene som slippes ut omfatter radium med nedbrytningsprodukter og har stor radiologisk giftighet.

Radioaktive stoffer avsettes som forsteininger og slagg i prosess- og produksjonsutstyr og er også uønsket av hensynet til mennesker og av produksjonsmessige årsaker.

Norge skal, som part i OSPAR, sørge for at utslipp av radioaktive stoffer innen 2020 blir redusert til nivåer der bidraget til konsentrasjoner i miljøet utover historiske nivåer er nær null, [St.meld. nr. 26].

For nordområdene har regjeringen lag til grunn mål om at utslipp og tilførsler av radioaktive stoffer fra virksomhetene i området ikke skal bidra til å overskride bakgrunnsnivå for naturlig forekommende stoffer, og skal være tilnærmet null for menneskeskapte forbindelser, [St. meld. Nr. 8].

5.2 Regulære utslipp til luft

Utslipp av gasser fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel består i hovedsak av tre typer: Karbondioksid (CO₂), Nitrogenoksider (NO_x) og flyktige organiske forbindelser (metan og nmVOC); se [OLF1]. Det slippes også ut noe av klimagassen metan (CH₄)¹⁴. Dessuten kom i 2005 ca. 3 % av de totale SO₂-utslippene¹⁵ i Norge fra petroleumsvirksomheten, hvorav forbrenning av diesel i motorene på flyttbare innretninger bidrog med 72 % av utslippene, [OLF5].

Her går vi gjennom ulike typer utslipp til luft, og angir samtidig hvilke mål som er satt mht disse utslippene.

Forpliktelsene for utslipp til luft for Norge totalt er forankret i Gøteborgprotokollen og ECE-protokollen, se for eksempel http://www.unece.org/env/lrtap/multi_h1.htm hvor det er fastsatt maksimale utslipp av hhv svoveldioksid (SO₂), nitrogenoksider (NO_x), flyktige organiske forbindelser (VOC) og ammoniakk (NH₃) fra 2010. Regjeringen arbeider nå med

¹⁴ I 2006 kom 12% av de nasjonale utslippene av metan fra petroleumsvirksomheten. Diffuse utslipp og kaldventilering bidrog mest med 54 %, deretter kom lasting og lagring med 32 % [OLF5].

¹⁵ Gjennom Gøteborgprotokollen er Norge forpliktet fra 2010 maksimalt å slippe ut 22 000 tonn svoveldioksid (SO₂) pr. år. Det betyr en utslippsreduksjon på 58 % målt i forhold til utslippsnivået i 1990. Utslippene var i 2005 på 24 100 tonn. Reduksjonsbehovet i forhold til 2005 er på 8 %. I konsekvensutredningen for petroleumsvirksomheten i Lofoten-Barentshavet, [OED1], er målsettingen 20 % reduksjon i SO₂-utslipp under boring og brønnoperasjoner.

å avklare hvilke virkemidler som skal benyttes for å overholde disse forpliktelsene. Gøteborgprotokollen anbefaler dessuten at det stilles krav om BAT.

5.2.1 Karbondioksid CO₂

CO₂ anses være den viktigste av klimagassene som bidrar til drivhuseffekten, som igjen kan føre til global oppvarming. Hovedkilden til olje- og gassvirksomhetens utslipp av CO₂ og NO_x er bruk av naturgass og diesellole i kraftproduksjonen på innretningene på offshore.

Petroleumssektoren stod i 2006 for 27 % av de nasjonale CO₂-utslippene, [OLF5]. Ca. 90 % av de totale CO₂-utslippene fra petroleumsvirksomheten er relatert til kraftproduksjon, og om lag 10 % er knyttet til faking. Utilsiktede nedstenginger og hendelser er hovedårsakene til faking.

De totale CO₂-utslippene fra olje- og gassvirksomheten har generelt vokst fra år til år som følge av økningen i aktivitetsnivået på norsk sokkel. Utslippene fra sektoren har økt med i underkant av 80 % i perioden 1990–2005. Imidlertid er CO₂-utslippene per produsert oljeekvivalent redusert med ca. 21 % i samme periode.

[OLF1] angir følgende: Generelt er det slik at de totale CO₂-utslippene øker i takt med mengden olje- og gass som utvinnes, og det er flere faktorer som samtidig påvirker energiforbruket ved produksjonen og dermed utslippene i negativ retning:

- Feltporteføljen på norsk sokkel blir mer moden. Det kreves relativt sett mer energi for å produsere fra felt i sen fase enn fra nye felt på grunn av at store mengder vann må håndteres sammen med oljen.
- Utviklingen går mot relativt sett mer gassproduksjon og mindre oljeproduksjon. Det kreves generelt mer energi for å produsere gass enn for å produsere olje.
- Gassforekomstene finnes lenger og lenger nord, og dermed i større avstand fra markedet. Det kreves mer energi jo lenger gassen skal fraktes i rør frem til leveringsstedet.

Det er satt ambisiøse nasjonale mål for reduksjon av klimagasser i St.meld. nr. 34 (2006-2007) om Norsk Klimapolitikk som anslås å kunne utløse en reduksjon i klimagassutslippene med mellom 3 – 5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i petroleumssektoren i forhold til den referansebanen (framskriving av utslipp i 2020 uten nye tiltak og virkemidler) som legges til grunn i Statens forurensningstilsyns tiltaksanalyse fra 2005, [SFT7]. SFT har i tiltaksanalysen til sammenligning anslått det tekniske potensialet for utslippsreduksjoner i petroleumssektoren i 2020 til 4,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Energiledelse, elektrifisering av innretninger og utvikling av utslippsfri kraft er prioriterte satsingsområder. Målene er baserte på anslag og vil måtte revurderes dersom endringer i framtidige prognoser, kostnader, teknologiutvikling eller andre vesentlige endrede forutsetninger tilsier det. Realiseres ikke målene, vil regjeringen vurdere ytterligere tiltak.

I samme stortingsmelding er regjeringens nasjonale langsiktige klimapolitiske mål at Norge skal være karbonnøytralt i 2050.

For petroleumsvirksomhet i nordområdene er målsettingen i konsekvensutredningen [OED1] sagt å være 20 % reduksjon for CO₂-utslipp under boring og brønnoperasjoner og under produksjon.

5.2.2 Nitrogenoksider NO_x¹⁶

NO_x er en fellesbetegnelse for nitrogenmonoksid (NO) og nitrogendioksid (NO₂). Dette er gasser som slippes ut som en del av eksosen fra de fleste typer forbrenningsprosesser. Norge er forpliktet gjennom Sofiaprotokollen¹⁷ til å redusere utslippene av NO_x-gasser. Kravet blir skjerpet når Gøteborgprotokollen trer i kraft i 2010.

Olje- og gassindustrien er en betydelig utslippsskilde i nasjonal sammenheng. NO_x-utslippene fra norsk sokkel representerte 27 % av de nasjonale utslippene i 2006 mot 25 % i 2005. Rundt 90 % av oljeindustriens NO_x-utslipp kommer fra brenngass og diesel i turbiner og motorer på offshoreinstallasjonene. Rundt 10 % stammer fra gassfakling. Oljeindustrien jobber for å redusere NO_x-utslippene ved å ta bruk turbiner med mer miljøvennlig forbrenningsteknologi.

Ifølge Gøteborgprotokollen er Norge forpliktet til å i 2010 maksimalt slippe ut 156 000 tonn NO_x. Det betyr en utslippsreduksjon på 27 % målt i forhold til utslippsnivået i 1990 og 21 % i forhold til 2005. Utslippene var i 2006 på 194 500 tonn (foreløpige tall). Nivået ventes å være om lag 193 000 tonn i 2010, basert på tilgjengelige virkemidler i 2006. Petroleumssektoren stod i følge [OED1] i 2001 for 23 % av de totale NO_x-utslippene.

For petroleumsvirksomhet i nordområdene er målsettingen i konsekvensutredningen [OED1] sagt å være 85 % reduksjon for NO_x-utslipp under boring og brønnoperasjoner. Under produksjon blir målsettingen fastsatt til 85 % reduksjon ved full last.

5.2.3 Flyktige organiske forbindelser (nmVOC)¹⁸

Flyktige organiske forbindelser utenom metan har fellesbetegnelsen nmVOC. VOC er en engelsk forkortelse for *volatile organic compounds*. Denne typen forbindelser fordampes blant annet fra olje.

Oljevirkosomheten er den største norske enkeltkilden til utslipp av nmVOC. Totalt stod petroleumsaktiviteten for omlag 40 % av de norske utslippene i 2006, [OLF5]. Hoveddelen av utslippene oppstår under lagring og lasting/lossing av råolje til havs og på landterminaler med 89 %. Mindre utslipp kan også oppstå på behandlingsanlegg for gass og dersom det oppstår lekkasjer i anlegg. Slike utslipp har man ikke på felt som fører oljestrømmen til land i rør.

På en del nyere oljefelt som er bygget ut, er lagerløsningen på feltet basert på en flytende innretning. Slike løsninger, hvor oljen lagres under atmosfæriske forhold og trykk, kan gi høyere utslipp av flyktige organiske forbindelser enn tilfellet er på felt som har lagerceller i fundamentet. Her oppstår det også utslipp i kjeden mellom produksjon og lagring.

Oljeselskapene har i flere år arbeidet for å gjøre teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengelig på bøyelasteskip som går i skytteltrafikk fra felt med lastebøyer på sokkelen. Teknologien er utprøvd og bidrar til å redusere utslippene fra lasting med i størrelsesorden 70 %. De flyktige organiske forbindelsene blir da gjenvunnet og ført tilbake i oljelasten. Andre løsninger er også under utvikling.

¹⁶ Informasjonen i dette Avsnittet er i helhet hentet fra [OLF1] og fra [St.meld. nr. 26].

¹⁷ NO_x-protokollen av 1988 (Sofiaprotokollen) hvor partene forplikter seg til å stabilisere sine utslipp av nitrogenoksider på 1987-nivå innen 1994.

¹⁸ Informasjonen i dette Avsnittet er i helhet hentet fra [OLF1] og fra [St.meld. nr. 26].

Gjennom Gøteborgprotokollen er Norge forpliktet å fra 2010 maksimalt slippe ut 195 000 tonn flyktige organiske forbindelser (nmVOC) pr. år. Det betyr en utslippsreduksjon på 34 % målt i forhold til utslippsnivået i 1990. Utslippene av nmVOC var i 2006 på 196 400 tonn (foreløpige tall).

For petroleumsvirksomhet i nordområdene er målsettingen i konsekvensutredningen, [OED1] at 95 % av avdampning under produksjon går igjennom gjenvinningsteknologi.

5.3 Akutte utslipp

Akutte utslipp beskriver utslipp som skjer ved et uhell. Av akutte utslipp innenfor Petroleumsstilsynets ansvarsområde er utblåsninger (under boring eller produksjon), rørledningslekkasjer, kollisjoner mellom fartøy og innretning, samt akutte kjemikalieutslipp, se [SINTEF1]. Prosesslekkasjer fra produksjon kan også forekomme. Antall akutte utslipp har gått klart ned de siste årene, men utslippt volum har variert. Det skjer fortsatt lekkasjer av olje og kjemikalier fra petroleumsvirksomheten, og er derfor et krav til forbedring. [OED1].

Historiske hendelser

Statistikk fra SFT i perioden 1982-2000 viser at det skjer en rekke mindre akutte oljeutslipp årlig på sokkelen. Alle skyldtes produksjonsuhell og uhell i forbindelse med håndtering av slanger og ventiler under normal drift. [St. meld. Nr. 8]. Fram til 2002 utgjorde akutte utslipp omtrent en fjerdedel av de totale oljeutslippene, [St. meld. Nr. 25].

Statistikk mottatt fra Ptil for årene 2003-2006 viser at akuttutslipp av kjemikalier har avtatt fra ca 950 kubikkmeter i 2003 til ca 450 kubikkmeter i 2006. Akuttutslippene av kjemikalier er dermed atskillig mindre enn de regulære utslipp.

Akutte oljeutslipp i samme periode (2003-2006) varierer sterkt. Totale utslippsmengder er størst i 2003 med ca 900 kubikkmeter; lavest i 2004 og 2006, med utslipp i størrelsesorden 100 kubikkmeter. Og for 2007 får vi åpenbart en meget høy utslippsmengde. I desember 2007 hadde vi det nest største utslipp på norsk sokkel. Da ble ca 4.000 kubikkmeter olje sluppet ut, fordi slangen fra en lastebøye røk.

Bravo-utblåsningen på Ekofisk-feltet i 1977 er det eneste tilfelle av ukontrollert oljeutblåsning på norsk sokkel. Da ble 12.700 kubikkmeter olje sluppet ut. Andre betydelige uhellsutslipp har skjedd på Statfjord-feltet i Nordsjøen i 1992 og på Draugen-feltet i Norskehavet i 2003.

Målsettinger

Det synes ikke være klare målsettinger for akutte utslipp. Men regjeringen har som mål at håndtering av risiko for akutt oljeforurensning skal stå sentralt, [St. meld. Nr. 8].

Tar vi utgangspunkt i nullutslippsmålet, gjelder null utslipp eller minimering av utslipp. Fra denne definisjonen i nullutslippsmålet betyr det at målet oppnås selv om det forekommer "minimale" akutte utslipp.

Målsettingen for utslipp av kjemikalier er også gitt ved nullutslippsmålet over, og gjelder på samme måte som for olje en minimering av utslippsmengdene, dvs. også en minimering av både antall akutte kjemikalieutslipp og utsluppet mengde.

Fra myndighetenes side legges det dessuten opp til nulltoleranse ovenfor alle typer undervannslekkasjer, også ovenfor veldig små lekkasjer som kanskje har vært tolerert i Nordsjøen. Denne holdningen vises i OG21 dokumentet ”Technology strategy for The Arctic”, se [OG21], hvor det står: “There is a need [...] for early warning systems based on detecting leaks at the source (e.g. subsea leak detection).”

Det er med andre ord et krav om at det skal være permanent installerte lekkasjedeteksjons-systemer på undervannsinstallasjonene for å oppdage eventuelle lekkasjer, [OLF8], (se Avsnitt 6.4.1 for beskrivelse av teknologi).

Vi har funnet lite om akutte utslipp av gass. Det er ikke referert til mange historiske hendelser med akutte utslipp til luft selv om det har vært flere små og store gasslekkasjer fra petroleumsvirksomheten gjennom historien. I miljørapporten [OLF5] defineres akutte utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten som utslipp av halon og andre utslipp. Det ser ikke ut som ordinære gasslekkasjer på plattformen regnes som akutte utslipp.

For utslipp til luft er det heller ikke funnet noen utslippsmål for sokkelen generelt, og dermed er det ikke noen mål for akutte utslipp til luft.

5.4 Oversikt med hensyn til målsettinger

En sammenfatning med hensyn til hovedmålsettinger og delmål for regulære utslipp til sjø for norsk sokkel er vist i Tabell 1 nedenfor. Hovedmålsettingen som ligger til grunn er nullutslippsmålet, (”null miljøskadelige utslipp innen 2005”). Tiltakene har imidlertid tatt noe lengre tid, og endelig måloppnåelse vil ikke kunne vurderes før i 2008-2009.

Det er også satt opp noen delmål under hovedmålsettingen, for eksempel:

- Totale utslipp av olje via produsert vann innen 2006 skal reduseres med minst 15 % sammenliknet med 2000.
- Utslipp av prioriterte miljøgifter skal stanses eller reduseres vesentlig innen 2010. Utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø, skal kontinuerlig reduseres i den hensikt å stanse utslippene innen 2020.

Videre er det satt opp en del strengere krav for nordområdene, både når det gjelder produsert vann, olje, borekaks, borevæske, radioaktive stoffer og kjemikalier. All virksomhet i nordområdene skal være tilpasset konfliktfri sameksistens med fiskerinæringen, [OED1].

Tabell 2 viser en oversikt over målsettinger for regulære utslipp til luft. Her gis ikke spesielle mål for sokkelen, Derimot er det satt opp generelle mål for Norge totalt, angående reduksjon av CO₂, NO_x og nmVOC utslipp. Dette er en del av Norges generelle forpliktelser forankret i Gøteborgprotokollen f.o.m. 2010. For nordområdene er det satt målsettinger om prosentvise reduksjoner med hensyn til utslipp av de samme gassene (basert på [OED1]). Brønnoperasjoner og brønntesting og utslipp av kjemikalier bidrar i liten grad til utslipp til luft, og disse utslipp er ikke med i denne tabellen.

For utslipp til luft ser det dessuten ut til å være individuelle målsettinger for ulike installasjoner og ulike operatører.

Tabell 1 Målsettinger for regulære utslipp til sjø fra norsk sokkel og for nordområdene spesielt

Utslipp	Norsk sokkel		Nordområdene Målsettinger	Kilder
	Hovedmålsetting	Delmål		
Utslipp under produksjon (se også utslipp av kjemikalier og utslipp av radioaktive stoffer)	<i>Produsert vann</i> : Null utslipp ved normal drift (maksimum fem prosent ved driftsavvik).	Det totale utslippet av olje via produsert vann innen 2006 skal reduseres med minst 15 % sammenlignet med utslippene i 2000.	<i>Produsert vann</i> : Null utslipp ved normal drift. Ved driftsavvik kan maksimum 5 % av det produserte vannet slippes ut under forutsetning av at det renses før det slippes ut.	St.meld. nr. 26, OED1
	<i>Olje</i> : Null utslipp eller minimering av utslipp		<i>Olje</i> : Null utslipp eller minimering av utslipp.	
Utslipp under boring	Null utslipp av borekaks med uakseptable miljøegenskaper.		Null utslipp av borekaks.	St.meld. nr. 26, OED1
	Null utslipp av borevæske.		Null utslipp av borevæske.	
Utslipp under brønnoperasjoner og brønntesting	Null utslipp fra brønntesting.		Ingen utslipp fra brønntesting.	St.meld. nr. 26
Utslipp av radioaktive stoffer	Null utslipp.	Reduksjon til nivåer der bidraget til konsentrasjoner i miljøet utover historiske nivåer, som følge av slike utslipp, skal være null innen 2020.	Utslipp og tilførsler av helse- og miljøfarlige radioaktive stoffer skal ikke bidra til å overskride bakgrunnsnivå for naturlig forekommende stoffer og skal være tilnærmet null for menneskeskapte forbindelser.	St.meld. nr. 26, St.meld. nr. 8
Utslipp av kjemikalier	Ingen utslipp eller minimering av utslipp av naturlig forekommende miljøgifter Null utslipp av svarte og røde kjemikalier i henhold til SFTs klassifisering. Null utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av gule og grønne kjemikalier i henhold til SFTs klassifisering	Utslipp av <i>prioriterte</i> miljøgifter skal stanses eller reduseres vesentlig innen 2010. (Herunder PFOS i brannskum og PAH i produsert vann.) Utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø, skal kontinuerlig reduseres i den hensikt å stanse utslippene innen 2020.	Utslipp og tilførsler av helse- og miljøfarlige kjemikalier skal ikke bidra til å overskride bakgrunnsnivå for naturlig forekommende stoffer og skal være tilnærmet null for menneskeskapte forbindelser.	St.meld. nr. 26 OED1, St.meld. nr. 8

Tabell 2 Målsettinger for regulære utslipp til luft i Norge generelt og for nordområdene spesielt

Utslipp	Generelt i Norge Målsettinger	Nordområdene Målsettinger	Kilder
Produksjon	<i>CO</i> ₂ : Norge skal være karbonnøytralt i 2050. Reduksjon med 7-8 millioner tonn <i>CO</i> ₂ -ekvivalenter.	<i>CO</i> ₂ : 20 % reduksjon.	OED1, St.meld. nr. 26, St.meld. nr. 34
	<i>NO</i> _x : Maksimalt 156 00 tonn totalt utslippt i 2010.	<i>NO</i> _x : 85 % reduksjon ved full last.	
	<i>nmVOC</i> : Maksimalt 195 000 tonn totalt utslippt i 2010.	<i>nmVOC</i> : 95 % av avdampning går igjennom gjenvinningsteknologi.	
Boring	<i>CO</i> ₂ : Norge skal være karbonnøytralt i 2050. Reduksjon med 7-8 millioner tonn <i>CO</i> ₂ -ekvivalenter.	<i>CO</i> ₂ : 20 % reduksjon.	OED1, St.meld. nr. 26, St.meld. nr. 34
	<i>SO</i> ₂ : Maksimalt 22 000 tonn totalt utslippt i 2010.	<i>SO</i> ₂ : 50 % reduksjon.	
	<i>NO</i> _x : Maksimalt 156 00 tonn totalt utslippt i 2010.	<i>NO</i> _x : 85 % reduksjon.	

Når det gjelder utslipp i nordområdene, blir det i [St.meld. nr. 8] sagt at krav om null utslipp så langt som mulig også må gjelde *landanlegg*.

I nordområdene er forøvrig målsettingen for utslipp fra *landanlegg* til sjø/luft knyttet til BAT- prinsippet, se [OED1]. Øvrige målsettinger synes ikke å være knyttet til BAT. Det er uklart hvorfor en ikke refererer til BAT også for offshore- anlegg/aktiviteter; (spesielt når det gjelder utslipp til luft, der en ikke har målsettingen om ”null utslipp”).

Målsettingen med hensyn til akutte utslipp synes ikke helt klar.

5.5 utfordringer

Det er mange utfordringer på veien mot utslippsmålene for petroleumsvirksomheten. Stortingsmeldinger nevner noen av disse, som oppsummeres nedenfor.

5.5.1 Klimautfordringer

Det er store kunnskapsutfordringer om klimaendringer, årsaksforhold og effekter av klimaendringene. I nordområdene eksisterer mindre omfattende grunnlagsdata for å gi detaljerte væropplysninger sammenlignet med andre havområder, noe som representerer en betydelig kunnskapsmangel, [St. meld. Nr. 8]. Dette kan føre til økt risiko for akutte utslipp som følge av for eksempel sterk vind eller høye bølger.

5.5.2 Utfordringer med økt energiforbruk

Økt energiforbruk ved produksjonen er en utfordring. Feltporteføljen på norsk sokkel blir mer moden. [MSiN1] understreker at utslippene fra et felt som regel øker med feltets alder. F.eks. kreves relativt sett mer energi for å produsere fra felt i sen fase enn fra nye felt; dette bl.a. på grunn av at store mengder vann må håndteres sammen med oljen og ”kunstig løft” pga redusert trykk i reservoaret.

Utviklingen går også mot relativt sett mer gassproduksjon og mindre oljeproduksjon. Det kreves generelt mer energi for å produsere gass enn for å produsere olje, se [OLF1].

Utfordringer i forhold til kraftforsyning fra land (se Kapittel 6) er størst i tilfeller der produksjonen er liten eller ligger langt fra land, da dette vil være både kostbart og teknisk vanskelig. Det er i dag heller ikke mulig å overføre større mengder elektrisk kraft til felt med produksjonsskip. Et betydelig ekstra kraftbehov fra Midt Norge og Hordaland ved kraftforsyning fra land vil bidra til å forsterke en allerede anstrengt kraftbalanse i disse områdene, [St. meld. Nr. 34].

5.5.3 Utfordringer med kjemikalieutslipp

Utfordringer knyttet til kjemikalier, er mangelfull kunnskap om eksponeringsfaren. I tillegg kan det være selskaper som ikke oppfyller kravene til risikovurdering av kjemikaliebruk og i mindre grad driver utfasing av helsefarlige stoffer. Manglende kunnskap om kjemikalieegenskaper er også en utfordring i forhold til resultatmålet om å definere hvilke kjemikalier som ikke skal brukes og slippes ut, se Avsnitt 5.1.3 (og [St.meld. nr. 14]). Enkelte oppløste komponenter i produsert vann kan heller ikke renses med den renseteknologien som finnes i dag, se nedenfor.

Dett kreves også flere kjemikalier for å få ut ressursene etter hvert som feltporteføljen blir mer moden og reservoarene tømmes, (jfr. Avsnitt 5.5.2).

5.5.4 utfordringer med produsert vann

De største oljeutslippene fra petroleumsvirksomheten kommer i dag fra utslipp av produsert vann, og denne produksjonen er forventet å øke frem til 2011. Med det produserte vannet følger det rester av olje og kjemiske stoffer, både kjemikalier som er tilsatt i prosessen og naturlig forekommene kjemiske stoffer.

I [St.meld. nr. 26] blir hovedutfordringen med hensyn til petroleumsvirksomheten sagt å være den store usikkerheten i de eventuelle langtidsvirkende effektene av utslipp av produsert vann. Dagens renseteknologi kan ikke rense alle komponentene i produsert vann. I dag er reinjeksjon eller injeksjon den beste løsningen for å nå nullutslippsmålet for produsert vann. Med dagens renseteknologi (pr 2002) er det hovedsakelig den dispergerte oljen (små oljedråper i vann) som renses, og de mest miljøfarlige forbindelsene (fenoler og PAH) fjernes i mindre grad, [St.meld. nr. 25].

De norske oljefeltene produserer i dag ca 1,2 kubikkmeter vann for hver kubikkmeter olje. En hovedutfordring er derfor å redusere produksjonen av vann, ved å kvitte seg med det så nær kilden eller brønnen som mulig. Når mengden vann som kommer opp på plattformen reduseres, går også kjemikalieforbruket og energiforbruk ned. På denne måten reduseres også totalt utslipp til miljøet, [OLF9].

Utfordringer i forbindelse med testing av viktige barrierer, er at de medfører utslipp av hydraulikkvæsker. Men slik testing er svært viktig for å hindre større akutte utslipp. Industrien arbeider med å erstatte kjemikalier (inkl. BOP- og hydraulikkvæsker) med uønskede miljøegenskaper, [OED1].

5.5.5 utfordringer med fakling

Fakling har i dag en viktig sikkerhetsmessig funksjon. En minimering av faklingsnivået må gjøres ved å følge opp gode driftsrutiner og ved å ha fokus på høy regularitet. Utsiktede nedstengninger og hendelser er hovedårsakene til fakling, og det er derfor også behov for å systematisk arbeide for å redusere antall ikke-planlagte nedstengninger for å holde faklingsnivået på et minimum.

5.5.6 utfordringer i forbindelse med akutte utslipp

Risiko for akutt forurensning er sammen med langtransporterte forurensninger de mest sentrale utfordringen frem mot 2020, [St.meld. Nr. 8].

Risikoforståelse er nødvendig for å forebygge ulykker. Som en del av dette må vi klargjøre hva vi vet og ikke vet, hva som er historie, og hva som er vurderinger av fremtiden, samt hvilke muligheter vi har for å påvirke, slik at aktivitetene kan gjennomføres på en forsvarlig måte. Vi må skaffe nødvendig kunnskap for å kontrollere risikoen. Risiko endrer seg over tid, blant annet i takt med aktivitetsnivå, iverksetting av tiltak, læring av ulykker, ny teknologi, nye arbeidsmetoder og oppfølging; se [St. meld. Nr. 8].

Risikoforståelse må settes i en løsningsorientert sammenheng, der hovedmålsettingen må være å tilrettelegge for konkrete handlinger for å kontrollere risiko. En helhetlig modell for risikoforvaltning må skape en risikoforståelse og tilrettelegge for at risikoanalyser kan brukes til å prioritere hvor kunnskapsbehov må dekket, hvor aktørene må mobiliseres for å kontrollere risiko i aktivitetene, og hvor myndighetene må forbedre rammene for risikoforvaltningen, [St. meld. Nr. 8].

Når det gjelder petroleumsvirksomheten sier [St.meld. nr. 8] at risiko for *akutt oljeforurensing* (sjøtransport og petroleumsvirksomhet) bl.a. er knyttet til ”aktørenes vilje til å oppfylle regelverk, herunder krav til utvikling av ulykkesforebyggende teknologi, kunnskap og arbeidsmetoder” (fra Sammendraget).

Det forekommer også mindre utilsiktede utslipp av borevæske, diesel eller hydraulikkvæsker, samt driftsavvik ved reinjeksjon av produsert vann. Det arbeides systematisk med å begrense omfanget av slike utilsiktede utslipp, [St. meld. Nr. 8].

5.5.7 Oppsummering med hensyn til utfordringer

De viktigste utfordringene for å nå utslippsmålene, er

- Teknologi for å oppnå målet om nullutslipp av produsert vann. Dagens teknologi kan ikke tilfredsstille dette, og i produsert vann forekommer også kjemikalier og radioaktive stoffer.
- Manglende kunnskap om kjemikalieegenskaper. Det gjelder bl.a. hvilke kjemikalier som bør prioriteres for utfasing, og eventuelle kjemikalier som det i dag er lovlig å slippe ut (i begrensede mengder), og som det må stilles krav om null utslipp av.
- Teknologi for redusere antall ikke-planlagte nedstengninger, for å holde faklingsnivået på et minimum.
- Teknologi for å unngå akutte utslipp under ulike operasjoner.
- Økt energiforbruk ved produksjon på norsk sokkel, siden feltporteføljen blir mer ”moden”.
- Kunnskap om årsaksforhold og effekter av klimaendringene; dette er relevant bl.a. i nordområdene i forbindelse med faren for akutte utslipp som følge av vind/bølgeforhold.

6 Utvikling av relevant miljøteknologi

I dette kapittelet gis en oversikt over ny relevant teknologi og ulike tiltak for å forebygge og redusere utslipp i forbindelse med petroleumsvirksomhet, både offshore og onshore, både til luft og til sjø.

Ulike effekter av tiltakene/teknologien vurderes. Primært gis positive og evt. negative effekter for miljøet. Eventuelle konsekvenser for storulykkesrisiko og for arbeidsmiljø/helse vurderes også (avsnitt 6.6).

I hovedsak benytter vi oss av Olje- og Energidepartementets rapport, *ULB-Miljøteknologi*, [OED1].

6.1 Oversikt over tiltak og miljøteknologi

Rapporten, [OED1] tar for seg hvilken teknologi som kan brukes for å nå de oppsatte utslippsmål gitt i utredningsprogrammet, (se Kapittel 5). Det blir drøftet teknologiske nyvinninger og mulighet for reduksjon av bl.a. CO₂ utslipp. Forutsetninger som legges til grunn for utredningen, er nullutslippsmålet og teknologiutvikling for å redusere innholdet av potensielt miljøskadelige komponenter i restutslipp.

Følgende generelle tiltak refereres:

- Færrest mulig innretninger over vannoverflaten.
- Overtrålbare havbunnsinnretninger, herunder rørledninger.
- Årstidstilpasset virksomhet, så lagt det er mulig.

[OED1] oppsummerer med å si at målsetningene gitt i scenariedokumentet kan oppfylles ved hjelp av eksisterende teknologi, samt av teknologi som er under utvikling. Dette er imidlertid kostnadskrevenende, og vil ikke nødvendigvis gi ”de mest effektive løsninger sett fra et totalt miljømessig synspunkt”, (se siste linje i deres Sammendrag).

[OLF8] gir status over miljøtekniske løsninger, utslippsreducerende tiltak og virkemidler i arbeidet med at miljøkonsekvensene fra petroleumsindustrien skal være så små som mulig. Reduserende tiltak og tilgjengelige teknologier for å nå nullutslippsmålet nevnes i forbindelse med NO_x, nmVOC og CO₂.

[OLF8] inneholder også en oversikt over relevante forskningsprogrammer innenfor miljø og miljøteknologi for petroleumsindustrien. Noen av disse er

- “*Environmental Technology for the Future*” gjennom OG21¹⁹ initiativet skal bidra til at virksomheten på norsk sokkel kan drives med minimale miljøkonsekvenser samtidig som man oppnår en optimal ressursutnyttelse og verdiskapning innen norsk olje- og gassvirksomhet.
- *Petromaksprogrammet* som har aktiviteter gående bl.a. på reinjisering og behandling av produsert vann og miljøovervåkningssystem for bore- og produksjonsoperasjoner.
- *Demo2000* som har som mål å få i bruk nyutviklet teknologi.

¹⁹ Olje og Gass i det 21 århundre

Vi viser også til rapport fra Nullutslippsgruppen, *Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Status og anbefalinger 2003*, [SFT2], hvor det bl.a. står noe om kilder for utslipp og tiltak, spesielt med hensyn til nullutslippsmålet.

I de følgende to avsnitt gir vi nærmere oversikt over ny teknologi, tilgjengelighet av denne, og vurdering av effekter, primært basert på [OED1].

Tabell 3 gir en oversikt over tiltak og ny teknologi for å minimere regulære utslipp, både til sjø og luft. Teknologi for å forhindre regulære utslipp til sjø presenteres i Avsnitt 6.2, mens teknologi for regulere utslipp til luft vurderes i Avsnitt 6.3. Akutte utslipp behandles i Avsnitt 6.4, da særlig mht deteksjon av undervannslekkasjer og ny teknologi i forbindelse med *blow-out preventer* (BOP). I Avsnitt 6.5 nevnes noe internasjonal litteratur når det gjelder BAT. Diskusjonen i avsnittene 6.2-6.4 legger hovedvekten på effekter for ytre miljø. I Avsnitt 6.6 gis noen generelle kommentarer til konsekvenser av ulike tiltak / ny teknologi for storulykker og arbeidsmiljø/helse.

Tabell 3 Oversikt - tiltak og ny teknolog mht reduksjon av regulære utslipp

Aktivitet / medium	Avsnitt	Viktige tiltak/teknologi for å nå målsettinger (gitt i Kapittel 5)
Boring / utslipp til sjø	6.2.1	Oppsamling og ilandføring, evt. injeksjon, av <i>borekaks/borevæske</i> . Vannbasert <i>borevæske</i> og økt gjenbruk; evt. injeksjon. Mindre forurensende vektmaterialer i borevæske. Nye boreteknologier.
Boring / utslipp til luft	6.3.1	CO ₂ : Mer effektive boreprosesser. Mer effektive dieselmotorer.
		SO ₂ : Overgang til diesel med lavt svovelinnhold, e.g. marin diesel.
		NO _x : Motortekniske ombygginger. Vann-i-olje emulsjoner som drivstoff. Katalytisk rensing (SCR teknologi) som drivstoff.
Brønnoperasjoner/ Brønntesting / utslipp til sjø (luft)	6.2.2	Kun oppsamling vil oppfylle målet. Tynnhullstesting er interessant, men noe utviklingsarbeid gjenstår for dette. Tilsvarende for ”coiled tubing”. Nedihullstesting vil også oppfylle målsettingen, og er under utvikling. For testing ved produksjonsboring vil tilbakeproduksjon av oljen være mest aktuelle tiltak.
Produksjon / utslipp til sjø	6.2.3	Reinjeksjon; økes ved å installere parallelle systemer. Ulike renseteknologier. Også havbunnsløsninger og metoder for å redusere vannproduksjon er aktuelt.
Produksjon / utslipp til luft	6.3.2	Design av prosessanlegg for redusert energiforbruk. Kraftoverføring fra land. Øke rørdiameter for gasstransport. Redusert vannproduksjon. Redusert fakling. Bøyelasting. SCR.
Landanlegg / utslipp til sjø	6.2.4	Ulike renseteknologier; gjerne biologiske renseanlegg for avløpsvann eller reinjeksjon.
Kjemikalier / utslipp til sjø	6.2.5	Ved bygging av nye plattformer og modifikasjon av eldre tas hensyn til risikoen for <i>utilsiktet utslipp</i> . Kjemikaliesøl skal forebygges i designfasen (jfr. NORSOK). Substitusjon av kjemikalier. Optimalisere injeksjon/dosering ulike kjemikalier. Redusert vannmengde. Optimal piggfrekvens. Elektrisk oppvarming.
Landanlegg / utslipp til luft	6.3.3	Som for offshore. Reinjeksjon; gasskraftverk med CO ₂ håndtering.

6.2 Teknologi for å redusere utslipp til sjø

Teknologi for å redusere utslipp til sjø er fordelt på utslipp under boring, utslipp ved brønnoperasjoner og brønntesting, utslipp under produksjon, utslipp fra landanlegg og utslipp av kjemikalier.

6.2.1 Utslipp til sjø under boring

Oversikt over teknologi som også bidrar til å redusere utslipp til sjø under boring er vist i Tabell 4 nedenfor.

Tabell 4 Utslipp til sjø under boring – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Tynnhullsboring</i> , dvs. brønnene bores med tynnere tverrsnitt i alle brønnseksjoner.	Tilgjengelig, men krever borerigger som er tilrettelagt for denne teknologien.	+ Utslipp til sjø reduseres med opptil 80 %; (også reduksjon til luft). - Ved høye produksjonsrater kan det kreves flere brønner. Krav til større oppmerksomhet mht. avleiringer/utfellinger (hydrat, voks asfalten), dvs. øket bruk av kjemikalier
<i>Redusert antall hullseksjoner</i> ; dvs. ”hopper over” en hullseksjon.	Tilgjengelig, men anvendelighet er formasjonsspesifikk.	+ Kan gi opptil 50 % reduksjon i borevæske.
<i>Monobore</i> brønndesign; dvs. samme hulldiameter i hele brønnbanen.	Er utviklet siste fem år; implementeres i Mexico-golfen og på britisk sektor.	+ Mindre borerigger; ca 50 % mindre forbruk av borekaks og borevæske. + Spesielt interessant på dypt vann.
<i>Batch drilling</i> ; dvs. brønner på samme lokasjon bores sekvensielt.	Tilgjengelig.	+ Redusert bruk av borevæske (resirkulasjonseffekt); mindre kostnader.
<i>Neodrills PreCon-duct</i> , inkl. preinstallering av lederør (<i>conductor</i>) ved pæling fra rigg eller spesielle skip.	Tilgjengelig for vanddyb opp til 1000 m. Forutsetter noe grundigere <i>engineering</i> . Avhengig av havbunn.	+ Kaksvolum reduseres med 10-30 % for konvensjonell brønn. Eliminerer bruk av sement i topphullsseksjon. Reduserer risiko for brønninnsynkning.
<i>Riserless mud recovery (RMR)</i> ; dvs. brønnen påbegynnes gjennom en lederamme som 30” lederøret kan koples til.	Tilgjengelig.	+ Pumper borevæske og kaks tilbake til boredekk. Unngår utslipp fra topphullsseksjonen. (- Redusert risiko ved boring i grunn gass.)
<i>Ny boreteknologi</i> ; ny retningsboreteknologi; Flergreinsboring	Tilgjengelig; også datainnhenting fra de enkelte grener i brønnen.	+ Redusert antall brønner; dvs. mindre forbruk av kaks, borevæske og kjemikalier; samt redusert energiforbruk.
<i>Gjenbruk av borevæske</i> (rekondisjonering av borevæske)	Tilgjengelig. Gjenbruk for syntetisk og oljebasert borevæske er implementert teknologi.	+ Redusert bruk av kjemikalier - Vannbasert lite egnet når datainnsamling er en prioritet i operasjonen - Økt utslipp til luft (bl.a. transport) (- Kan hemme utvikling av alt. teknologi)

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Vannbasert borevæske i alle seksjoner</i>	Brukt i alle brønner i Barentshavet ”til nå”.	+ Mindre kjemikalieutslipp - Risiko for reservoarforsuring og dannelse av H ₂ S gass etter plugging av brønn; jfr hendelse på Deep Sea Delta.
<i>Alternative vektmaterialer (enn Barytt som har vært brukt tidligere)</i>	Driftserfaring med ulike alternativer foreligger; videre utprøving pågår.	+ Mindre tungmetaller; spesielt toksiske (bly, kvikksølv, kadmium) + Spesielt formeatbaserte (tunge) saltløsninger antas ufarlige for miljø; består av PLONOR-kjemikalier - Formeatbaserte muligens ikke gunstig ved boring av lange leirskiferseksjoner. - Noe ulike erfaringer med ilmenitt og hermanitt; (svært abrasiv ved feil partikkelstørrelse; til dels arbeidsmiljøproblemer knyttet til tilgrising)
<i>Injeksjon av borevæske og kaks</i>	Tilgjengelig, brukt i oljeindustrien i 15 år, forutsetter brønner innenfor kort avstand.	+ Redusert utslipp av borevæske og kaks - Øker utslipp av CO ₂ og NO _x
<i>Oppsamling og ilandføring av borekaks</i>	Tilgjengelig, teknisk-økologiske kriterier for valg av metode. Mange håndteringsmetoder	+ Redusert utslipp av borekaks
<i>Diverse tiltak på rigger til håndtering av bl.a. boreavfall, bore- og sementeringsvæsker, rense- og smøremidler.</i>	Tilgjengelig, men må tilpasses de enkelte innretningsforhold, krever omfattende logistiske og tekniske konsept	+ Reduksjon av diverse utslipp og avfall

Dessuten driver *Petromaksprogrammet* aktiviteter innenfor miljøovervåkningssystem for bore- og produksjonsoperasjoner. *Demo2000* har også aktivitet innenfor utvikling av system for retur av boreslam uten stigerør, [OLF8].

I alle faser av petroleumsvirksomheten foregår det seismiske undersøkelser, et viktig redskap for å kartlegge mulige hydrokarbonfeller i undergrunnen. En stadig utvikling innenfor seismisk innsamling, prosessering og visualisering har gitt positive utslag for tolking av undergrunnen, boring og plassering av brønner, noe som har redusert antall brønner og/eller bedret ressursutnyttelse. En slik utvikling vil da være med på å redusere risikoen for akutte utslipp i form av utblåsning og grunn-gass hendelser.

6.2.2 Utslipp til sjø ved brønnoperasjoner og brønntesting

Oversikt over teknologi som reduserer utslipp til sjø under ved brønnoperasjoner og brønntesting er vist i Tabell 5.

Tabell 5 Utslipp til sjø ved brønnoperasjoner og brønntesting – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Mer optimal forbrenning:</i> Bedre prosedyrer for databehandling, vanninjeksjon, design av dyser, tolkning av farge på røyk	Leverandørene mener det er lite å hente på ytterligere økt effektivitet ift kostnader	+ Redusert utslipp til luft av klimagasser + Reduserer risikoen for nedfall av uforbrent olje
<i>Wireline Formation Tester,</i> Formasjonstesteverktøy kjørt på kabel/borestreng	Tilgjengelig	+Eliminerer produksjon av råolje til overflaten
<i>Closed Chamber Testing (Lukket kammer testing)</i>	Umoden og lite brukt	+Eliminerer produksjon av råolje til overflaten + Begrenset testvolum
<i>Nedihullsproduksjon og injeksjon</i>	Under utvikling, usikkert når metoden er kommersielt tilgjengelig hos leverandørene, tidlig fase nedihullstesting tilgjengelig i dag	+ Vanlig prosessutstyr forbundet med testing ikke påkrevd + Bedret sikkerhet ved testing i formasjoner med høyt trykk
<i>Tynnhullstesting,</i> benytter produksjonsrør med mindre diameter fra en tynnhullsboret brønn	Tilgjengelig	+ Redusert volum av hydrokarboner til overflaten + Mindre utslipp ifm selve testen
<i>Kveilerørstesting (Coil Tubing Testing)</i>	Tilgjengelig	+ Redusert volum til overflaten - Usikkerhet knyttet til behandling av formasjonsvæske mtp å unngå hydrater
<i>Oppsamling av råolje på rigg/skip for transport til land</i>	Tilgjengelighet variabel for skipene	+ Oppsamling og bruk av råolje på land - Sikkerhetsmessige utfordringer ved lagring grunnet økt vekt på riggen - Gassen blir faklet
<i>Oppsamling av råolje og bruk av produsert fluid offshore, brenselsystem for råolje</i>	Ikke anvendt	+ Oppsamling og bruk av råolje på riggen
<i>SmarTest:</i> Miljøvennlig brønntesting og prøvetaking av brønnvæske (Petrotech)	Mål for forskningsprogrammet Demo2000 å få i bruk denne tilgjengelige teknologien	+ Mindre utslipp til sjø

6.2.3 Utslipp til sjø under produksjon

Oversikt over teknologi som reduserer utslipp til sjø under produksjon er vist i Tabell 6.

Tabell 6 Utslipp til sjø under produksjon – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Vannblokkeringer, mekaniske, fjernopererte og kjemiske</i>	Dels tilgjengelig og dels under utvikling	+ Reduksjon av produsert vann (opptil 40% pr brønn) + Redusert kjemikaliebruk og redusert risiko for korrosjon
<i>Nedihullsseparasjon, vertikal og horisontal</i>	Ulike konsepter er i dag under utvikling, ingen testet, behov for ytterligere FoU. Horisontal nedihullsseparator utviklet for bruk i brønner uten fri gass, ikke testet på norsk sokkel	+ Redusert mengde produsert vann med inntil 90%
<i>Havbunnsseparasjon</i>	Under utvikling, forventes tatt i bruk på flere utbygginger	+ Redusert mengde produsert vann med inntil 90% + Redusert forbruk av korrosjons- og hydrathemmere + Redusert energibehov og dermed redusert utslipp til luft (CO ₂ og NO _x) i forhold til reinjisering på plattform
<i>Reinjisering av produsert vann</i>	Tilgjengelig, utprøvd Utsira	+ Redusert mengde produsert vann - Økte utslipp til luft - Kan føre til utfelling og avleiring - Risiko for reservoarforsuring ved lengre tids vanninjeksjon, fører til økt korrosjonsfare, økt kjemikaliebehov og helserisiko pga H ₂ S gass
Renseteknologi: <i>C-Tour</i> (nærmere beskrevet nedenfor)	Testet og under utbedring og verifisering av testresultat, ikke utprøvd i fullskala på norsk sokkel	+ Minimum 70-95% økt rensing av PAH, minimum 50-80% økt rensing av C6 og fenoler og minimum 60-70% økt rensing av dispergert olje - Kan medføre økte utslipp av BTEX (Benzen, Toluene, Etylbenzen, Xylen) til sjø
<i>Epcon renseteknologi</i> (nærmere beskrevet nedenfor)	Under utvikling og testing	+ Fjerning av dispergert olje ned mot 10-15 mg/l
Renseteknologi: <i>MPPE (Macro Porus Polymer Extraction)</i>	Kommersielt tilgjengelig, ikke utprøvd i fullskala på sokkelen	+ Fjerningsgrad på 98% av PAH og 99% av BTEX - Energikrevende og dermed økt utslipp til luft
Renseteknologi: <i>Dråpevektsteknologi: PECT-filter og Mares Tail</i> (nærmere beskrevet nedenfor), <i>Hydroflogg og G-Floc</i>	Kommersielt tilgjengelig	+ Redusert dispergert oljeutslipp med over 50%
Renseteknologi: <i>Cetco filter CrudeSep</i>	Under testing, ikke utprøvd i fullskala på norsk sokkel	+ Renser utslippstrømmer for dispergerte oljer, partikler og noe oppløste organiske forbindelser
Renseteknologi: <i>Cetco filter CrudeSorb</i>	Tilgjengelig	+ Fjerner dispergert olje, fenoler og PAH + Reduserer innholdet av tungmetaller

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
Renseteknologi: <i>Flotasjonsceller</i>	Tilgjengelig og i bruk på flere innretninger	+ Dispergert olje renses ned til ca. 20-60 mg/l
Renseteknologi: <i>Hydrosykloner</i>	Tilgjengelig, vanligste rensemetoden for produsert vann i dag	+ Redusert oljeutslipp ned mot 20-50 mg/l + Redusert utslipp til sjø for eldre innretninger ved oppgradering av syklonsystemet
Renseteknologi: <i>Sentrifuger</i>	Tilgjengelig, egnet for flytende innretninger	+ Redusert utslipp dispergert olje til konsentrasjon på 5-25mg/l + Ikke nødvendig med tilsetning av kjemikalier - Økt utslipp til luft sfa høye energikrav
<i>Nye vannutskillere:</i> Tankbasert elektrostatisk vannutskiller (<i>Demo2000</i>), elektrostatisk vannutskiller for økt dypvannsprossessering (<i>Demo2000</i>), electrocoalescence (<i>Petromaksprogrammet</i>)	Mål for forskningsprogrammet <i>Demo2000</i> å få i bruk denne tilgjengelige teknologien	+ Mer effektiv vannutskilling

Nedenfor beskrives noen av renseteknologiene for produsert vann fra tabellen over.

Noen renseteknologier for produsert vann²⁰

Nettstedet <http://www.olf.no/miljo/utslippsjo/teknologi/> [OLF9] oppsummerer dagens mest vanlige renseteknologier, injeksjon og hydrosykloner og nyere rensemetoder. SFT har fulgt arbeidet gjennom jevnlig kontakt med operatørene, vurdering av den årlige rapporteringen og ved en rekke kontroller og fremhever *C-tour*, *Epcon*, *PECT-F* og *Mares Tail*.

C-tour er utviklet i Norge. Den er en av de mest lovende renseteknologiene og har potensiale til å fjerne ca 90 % av både dispergert olje og løste hydrokarboner. Tester viser at den også i noen tilfeller kan redusere innholdet av produksjonskjemikalier. Prinsippet ved *C-tour*-prosessen er å injisere kondensat i produsertvannstrømmen i forkant av eksisterende hydrosyklonanlegg. Kondensat fungerer som et løsemiddel og trekker løste hydrokarboner ut av vannfasen og over i kondensatfasen (ekstraksjon). De små oljedråpene trekkes deretter sammen og danner større oljedråper som så tas ut i hydrosyklonene. En forutsetning for denne teknologien er tilgang på kondensat.

Epcon baserer seg på at det produserte vannet strømmer inn i en stor tank og roterer slik at olje og gass samles i midten. Naturgass eller nitrogengass tilsettes og bidrar til å løfte oljedråpene opp til overflaten mens vannet tappes ut fra bunnen av tanken. *Epcon* fjerner dispergert olje og tar også med seg noen av de løste komponentene. *Epcon* arbeider også med å utvikle en filterenhet som kan fjerne både løste forbindelser, kjemikalier og ytterligere redusere mengden oljedråper i vannet.

PECT-F og *Mares Tail* er begge utviklet i Storbritannia. Begge baserer seg på bruk av fibermateriale for å få oljedråpene i det produserte vannet til å slå seg sammen i kombinasjon med bruk av hydrosykloner. Teknologien har størst potensiale i de tilfellene der en moderat vekst av dråpestørrelsen vil gi stor forbedring i hydrosyklonenes effektivitet. Dette kan ofte være tilfelle for gas/kondensatfelt. Hydrosyklonenes renseeffektivitet kan bedres med opp mot 50 % ved bruk av *PECT-F* eller *Mares Tail*.

²⁰ Dette avsnittet inneholder vesentlige bidrag fra Alf G. Melbye, SINTEF Materialer og Teknologi.

I tillegg har *Petromaksprogrammet* aktiviteter innenfor reinjisering (effekt av nitratbehandling på reservoarforurensing og mikrobielt induisert korrosjon) og behandling av produsert vann, [OLF8].

6.2.4 Utslipp til sjø fra landanlegg

Alle teknologier som er tilgjengelig offshore er også tilgjengelig onshore. Dessuten har landanlegg mulighet til å velge optimale energiløsninger siden vekt og plassmangel ikke er et problem. Ytterligere to teknologier, tilgjengelig kun onshore, er vist i Tabell 7 nedenfor. Videre kan også spillvarme benyttes lokalt og integrasjon og tilkopling med annen virksomhet muliggjør mer miljøeffektive løsninger. BAT er målsetningen for utslipp fra landanlegg for Barentshavet og Lofoten.

Tabell 7 Utslipp til sjø fra landanlegg – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Biologisk rensing</i>	Tilgjengelig	+ Fullstendig rensing av utslippsvann - Økt utslipp av CO ₂
<i>Våtoksydasjon</i>	Tilgjengelig	+ Redusert behov for annen type oppvarmingsenergi + Ikke behov for tilsats av kjemikalier - Økt utslipp til luft sfa høyt energibehov

6.2.5 Kjemikalieutslipp til sjø

Oljeindustrien forsker på teknologi som reduserer bruk av kjemikalier, men det er forholdsvis lite referert til ny teknologi på dette området. Ved bygging av nye plattformer og modifikasjon av eldre skal det tas hensyn til risikoen for *utilsiktet utslipp*. Kjemikaliesøl skal forebygges i designfasen (jfr. NORSOK); bl.a. ved øket bruk av egne drenerings- og oppsamlingssystem (e.g. øket bruk av opphøyde kanter).

Oversikt over teknologi for å redusere kjemikalieutslipp til sjø er vist i Tabell 8.

Tabell 8 Kjemikalieutslipp til sjø – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Substitusjon</i> av kjemikalier	Noe tilgjengelig, noe under utvikling	+ Redusert bruk av de mest miljøskadelige kjemikalier
<i>Framo-kontaktor</i> til effektivisering av injeksjon av H ₂ S-fjerner	Tilgjengelig, implementert på en rekke innretninger	+ Redusert kjemikalieforbruk med minimum 35%
<i>"online-måler"</i> for optimal dosering	Tilgjengelig	+ Minimalt forbruk av kjemikalier
<i>Sko-flo ventilsystem</i> til styring av injeksjons- og produksjonskjemikalier	Tilgjengelig, implementert på en rekke innretninger	+ Bedre kjemikaliekontroll
<i>Bedre design</i> for å hindre dannelse av emulsjon, skum og korrosjon	Tilgjengelig	+ Redusert bruk av kjemikalier (for eksempel korrosjonshemmere)
<i>Redusert mengde fargestoff</i> ved trykktesting	Tilgjengelig	+ Redusert bruk av fargestoffer
<i>Regelmessig kjøring av rensepig</i>	Tilgjengelig	+ Redusert bruk av korrosjonshemmer

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Begrenset tid med vannfylt rørledning</i>	Tilgjengelig	+ Hemmer bakterievekst og fører dermed til mindre bruk av biocid
<i>Elektrisk oppvarming</i>	Tilgjengelig	+ Redusert bruk av hydrathemmer + Mindre fakling - Økt energibehov
<i>Redusert vannmengde</i>	Tilgjengelig	+ Redusert bruk og utslipp av kjemikalier

6.3 Teknologi for å redusere utslipp til luft

ODs *Miljørapport* skiller mellom utslipp til luft i forbindelse med boring, i forbindelse med produksjon og fra landanlegg.

6.3.1 Utslipp til luft under boring ²¹

Tabell 9 nedenfor inneholder en oversikt over teknologi som reduserer utslipp til luft under boring.

Tabell 9 Utslipp til luft under boring – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Mer effektive boreoperasjoner (reduksjon ved kilden): Kartlegging av reservoaret, horisontale brønner, tynnhullsboring, flergreinsboring</i>	Tilgjengelig, implementeres i dag, fortsatt under utvikling. Forutsetter bruk av ankrede rigger eller borefartøy.	+ Redusert utslipp av klimagasser + Gir færre riggdøgn og dermed mindre utslipp + Kartlegging reduserer risiko for boring av mislykkede brønner
<i>Bruk av anleggsdiesel med lavere svovelinnhold</i>	Tilgjengelig	+ Møter målsettingen om reduisering av SO _x for nordområdene
<i>Nye og mer effektive dieselmotorer</i>	Tilgjengelig, men svært sakte utvikling	+ Redusert utslipp av NO _x + Reduserer utslipp av CO ₂
<i>Motortekniske ombygginger: Justert innsprøytnings-tidspunkt, redusert ladeluft-temperatur, økt kompresjonsforhold, justering av forbrenningsteknologi, økt innsprøytningsstrykk, nye dyser, ombygging av turbolader</i>	Tilgjengelig fra de fleste motorleverandører, individuell tilpasning for innretninger	+ Redusert utslipp av NO _x med 10-40% + Kan påvirke virkningsgrad og dieselforbruk og føre til redusert CO ₂ utslipp (- Kan redusere motorens levetid)
<i>Vann-i-olje emulsjon som drivstoff</i>	Tilgjengelig, brukt på skip, men ikke prøvd på rigger, forutsetter tilgang på ferskvann.	+ Jevnere temperaturfordeling i motoren som gir redusert utslipp av NO _x

²¹ De to siste teknologi/tiltakene i tabellen er basert på innspill fra Per Holand, Exprosoft.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Selektiv Katalytisk Rensing (SCR), rensing av NO_x i avgassen på motorer</i>	Tilgjengelig og utprøvd på landbasert industri, krever praktiske fortutsetninger på riggen som plass og tilkomstmulighet, samt passelig temperatur og lavt svovelinnhold i drivstoffet	+ Redusert NO _x utslipp med opptil 85-90% + Ekstra oksidasjonssteg fjerner også CO (50-90%), HC(75-90%), partikler og eventuelle ammoniakkslipp
<i>Optimalisert borehastighet: Rett type borekrone, optimalisert utskifting av borekrone, riktig vekt på borekrone</i>	Tilgjengelig	+ Redusert utslipp av klimagasser + Gir færre riggdøgn og dermed mindre utslipp
<i>Regenerering av kraft ved operering av heisespill</i>	Tilgjengelig	+ Redusert energiforbruk og dermed mindre utslipp av klimagasser

En økende trend for antall dypvannsboringer kan gi negativ utvikling mht. utslipp til luft under boring som følge av økt bruk av borefartøy med DP (dynamisk posisjonering). Økt bruk av borefartøy med DP øker energibehovet og dermed dieselforbruk og tilsvarende utslipp til luft.

Av tiltak nevnes at [St.meld. nr. 26] angir at avgiften på utslipp av NO_x muligens må økes for å sikre tilstrekkelige utslippsreduksjoner.

6.3.2 Utslipp til luft under produksjon

Tabell 10 gir en oversikt over teknologi som reduserer utslipp til luft under produksjon.

Tabell 10 Utslipp til luft under produksjon – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Design av prosessanlegg for redusert energiforbruk: Varmeintegrering, gasskompresjon, kreftgenerering og flerfaseturbiner</i>	Varmeintegrering tilgjengelig. Flerfaseturbiner er på utviklingsstadiet.	+ Vesentlig redusert utslipp av CO ₂ og NO _x
<i>Økning i rørdiameter for gasstransport</i>	I prosjekteringsfasen	+ Redusert utslipp av CO ₂ og NO _x proporsjonalt med redusert energibehov
<i>Redusert vannproduksjon: Soneisolering, vann-avstengning, nedihulls-separasjon, havbunnsseparasjon</i>	Behov for mer FoU	+ Feltavhengig redusert utslipp av CO ₂ og NO _x
<i>Kombinerte kraftanlegg</i>	Tilgjengelig	+ Redusert utslipp av CO ₂ og NO _x med 20-30% - Varmebehov
<i>Brenselceller</i>	Under utvikling	+ Redusert utslipp av CO ₂ og NO _x
<i>Samkjøring mellom felt</i>	Tilgjengelig, men krever liten geografisk spredning mellom feltene	+ Varierende redusert utslipp

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Kraftoverføring fra land</i>	Tilgjengelig	+ Redusert sannsynlighet for diesel- og gasslekkasje på plattform + Redusert utslipp av CO ₂ og NO _x - Utslipp av CO ₂ ved bruk av gassfyrte varmekjeler - Usikre utslippsreduksjoner
<i>Redusert fakling: Nitrogen som spyle- og dekk-gass, utbedret glykol-regenereringssystem, gjenvinning av fakkellgass</i>	Tilgjengelig	+ Redusert faklingsvolum opp til 10% som fører til redusert utslipp av CO ₂ og NO _x
<i>Turbiner med lav- NO_x brennere</i>	Tilgjengelig	+ Redusert utslipp av NO _x med 50-85% i forhold til konvensjonell teknologi - Redusert virkningsgrad som fører til økt utslipp av CO ₂ med opptil 13% - Økt faklingsrate og dermed økt utslipp av NO _x og CO ₂ forekommer ved uplanlagt driftstans
<i>Selective Catalytic Reduction (SCR)</i>	Tilgjengelig, i bruk på skip	+ Redusert utslipp av NO _x med 80-90% - Utslipp av ammoniakk - Økt utslipp av CO ₂
<i>Vann/dampinjeksjon i gassturbiner</i>	Tilgjengelig fra landindustri, må kvalifiseres offshore	+ Redusert utslipp av NO _x med 50-90% og CO ₂ med 3-10% for dampinjeksjon og redusert NO _x utslipp med 50-90% for vanninjeksjon
<i>Katalytisk forbrenning</i>	Under utvikling	+ Redusert utslipp av NO _x
<i>Rørtransport av olje</i>	Ikke funnet gode løsninger	+ Redusert utslipp av VOC og metan
<i>Lagring av olje på produksjonsskip</i>	Tilgjengelig	+ 100% gjenvinning av nmVOC og metan
<i>Bøyelasting: Absorpsjon</i>	Tilgjengelig og i bruk	+ Redusert utslipp av nmVOC med 65-85% + Absorberer deler av metan - Økt utslipp av CO ₂ og NO _x pga kraftbehov
<i>Bøyelasting: Adsorpsjon</i>	Tilgjengelig	+ Redusert utslipp av VOC med 80-90%
<i>Bøyelasting: Kondensasjon</i>	Tilgjengelig	+ Redusert utslipp av VOC med 65-85% - Økt utslipp av CO ₂ og NO _x pga kraftbehov
<i>Kondensasjonsanlegg kombinert med kraftproduksjon med dampkjele</i>	Tilgjengelig, i bruk på skytteltanker	+ Redusert utslipp av VOC og metan med 100%

Tilgjengelige teknologier for å nå målsettingene finnes i dag. Videre teknologisk utvikling er viktig for å få mer kostnadseffektive løsninger og for å være rustet til å møte morgendagens krav.

En ny teknologi det fokuseres på, er kraftforsyning fra land i form av offshore vindkraft og store, flytende vindturbiner som kan plasseres langt til havs. Ett konsept baserer seg på utvikling av nye turbiner tilpasset forhold offshore. Et annet konsept baserer seg på allerede kommersielt tilgjengelige vindturbiner montert på flytende sylindere, [St.meld. nr. 34].

Det er utviklet og er under utvikling flere teknologier for å redusere utslipp av NO_x fra turbiner (se Vedlegg D). En rekke tiltak er implementert, og tiltak vurderes for både nye og eksisterende felt med utgangspunkt i BAT. OD gir dessuten i *Utrekning av mulige NO_x* -

reduserende tiltak på sokkelen informasjon om *Dry Low Emission (DLE)* teknologien som pr 2005 ikke var å anse som utprøvd. Se Vedlegg E for en oppsummering av utredningen.

Innenfor fangst og lagring av CO₂ foregår programmer for teknologiutvikling av bl.a. sikker lagring i undergrunnen, kraftgenerering, fangst og separasjon og forforbrenning, [OLF8]. I forbindelse med utvikling av industriområdet Tjeldbergodden og feltene Draugen og Heidrun har Statoil og Shell samarbeidet om en verdikjede med gassfyrte kraftanlegg, verdens største anlegg for fangst av CO₂, kraftoverføring fra land og transport av CO₂ til injisering offshore. Hvis dette prosjektet er gjennomførbart, vil det gi grunnlag for økt verdiskaping og miljøvennlig drift av nye og gamle felt i området, [OED1].

6.3.3 Utslipp til luft fra landanlegg

Som for utslipp til sjø fra landanlegg er alle tilgjengelige teknologier offshore også tilgjengelig onshore. Se Tabell 11 nedenfor for ytterligere tiltak onshore.

Tabell 11 Utslipp til luft fra landanlegg – Teknologi/tiltak, tilgjengelighet og effekter.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
Gasskraftverk med CO ₂ -håndtering	Tilgjengelig	+ Redusert utslipp av CO ₂

6.4 Teknologi for å unngå og redusere konsekvenser av akutte utslipp

Det er behov for mer kunnskap for å unngå akutte utslipp, og det investeres betydelig i videre forskning på dette området. Det foregår teknologiutvikling, bl.a. knyttet til reduksjon av utslippskilder. En rekke av teknologielementene for plattformfrie produksjonsløsninger er i dag tilgjengelige. Stor forskningsinnsats er rettet inn mot videre utvikling, [OED1].

Dette avsnittet behandler ny teknologi med betydning for akutte utslipp. Vi ser først på teknologi for deteksjon av undervannsutslipp. Deretter ser vi på ny teknologi når det gjelder barrierer for å hindre og/eller minske konsekvensene av akutte utslipp ved boring, produksjon og bøyelasting.

6.4.1 Deteksjon av undervannsutslipp²²

Det finnes to hovedtyper av undervannsutslipp til sjø: utslipp av produsert vann som kan inneholde dispergerte oljedråper og oppløste oljekomponenter, og akutte utslipp som skjer ved uhell, d.v.s. undervannslekkasjer fra havbunnsinstallasjoner og rørledninger. Her tar vi for oss sistnevnte.

Oljeindustrien har en del krav til teknologi som skal brukes for lekkasjedeteksjon, og viktige stikkord i den sammenhengen:

- *Bruksområde (følsomhet og anvendbarhet)*: Hvor små lekkasjer kan oppdages, på hvilke dyp kan systemet brukes, og om det best egnet for gass eller oljelekkasjer, etc.
- *Pålitelighet*: Hvorvidt systemet gir falske alarmer eller ikke, og i så fall hvor ofte dette skjer.

²² Dette avsnittet er i hovedsak skrevet av Torbjørn Vrålstad, SINTEF Petroleumsforskning

- *Levetid*: Hvor lang sammenhengende tid systemet kan stå i kontinuerlig drift uten at det slutter å fungere eller trenger vedlikehold. Det bør nevnes at på grunn av de ekstremt store kostnadene forbundet med vedlikehold på undervannsinstallasjoner, er det i praksis ingen forskjell mellom ”vedlikeholdstid” og ”levetid”.

SINTEF Petroleumsforskning har i samarbeid med Avdeling for Marin Miljøteknologi ved SINTEF Materialer og Kjemi i løpet av de siste par årene gjennomført en rekke JIP prosjekter for OLF rundt temaet ”Undervanns lekkasjedeteksjon”, *Industritrender og BAT: OLFs prosjektserie om ”Subsea Leak Detection”*. Deltagere i JIP prosjektene har vært Statoil, Norsk Hydro, Shell, ExxonMobil, BP, ConocoPhillips og EniNorge.

OLF prosjektene skaffet først en oversikt over hyppighet, størrelse og plassering (rørledning eller installasjon) over undervannslekkasjer på norsk og britisk sokkel. Videre skaffet en oversikt over tilgjengelig teknologi og ulike systemer for deteksjon av undervannslekkasjer, (se <http://www.olf.no/hms/subsea/?34801> for rapport). Denne rapporten kan ses som en drøfting av hva som er beste teknologi for undervanns lekkasjedeteksjon, selv om begrepet BAT ikke drøftes.

Siste fase av OLF prosjektet var en eksperimentell testing av ulike systemer for undervanns lekkasjedeteksjon. BAT- begrepet ble ikke nevnt, men hensikten er å teste ulike teknologier for å finne ut hva som er ”beste teknologi” i ulike situasjoner. SINTEFs erfaring er at de involverte oljeselskapene er opptatt av å finne den beste og mest egnede teknologien.

Det beste resultatet for kontinuerlig overvåkning av potensielle undervannslekkasjer kan ofte oppnåes ved å bruke to eller flere overlappende systemer på samme felt.

Det er viktig å skille mellom overvåkning av installasjoner og templater på den ene siden, og overvåkning av rørledninger på den andre siden, ettersom dette krever forskjellige type teknologier og deteksjonsprinsipper.

Teknologi – Lekkasje undervannsinstallasjoner

Det finnes to hovedkategorier av teknologier for deteksjon av undervannslekkasjer; *punktsensorer*, som i prinsippet fungerer akkurat som røykvarslere og som detekterer lekkasjen ved et bestemt punkt, og *systemer som gir en områdedekning*.

Tabell 12 gir en kort oversikt over ulike typer teknologier for undervanns lekkasjedeteksjon. For en mer utførlig beskrivelse, henvises det til rapporten fra OLF prosjektet ”Subsea Leak Detection Phase 2”.

Tabell 12 Teknologi for deteksjon av lekkasje fra undervannsinstallasjoner

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Hydrocarbon Leak Detector (HLD)</i>	Tilgjengelig; vært i bruk siden 1993 og installert på flere felt. Avhengig av at det er tak på template over brønnhodet og alle potensielle lekkasjepunkter.	+ Deteksjon av hydrokarbonlekkasjer Svakhet: Avhengig av formen og størrelsen på "kollektoren", og eventuelle lekkasjer som ikke fanges opp av taket vil ikke kunne bli oppdaget.
<i>METS sensor (metan-sniffer)</i>	Tilgjengelig bl.a. fra ROV og geotekniske undersøkelser. Sensorer for permanent installering på undervannsinstallasjoner er under utvikling og testing	+ Følsom deteksjon av metan
<i>Optiske kameraer (vanlig lys, evt, infrarødt)</i>	Tilgjengelig (for eksempel overvåking av ventil på Åsgard)	+ Kan brukes til kontinuerlig lekkasjedeteksjon Svakhet: Spredning av lyset i vannet (dårlig sikt) gir en begrenset rekkevidde; dvs. opptil noen få meter og størrelsen på området som kan dekket er derfor meget begrenset.
<i>Passiv akustisk detektor (hydrofon ("undervannsmikrofon"))</i>	Tilgjengelig (Finnes på Troll Pilot, og skal installeres på Ormen Lange og Tordis)	+ Kan filtrere bort bakgrunnsstøy (som produksjonslyder) + 360° rekkevidde på opptil 100 m (stor rekkevidde)
<i>Aktiv akustisk detektor (sonar ("radar"))</i>	Tilgjengelig fra havneovervåking og marine militære applikasjoner. Ikke brukt i petroleumssektoren, men er under utvikling. Avhengig av at det er en forskjell i tetthet mellom sjøvannet og lekkasjedråpene.	+ Ypperlig til å detektere gasslekkasjer, men kan også detektere oljedråper i vann

Teknologi – Lekkasje rørledninger

Det største teknologigapet for undervanns lekkasjedeteksjon pr i dag finnes sannsynligvis på overvåking av rørledninger, antakelig fordi rørledninger er veldig lange, og det derfor er komplisert å overvåke et slikt stort område. Dette teknologigapet kan fort bli kritisk, ettersom mange rørledninger begynner å bli gamle, og risikoen for lekkasjer dermed har økt. Eksisterende og ny teknologi er oppsummert i Tabell 13.

Tabell 13 Teknologi for deteksjon av lekkasje fra rørledninger.

Teknologi/tiltak	Tilgjengelighet	Effekter (±) på ytre miljø, mennesker og regularitet
<i>Bruk av fiberoptiske kabler i annulus for "pipe-in-pipe"²³ rørledninger</i>	Tilgjengelig; for eksempel: Distributed Temperature Sensing (DTS) fiberoptikk kabel	+ Detekterer lekkasje i rørledning (ved å måle endringer i temperatur eller trykk)
<i>LEOS-systemet (polyetylen-rør som omslutter rørledning)</i>	Tilgjengelig	+ Deteksjon av hydrokarboner fra en eventuell lekkasje
<i>Registrere plutselige trykkfall i fluidet</i>	Tilgjengelig. Mest brukte metode for lekkasjedeteksjon på rørledninger i dag	+ Deteksjon av lekkasjer i rørledning

²³ En rørledning ligger inne i en annen.

6.4.2 Teknologutvikling for barrierer og sikkerhetssystem

For å unngå uhellsutslipp ved boring og produksjon er sikkerhetssystem og øvrige barrierer viktige. Det gjelder både tekniske system og operasjon. Vi ser her kort på noen barrierer innefor dette området; spesielt BOP- teknologi og bøyelasting.

BOP (BlowOut Preventer) og boring²⁴

BOP er en viktig sikring mot ukontrollerte utblåsninger. Generelt har en BOP mye redundans, og BOP synes ikke å være en viktig kilde til uhellsutslipp, selv om påliteligheten neppe har blitt bedre i siste 20-års-periode.

Endringer i utforming/teknologi av BOP er i stor grad relatert til at den nå brukes på større havdyp. Av nyere teknologi relatert til BOP nevnes:

- BOP designes nå for større trykk.
- Spesielt på dypere vann har en nå i stor grad gått over til multiplex kontroll-systemer (for rask lukking). Dette kan også ha negative effekter på påliteligheten; da de to ”redundante” kontrollsystemer (*yellow pod*, *blue pod*) på dette kontrollsystemet ofte ikke har helt uavhengige hydraulikk- tilførsler; noe som gjør systemet sårbart for enkeltfeil.
- På dypt vann (lange stigerør) brukes DP (dynamisk posisjonerte) rigger. Det er viktig å raskt kunne kople fra og aktivere *blind shear ram* når rig driver vekk. En har derfor i stor grad gått over til å la BOP ha mer enn en *shear ram* i dette tilfellet.
- *Overflate BOP* for flytende rigger har vært benyttet bl.a. av Shell (Egypt/Brasil), Unocal og TOTAL i det fjerne østen. Dette er billigere og kan ha fordeler på dypt vann (DP rigger). Denne metoden er ikke benyttet i Nordsjøen pga faren for høye bølger som kan slå innover BOP-en og øke mulighet for svikt i BOP. For at denne metoden skal benyttes i Nordsjøen så trenger en rigger/utstyr som gjør at BOP henger høyere over havoverflaten enn for de ovenfornevnte borer.

Merk at ankret rigg er sikrere enn ”DP rig” mht behov for hurtig frakobling pga avdrift, men den kan altså ikke benyttes på dypt vann. Det ligger derfor et viktig forbedringspotensial i å gjøre DP systemer mer pålitelige.

Det nevnes at i søkemotoren ”Google” gir ”Best available techniques” og ”Blowout preventer” gir noen få treff, der BOP nevnes i forbindelse med BAT når det gjelder utslipp av kontrollvæske/-hydraulikkvæske fra BOP. Ellers nevnes ikke BAT i forbindelse med akutte utslipp i foretatte søk.

Normal produksjon

Under normal produksjon benyttes i dag velprøvde barrierer og sikkerhetsløsninger. Men ett punkt nevnes her. Med lavere trykk i oljebrønnene, benyttes i stadig større grad gassløft. Dette krever en gassløftventil (tilbakeslagsventil) i tubingen. Denne ventilen er et svakt ledd i brønnens primærbarriere (tubing under DHSV²⁵). For brønner med *Annulus Safety Valve* (ASV) er dette av mindre betydning. For brønner med gassløft uten ASV er påliteligheten til gassløfteventilen viktig. Brønner med gassløft kan dermed ha en noe lavere sikkerhet med

²⁴ Basert på innspill fra Per Holand, Exprosoft.

²⁵ DownHole Safety Valve

hensyn til uhellsutslipp (selv om trykket i brønnen i dette tilfellet er relativt lavt). Det bemerkes at både norske og utenlandske fabrikanter arbeider med å lage gassløfteventiler med høyere pålitelighet i samarbeid med operatører på norsk sokkel.

Teknologi for sikker bøyelasting; tidlig lekkasjedeteksjon

Ved bøyelasting er det utviklet noe teknologi angående håndtering av regulære utslipp, særlig av nmVOC og metan. Bøyelasting er også den aktiviteten i petroleumsvirksomheten som gir det største bidraget til nmVOC-utslipp. Men det ser ut til at ny teknologi i forbindelse med sikker lasting, samt tidlig deteksjon av eventuelle lekkasjer ikke har hatt en tilsvarende utvikling. Historien viser til flere akutte lekkasjer i forbindelse med bøyelasting, nå senest 12. desember 2007 ved lasting til et tankskip fra Statfjord A. Da ble ca. 4.000 kubikkmeter olje sluppet ut, fordi slangen fra en lastebøye til tankskipet Navion Britannia røk. Foreløpig informasjon sier at dette først ble oppdaget etter ca. 45 min. I forbindelse med denne saken blir det sagt at det ved lasting er vanskelig å oppdage en lekkasje i en oljeledning, mellom skipet og bøyen eller mellom skipet og produksjonsplattformen. Når oljen er under lavt trykk må den nærmest flyte om bord i tankskipet. Dermed kan ytterligere trykkfall i oljestrømmen p.g.a. lekkasje på røret vanskelig kunne fanges opp av sensorer om bord på skipet, (ref.: teknisk direktør i rederlaget Knutsen OAS, aftenbladet.no).

Det synes derfor å være behov for utvikling av ny teknologi for tidlig å detektere lekkasjer i forbindelse med bøyelasting, særlig hvis en skal realisere nullutslippsmålet. Lekkasjedeteksjonen bør både være mer pålitelig og mer effektiv til å detektere en eventuell lekkasje så tidlig som mulig. (Alternativt kan det vurderes å føre oljen til land i rør.)

Andre erfarte hendelser med akutte utslipp i forbindelse med lasting gjelder kollisjon mellom lasteskip og installasjon. Flere av disse skyldes svikt i DP (dynamiske posisjonering)- systemet. Det arbeides med utvikling av DP for å gjøre dette til et sikrere navigasjonssystem.

Det synes å være større aktivitet innenfor teknologiutvikling for lasting ved kai. Scandpower har utført en risikovurdering på anløp av LNG- fartøy til Risavika havn, [Scandpower1]. De foreslår følgende frekvensreducerende tiltak for lekkasje ved lasting, som også kan være relevant for offshore lasting:

- EQD (*Emergency Quick Disconnect*) for lasteslange slik at denne ikke kan rives av hvis tankbåten flytter seg.
- Nøye bruk og oppfølging av prosedyrer som tydelig beskriver hvordan lasting skal foregå og under hvilke forhold det ikke skal gjøres.
- Redusere antall lasteoperasjoner.
- Vurdere restriksjoner for når og under hvilke værforhold en kan laste og unngå lasting ved spesielt dårlig vær (fastsettes i prosedyre).

Relevant konsekvensreducerende tiltak er automatisk system, som meget hurtig stopper lekkasjeutslipp (i tillegg til manuelt nødavstengningssystem), samt redusert lasterate.

6.5 Ny miljøteknologi og BAT– internasjonal litteratur

Vi oppgir følgende lenke til ett interessant nettsted om BAT og ny teknologi. Alaska Department of Environmental Conservation, Division of Spill Prevention and Response har et *Industry Preparedness Program* (IPP), se <http://www.dec.state.ak.us/spar/ipp/index.htm>.

Her finnes lenke bl.a . til BAT begrepet, og videre til en større rapport (datert June 2006) fra *Best Available Technology 2004 Conference*, se [DEC1]. Denne konferansen var rettet mot oljeindustrien, og presenterer relevante *Technologies* og *Findings on Best Available Technologies*". Overskriftene for dette er

- *Leak Detection Systems for Crude Oil Transmission Pipelines,*
- *Secondary Containment Liners for Oil Storage Tanks,*
- *Fast Water Booming,*
- *Viscous Oil Pumping Systems,*
- *Well Capping,* og
- *Source Control Technologies (pipeline clamps og well blowout control)*

Tilsvarende gis en lenke til "Work plan for Best Available Technologies (BAT)", (samme konferanse som referert over), se [DEC2], som bl.a. inneholder kapittelet: *Technology Review, Solicitation and Evaluation.*

6.6 Konsekvenser av ny teknologi for storulykkesrisiko og helse

Foran er konsekvenser av ny teknologi (BAT) primært diskutert med hensyn til ytre miljø, (selv om noen effekter for menneske også er identifisert). I dette avsnittet presenteres noen generelle vurderinger med hensyn til mulige konsekvenser av miljøtiltakene for storulykker og arbeidsmiljø/helse.

Helt generelt bemerkes at [SINTEF2] defineres teknologi som en prosess der handlende aktører håndterer tekniske installasjoner for å løse definerte oppgaver. Innføring av ny teknologi krever derfor at aktørene håndterer den nye teknologien og utfører de nye prosedyrene riktig.

Ved innføring av ny teknologi eller overføring av teknologi, for eksempel fra onshore til offshore eller fra installasjoner utenfor norsk sokkel, kan det oppstå mistilpassinger mellom teknologien og forutsetningene for å bruke den, og dette kan føre til økt risiko. Forhold som kan medføre ny/endret risiko i en teknologioverføringsprosess er, se [SINTEF2]:

- ufullstendig overføring av kompetanse for å operere teknologien
- dårlige tilpasninger mellom den overførte teknologien og de nye omgivelsene
- overføring av latente betingelser (risikopåvirkende faktorer) for ulykker
- endringer i kjent risiko når teknologien tilpasses de nye omgivelsene

Selv om dette er noe oljebransjen er oppmerksom på, vil det representerer en usikkerhet. Og når det skjer endringer i et eller flere teknologielementer vil det også føre til justeringer i de andre teknologielementene for at teknologien som helhet skal fungere optimalt, noe som også kan påvirke risikoen.

6.6.1 Risiko for storulykker

En vanlig definisjon på en storulykke, er en ulykke med 5 eller flere omkomne, materialskader for minst 30 millioner NOK eller store natur- og miljøskader. [SINTEF2] bruker begrepet storulykke om en ulykke med gassutblåsning, brann, havari, etc., som omfatter hele eller større deler av en innretning, men uten at liv nødvendigvis går tapt.

Nedenfor gis noen generelle kommentarer angående mulige positive og negative effekter for storulykkesrisikoen i forbindelse med innføring av (og fokus på) ny teknologi.

Positive effekter på risikoen for storulykker:

- Teknologi for å redusere frekvenser og konsekvenser av akutte utslipp er generelt positive med hensyn til storulykkesrisiko. Særlig en minimering av konsekvensene av eventuelle utslipp (for eksempel ved tidlig deteksjon) vil være viktig for å hindre at hendelsen skal lede til en storulykke.

Mulige negative effekter på risikoen for storulykker:

- Innføring av BAT når det gjelder regulære utslipp kan evt. minske fokus på å hindre akutte utslipp.
- Ny teknologi kan representere en fare for mistilpassinger som evt. kan føre til økt risiko for storulykker, (se kommentar over).

6.6.2 Risiko for arbeidsmiljø og helse

Vi oppsummerer noen mulige positive og negative effekter for arbeidsmiljø og helse, som følge av et ensidig fokus på ny teknologi.

Positive effekter:

- Kjemikalier som er negative både for miljøet og helse, reduseres eller substitueres med andre kjemikalier som er mindre skadelige.
- Ny teknologi gir nye skjerpede prosedyrer som kan minske risikoen for personskader.

Mulige negative effekter:

- Evt. mer fokus på ytre miljø på bekostning av helse/arbeidsmiljø. Når en innfører substituerte kjemikalier må en forsikre seg om at disse ikke har negativt effekt på helse, (allergiske reaksjoner, mindre partikler, etc.). Bruk av alternative vektmaterialer ved boring (se 6.2.1) er anført å representere et arbeidsmiljøproblem.
- Ny teknologi fører til nye arbeidsoppgaver og rutiner som må tilpasses. Tilpassingsprosessen kan virke negativt på arbeidsmiljøet, (jmfør innledning av Avsnitt 6.6).

6.7 Oppsummering med hensyn til miljøteknologi

Ny teknolog for reduserte utslipp er under utvikling på en rekke områder. OEDs *Miljøteknologi*- dokument gir en god oversikt, og det refereres her også til generelle tiltak som reduisering av antall innretninger over vannoverflate, overtrålbare havbunnsinnretninger og årstidstilpasset virksomhet.

De viktigste tiltakene for å nå nullutslippsmålet har så langt vært: videreutvikle eksisterende separasjons- og renseteknologier, ta i bruk ny renseteknologi, minimere bruk av kjemikalier, reinjisere produsert vann. Ellers er viktige stikkord når det gjelder tiltak i denne rapporten: oppsamling og ilandføring og energieffektivisering.

Videre er det SINTEFs inntrykk at utvikling og bruk av ny teknologi for deteksjon av undervannslekkasjer er viktig for oljeindustrien.

BAT-prinsippet er lite framme i diskusjonen, og f.eks. er begrepet BAT ikke nevnt i forbindelse med JIP prosjektene. Likevel er det ganske tydelig at en BAT- tankegang gjennomsyrrer disse, og at bruk av beste teknologi er en klar motivasjon.

Noen ”dilemmaer” er registrert, i forbindelse med teknologi/tiltak som har både positive og negative miljøeffekter, (referanse til avsnitt i parentes):

- Tynnhullsboring, (6.2.1).
- Gjenbruk av borevæske, (6.2.1).
- Vannbasert borevæske, (6.2.1).
- Bruk av alternative vektmaterialer, (6.2.1).
- Injeksjon av borevæske og kaks, (6.2.1).
- Oppsamling av råolje på rigg/skip for transport til land, (6.2.2).
- Reinjesering av produsert vann, (6.2.3).
- Visse renseteknologier, (6.2.3).
- Våtoksydasjon, (6.2.4).
- Elektrisk oppvarming, (6.2.5).
- Bruk av turbiner med lav-NOx brennere, (6.3.2).
- Bruk av SCR, (6.3.2).
- Bruk av bøyelasting: absorpsjon evt. kondensasjon, (6.3.2).

7 Referanser og nettsteder.

Under oppsummeres de sentrale referanser og nettsteder som gir bakgrunnen for denne rapporten:

SFT

[SFT1], *IPPC: Direktiv om integrert forebygging og begrensning av forurensning*, http://www.sft.no/artikkel_33839.aspx (Generell introduksjon IPPC/BAT).

[SFT2], *Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten, Status og anbefalinger 2003, Rapport fra Nullutslippsgruppen*, <http://www.sft.no/publikasjoner/vann/1962/ta1962.pdf> (Rapport fra Nullutslippsgruppen).

[SFT3], *Energianlegg Snøhvit, SFTs kommentarer til konsekvensutredningen for energianlegget på Snøhvit-feltet utenfor Hammerfest, 2002*, http://www.sft.no/artikkel_31953.aspx (Brev fra SFT til NVE etter forespørsel).

[SFT4], *Varsel om fastsettelse av nye krav til utslipp til luft, samt varsel om pålegg om utredning av energieffektivisering- og utslippsreduserende tiltak, 2002*, http://www.sft.no/artikkel_32030.aspx (Brev fra SFT til aktuelle selskap).

[SFT5], *Utslippsreduserende tiltak offshore, 2003*, http://www.sft.no/artikkel_31988.aspx (Brev fra SFT til aktuelle selskap).

[SFT6], SFT-rapport 97:11 Tiltak for reduksjon av NMVOC-utslipp i Norge.

[SFT7], SFT, *Reduksjon av klimagassutslipp i Norge, En tiltaksanalyse for 2010 og 2020*, <http://www.sft.no/publikasjoner/luft/2121/ta2121.pdf>

OLF

[OLF1], *Miljø*, <http://www.olf.no/miljo> (OLFs hovedside om miljø)

[OLF2], *Utslipp til sjø*, <http://www.olf.no/miljo/utslippsjo/> (OLFs hovedside om utslipp til sjø)

[OLF3], *Veiledning for energiledelse, 2006*, <http://www.olf.no/?31687.pdf> (Utarbeidet av arbeidsgruppe bestående av representanter fra ulike selskap)

[OLF4], *Utslipp fra Ormen Lange boring 2006, A/S Norske Shell, Årsrapportering til Statens Forurensningstilsyn (SFT)*, <http://www.olf.no/?51184.pdf> (Utslipp til sjø og luft ifm boreoperasjoner)

[OLF5], *Oljeindustriens Landsforening Miljørapport 2006*, <http://www.olf.no/publikasjoner/miljorapporter/?51248.pdf> (Fakta og utviklingstrekk)

[OLF6], *Oljeindustriens Landsforening, Metode for Miljørettet Risikoanalyse (MIRA), Revisjon 2007*, <http://www.olf.no/publikasjoner/miljorapporter/?50425.pdf> (Utført av DNV ENERGY for OLF)

[OLF7], *Retningslinjer for beregning av utblåsningsrater og –varighet til bruk ved analyse av miljørisiko*, 2007, <http://www.olf.no/publikasjoner/miljorapporter/?35814.pdf> (Utført i Samarbeid med Statoil)

[OLF8], *RKU-Nordsjøen, Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen*, 2006, <http://www.olf.no/publikasjoner/miljorapporter/?35237.pdf> (Utarbeidet av arbeidsgruppe bestående av representanter fra ulike selskap)

[OLF9], *Teknologi*, <http://www.olf.no/miljo/utslippsjo/teknologi/> (OLF's side om teknologi i forbindelse med utslipp til sjø)

Regjeringen/Direktorat

[Regjeringen1], *Avgjørelse av klager over tillatelse til NMVOC-utslipp fra lasting og lagring av råolje offshore*, 2001, http://www.regjeringen.no/en/archive/Bondeviks-2nd-Government/Miljoverndepartementet/421122/421123/232542/avgjorelse_av_klager_over_tillatelse.html?id=232545 (Brev fra Miljøverndepartementet til SFT)

[Regjeringen2], *Næringslivets miljøansvar*, 2007, http://www.regjeringen.no/Upload/MD/Vedlegg/Internasjonalt/miljoansvar/Naeringslivets_miljoansvar.pdf

[Regjeringen3], *Høringsuttalelse til forslag til lov om kvotehandling med klimagasser*, 2004, www.regjeringen.no/upload/kilde/md/hdk/2004/0005/ddd/word/218123-96-norges-naturvern-og-natur-ungdom.doc (Brev fra Miljøverndepartementet til Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom)

[Regjeringen4], <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/annet/Oppsummering-fra-EPRG-motet-23-april.html?id=464215>.

[Regjeringen5], NOU 2002:7, *Gassteknologi, miljø og verdiskapning*, OED, <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2002/NOU-2002-7/10/2.html?id=367240>.

[Regjeringen6], *Utslepp til luft fra petroleumsvirksemda*, http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/Olje_og_gass/481543.html?id=481543

[St.prp. Nr. 41], *St.prp. nr. 41 (2003-2004), Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v. (Det Kongelige Olje- og Energidepartementet)*, http://www.regjeringen.no/Rpub/STP/20032004/041/PDFS/STP200320040041000DDDPD_FS.pdf (Godkjent tilråding fra OED)

[St.meld. nr. 8], *St.meld. nr. 8 (2005-2006) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)*, <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/20052006/Stmeld-nr-8-2005-2006-.html?id=199809> (Godkjent tilråding fra Miljøverndepartementet)

[St.meld. nr. 14], *St.meld. nr. 14 (2006-2007) Sammen for et giftfritt miljø – forutsetninger for en tryggere fremtid*, <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/2006->

[2007/Stmeld-nr-14-2006-2007-.html?id=441267](http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/20022003/Stmeld-nr-25-2002-2003-.html?id=441267) (Godkjent tilråding fra Miljøverndepartementet)

[St.meld. nr. 25], *St.meld. nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand*, <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/20022003/Stmeld-nr-25-2002-2003-.html?id=402861> (Godkjent tilråding fra Miljøverndepartementet)

[St.meld. nr. 26], *St.meld. nr. 26 (2006-2007) Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand*, <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/2006-2007/Stmeld-nr-26-2006-2007-.html?id=465279> (Godkjent tilråding fra Miljøverndepartementet)

[St.meld. nr. 34], *St.meld. nr. 34 (2006-2007) Norsk klimapolitikk*, <http://www.regjeringen.no/pages/1988897/PDFS/STM200620070034000DDDPDFS.pdf> (Godkjent tilråding fra Miljøverndepartementet)

[St.meld. nr. 38], *St.meld. nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten*, <http://www.regjeringen.no/Rpub/STM/20032004/038/PDFS/STM200320040038000DDDPDFS.pdf> (Godkjent tilråding fra Miljøverndepartementet)

[St. meld. Nr. 58], *St.meld. nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling – Dugnad for framtida*, Tilråding fra miljøverndepartementet av 6. juni 1997, http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/19961997/st-meld-nr-58_1996-97.html?id=191317

[OED1] *Miljøteknologi*, Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet. Olje og Energi-Departementet.

[NPD1], *OG21 - Olje og gass i det 21. århundre*, http://www.npd.no/Norsk/Emner/Forskning+og+utvikling/petroleumsforskning_og21.htm

[NPD2], Innretningsforskriften, http://www.npd.no/regelverk/r2002/Innretningsforskriften_n.htm

[DIRNAT], *Høring av program for utredninger i forbindelse med utarbeidelse av forvaltningsplan for Norskehavet, 2007 (Direktoratet for naturforvaltning)*, <http://www.dirnat.no/content.ap?thisId=500030781&language=0> (Forslag til utredningsprogram for høring)

EU/EC

[EC1], *European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau*, <http://eippcb.jrc.es/> (EIPPCBs nettsted)

[EC2], *Council Directive 96/61/EC of 24. September 1996 concerning integrated pollution prevention and control*, <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0061:EN:HTML> (Bl.a. definisjon av BAT)

[EC3], *The IPPC Directive, Towards a future policy on industrial emissions*: <http://ec.europa.eu/environment/ipcc/index.htm> (EU kommisjonens IPPC-nettsted)

Alaska Department of Environmental Conservation (DEC)

[DEC1], *Best Available Technology 2004 Conference Report, 2006*,
<http://www.dec.state.ak.us/spar/ipp/docs/16799-6%20BAT%20Final%20Report.pdf>

[DEC2], *Work Plan For Best Available Technologies (BAT), 2004*,
http://www.dec.state.ak.us/spar/ipp/docs/bat_workplan.pdf

Diverse

[Bellona1], *Høringsuttalelse: Statoils søknader og tillegg til konsekvensutredning for gasskraftverk på Tjeldbergodden, 2005*,
http://www.bellona.no/norwegian_import_area/casefile/energi/fossil/gasskraft/1138834696_9 (Brev fra Bellona til SFT)

[Bellona2], *Kommentarer til Statoils klage på utslippstillatelse for Snøhvit LNG, 2004*,
http://www.bellona.no/norwegian_import_area/casefile/energi/fossil/nord/barentshavet/snohvit/1138834741.06 (Brev fra Bellona til SFT)

[CICERO], *Konsekvenser av klimaendringer (Senter for klimaforskning)*,
<http://www.cicero.uio.no/abc/konsekvenser.asp>

[EPA1], Environmental Protection Agency, Ireland, <http://www.epa.ie/>

[EWPA1], European Waterless Printing Association,
<http://www.ewpa.org/index.php?id=9&L=1>.

[MSiN1], Miljøstatus i Norge, Tema: Vannforurensning – Olje og gass,
http://www.miljostatus.no/templates/themepage_2129.aspx

[MSiN2], Miljøstatus i Norge, Tema: Miljøovervåking,
http://www.miljostatus.no/templates/Page_3389.aspx

[OG21], Olje og Gass i det 21 århundre, <http://www.og21.org/article.php?articleID=388>

[OGUK], Oil & Gas UK. Environmental legislation.
<http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/index.htm>

[Scandpower1], Oppdatering III av risikovurdering på anløp av LNG-fartøy til Risavika havn, Scandpower rapport nr. 33.690.015/R4, 28.mars 2006,
[http://www2.sola.kommune.no/web.nsf/6d311c9297a27a2ec12569e70069d0d7/960dae1f01b1a5fdc12571b8003cbd3f/\\$FILE/Oppdatering%20III%20av%20risikovurderingfor%20anl%C3%B8p%20av.pdf](http://www2.sola.kommune.no/web.nsf/6d311c9297a27a2ec12569e70069d0d7/960dae1f01b1a5fdc12571b8003cbd3f/$FILE/Oppdatering%20III%20av%20risikovurderingfor%20anl%C3%B8p%20av.pdf)

[SINTEF1], *Vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet – Innspill til sektorutredning petroleum i forbindelse med helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (HFN)*, SINTEF Rapport SINTEF F2591.

[SINTEF2], *Robust arbeidspraksis, Hvorfor skjer det ikke flere ulykker på sokkelen?*, Redaktør: Ranveig Kviseth Tinmannsvik, SINTEF. Kapittel 1: "Risiko på vandring" av Preben H. Lindøe og Odd Einar Olsen, (Universitetet i Stavanger). Tapir 2008.

Vedlegg A: IPPC direktivet og BAT prinsippet

I dette vedlegget gjengis beskrivelse av IPPC direktivet og definisjon av BAT prinsippet.

Vedlegg A.1. EU-kommisjonens IPPC-direktiv

På [EU-kommisjonens IPPC-nettsted](http://ec.europa.eu/environment/ippc/index.htm) (= <http://ec.europa.eu/environment/ippc/index.htm>) gis følgende sammendrag:

Summary of Directive 96/61/EC concerning integrated pollution prevention and control (the IPPC Directive)

Industrial production processes account for a considerable share of the overall pollution in Europe (for pollutants such as greenhouse gases, acidifying substances, wastewater emissions and waste). The EU has a set of common rules for permitting and controlling industrial installations in **the IPPC Directive** of 1996.

In essence, the IPPC Directive is about minimising pollution from various industrial sources throughout the European Union. Operators of industrial installations covered by Annex I of the IPPC Directive are required to obtain an authorisation (environmental permit) from the authorities in the EU countries. About 50.000 installations are covered by the IPPC Directive in the EU.

New installations, and existing installations which are subject to "substantial changes", have been required to meet the requirements of the IPPC Directive since 30 October 1999. Other existing installations must be brought into compliance by **30 October 2007**. This is the key deadline for the full implementation of the Directive.

The IPPC Directive is based on several principles, namely (1) an integrated approach, (2) best available techniques, (3) flexibility and (4) public participation.

1. The **integrated approach** means that the permits must take into account the whole environmental performance of the plant, covering e.g. emissions to air, water and land, generation of waste, use of raw materials, energy efficiency, noise, prevention of accidents, and restoration of the site upon closure. The purpose of the Directive is to ensure a high level of protection of the environment taken as a whole.
2. The permit conditions including emission limit values (ELVs) must be based on **Best Available Techniques (BAT)**, as defined in the IPPC Directive. To assist the licensing authorities and companies to determine BAT, the Commission organises an exchange of information between experts from the EU Member States, industry and environmental organisations. This work is co-ordinated by the **European IPPC Bureau** of the Institute for Prospective Technology Studies at EU Joint Research Centre in Seville (Spain). This results in the adoption and publication by the Commission of the **BAT Reference Documents** (the so-called BREFs). **Executive summaries** of the BREFs are also translated into the official EU languages.
3. The IPPC Directive contains elements of **flexibility** by allowing the licensing authorities, in determining permit conditions, to take into account:

- (a) the technical characteristics of the installation,
- (b) its geographical location and
- (c) the local environmental conditions.

4. The Directive ensures that the **public has a right to participate** in the decision making process, and to be informed of its consequences, by having access to

- (a) permit applications in order to give opinions,
- (b) permits,
- (c) results of the monitoring of releases and
- (d) the **European Pollutant Emission Register (EPER)**. In EPER, emission data reported by Member States are made accessible in a public register, which is intended to provide environmental information on major industrial activities. EPER will be replaced by the European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) from 2007 reporting period onwards.

Legislation

The original IPPC directive has been amended twice since it entered in force. The **first amendment** reinforced **public participation** in line with **the Aarhus Convention**. **The second amendment** clarified the relationship between the permit conditions established in accordance with the IPPC Directive and the EU greenhouse gas **emission trading scheme**.

Vedlegg A.2. Definisjon av BAT

Som et alternativ til å gjengi direktivet direkte benytter vi en god gjennomgang av BAT – prinsippet gitt på nettstedet til The Environmental Protection Agency (EPA) i dets **BAT Guidance Notes**, se <http://www.epa.ie/Licensing/BATGuidanceNotes/>. Her står:

The concept of BAT (Best Available Techniques) was introduced as a key principle in the IPPC Directive 96/61/EC. This Directive has been incorporated into Irish law by the Protection of the Environment Act 2003. To meet the requirements of this Directive, relevant sections of the Environmental Protection Agency Act 1992 and the Waste Management Act 1996 have been amended to replace BATNEEC (Best Available Technology not entailing Excessive Costs) with BAT. Thus, for activities falling within the scope of the Directive and regulated by these Acts, BAT must be applied.

BAT is defined in Section 5 of Environmental Protection Agency Acts, 1992 and 2003, and Section 5(2) of the Waste Management Acts 1996 to 2005, as the “most effective and advance stage in the development of an activity and its methods of operation, which indicate the practical suitability of particular techniques for providing, in principle, the basis for emission limit values designed to prevent or eliminate or, where that is not practicable, generally to reduce an emission and its impact on the environment as a whole”, where:

- B** *‘best’* in relation to techniques, means the most effective in achieving a high general level of protection of the environment as a whole
- A** *‘available techniques’* means those techniques developed on a scale which allows implementation in the relevant class of activity under economically the technically viable conditions, taking into consideration the costs and advantages, whether or not the techniques are used or produced within the State, as long as they are reasonably accessible to the person carrying out the activity
- T** *‘techniques’* includes both the technology used and the way in which the installation is designed, built, managed, maintained, operated and

decommissioned.

A range of BAT associated emission level values (ELV) indicate levels achievable through the use of a combination of the process techniques and abatement technologies. The licensee must demonstrate to the satisfaction of the Agency, during the licensing process, that the installation/facility will be operated in such a way that all the appropriate preventative measures are taken against pollution through the application of BAT and justify the application of other than the most stringent ELV in the range.

At the installation/facility level, the most appropriate techniques will depend on local factors. A local assessment of the costs and benefits of the available options may be needed to establish the best option. The choice may be justified on:

- the technical characteristics of the installation/facility;
- its geographical location;
- local environmental considerations;
- the economic and technical viability of upgrading existing installations.

The overall objective of ensuring a high level of protection for the environment as a whole will often involve making a judgment between different types of environmental impact, and these judgments will often be influenced by local considerations. On the other hand, the obligation to ensure a high level of environmental protection including the minimisation of long-distance or transboundary pollution implies that the most appropriate techniques cannot be set on the basis of purely local considerations.

The guidance issued in these Notes in respect of the use of any technology, technique or standard does not preclude the use of any other similar technology, technique or standard that may achieve the required emission standards and is demonstrated to the Agency to satisfy the requirement of BAT.

In the identification of BAT, emphasis is placed on pollution prevention techniques rather than end-of-pipe treatment.

The IPPC Directive 96/61/EC and the Environmental Protection Agency Acts 1992 and 2003 (Section 5(3)), require the determination of BAT to consider in particular the following, giving regard to the likely costs and advantages of measures and to the principles of precaution and prevention:

- (i) the use of low-waste technology,
- (ii) the use of less hazardous substances,
- (iii) the furthering of recovery and recycling of substances generated and used in the process and of waste, where appropriate,
- (iv) comparable processes, facilities or methods of operation, which have been tried with success on an industrial scale,
- (v) technological advances and changes in scientific knowledge and understanding,
- (vi) the nature, effects and volume of the emissions concerned,
- (vii) the commissioning dates for new or existing activities,
- (viii) the length of time needed to introduce the best available techniques,
- (ix) the consumption and nature of raw materials (including water) used in the process and their energy efficiency,
- (x) the need to prevent or reduce to a minimum the overall impact of the emissions on

- the environment and the risks to it,
- (xi) The need to prevent accidents and to minimize the consequences for the environment, and
 - (xii) the information published by the Commission of the European Communities pursuant to any exchange of information between Member States and the industries concerned on best available techniques, associated monitoring, and developments in them, or by international organizations, and such other matters as may be prescribed.

The BAT guidelines on this web page are not the sole basis on which BAT associated licence emission level values are to be set, since information from other sources will also be considered. Such information includes site-specific environmental and technical data, plant financial data and other sources of relevant information.

The BAT guidance documents are presently under review by the Agency. Guidance documents on this web page are presently regarded as BAT for the purposes of Agency IPPC and Waste licensing. Guidance documents will be updated and replaced as such documents become available.

Vedlegg A.3. Gjennomgang av IPPC-direktivet og BAT

En god oversikt over IPPC-direktivet er gitt av European Waterless Printing Association, WPA, se <http://www.ewpa.org/index.php?id=9&L=1>. Dette gjengis under, ("What? Why? How? When? Where?").

What?

The EU has got common rules on permitting for industrial installations which are put together in the IPPC directive (1996). IPPC is for "Integrated Pollution Prevention and Control". This directive intends to minimize pollution of different entries within the EU. All industrial installations that are covered by Annex I need an official permission of the member states.

Without those permissions one is not allowed to run the installations. Permits must be based on the concept of BAT. In many cases, following BAT has a positive effect on the environmental circumstances but sometimes the adjustment on this standard causes high investments. In order to save the number of jobs while installations are being adapted to meet the requirements (BAT), the EU has set a time limit of 11 years since the directive came into effect.

Why?

European production methods and consumption are not sustainable. Besides the improvements that have been made in the past centuries referring to industrial pollution, industrial production still accounts for a considerable share of overall pollution in Europe. Chemicals that are used in every-day life and traffic also have a strong impact on the environment but industrial

pollutants such as greenhouse gases, acidifying substances, volatile organic compounds and waste are of the same danger.

That is why aiming at sustainable production to reduce industrial pollution is of big importance. It is obvious that it will be easier to change production process of let's say 20,000 industrial companies in Europe than the consumption behaviour of a hundred million

citizens living in the EU. Standardisations like BREF's shall avoid so-called environmental-dumping. Companies shall no longer move their production to other countries within the EU where environmental demands are lower than in their origin country.

How?

The directive (see Article 249 of the Treaty of the European Community) is a good method for the EU to achieve harmonised permitting procedures. It contains basic rules to implement integrated permits. Being integrated means that the permits have to consider all effects of the industrial installation on the environment such as pollution of air, water and land, waste, choice and use of raw material, energy efficiency, noise, technical fault prevention, risk management et cetera.

To make sure that the permitting procedures are based upon the best available techniques, the authorities need help to find out what is the best available technique. In Annex IV of the directive the sectors one has to consider when trying to find out what is BAT are listed. The European Commission initiates an exchange of information among the expert involved such as EU, Industry and Environmental NGOs.

Coordination of the technical work is done by the EIPPCB in Seville. It is worked on approximately 30 sectors all geared towards Annex I of the directive. Every sector requires roundabout two years to finish a BREF-note. All notes will be completed at the end of 2005. Documents that are already finished can be downloaded from the server of EIPPCB or the IPPC- homepage of the European Commission.

They are also available on CD. Soon, it will also be possible to download them from this homepage. BREF-notes can only be regarded as some kind of assistance for the permitting authorities. In particular case the authorities have the power to decide about the permission. On the one hand directive's 9th article says that, as appropriate, technical properties, local environmental conditions and site have to be taken into account. On the other hand, emission limit values (waste combustion and Grossfeueranlagen) are already prescribed in some sectors and the possibility of enlargement exists (see Article 18 of directive).

Politicians, local authorities and administration and public need to be informed much better about the bad influence on environment of every single industrial installation. For this purpose a European Pollution? Emission Register (EPER) has to be introduced.

When?

The fifteen Member States had to adopt the laws, regulations and administrations covered by the directive to their national law by the end of October 1999. Whatever the case may be some of the Member States still have not informed the European Commission of having entered the directive into force or have only entered it partially (e.g Ireland and Luxembourg). Since October 1999 one has to make sure that new installations or fundamental changes in existing installations - which may increase pollution - have to correspond to the directive.

Remember: there is no direct effect on other installations that already exist. Another 8 years of grace are granted to make the installations meet the requirements.

Where?

For all 15 Member States equal regulations are in force. With the broadening of the EU the Accession Countries have tried to make their permitting procedures fit to the directive. Some of the countries had remarkable success others asked for temporary solutions during the process of accession.

Who?

The IPPC directive affects:

- Permit authorities (national, regional and local) of the 15 (present) Member States of the EU whose permits are based on the concept of BAT.
- The European Commission and the Environmental Committee (Department D.3 "Installations and Implementations") have to make sure that all 15 Member States meet the requirements.
- Experts in the Member States (mainly from national environmental authorities and similar associations) who participate at the exchange of information concerning BAT.
- Experts in Industry who take part at the exchange of information concerning BAT.
- Environmental Organisations who participate at the exchange of information concerning BAT.
- The Information Exchange Forum (IEF) which organises the exchange of information together with the European Commission. Representatives of the Member States, Industry, Environmental Organisations and the European Commission form the IEF.
- The EIPPCB in the EU Joint Research Centre in Seville, Spain.
- The IPPC experts and the IMPEL network.
- Both forum support the communication among the several national authorities about topics which deal with implementation and performance of the directive.

Last but not least:

- The public who is given access to the following (see Article 15):
 - a) Application forms for Permit
 - b) Permissions
 - c) Reports of supervision
 - d) EPER (European Pollution Emission Register)

The BREF-notes are going to be published on this homepage, too. Large public interest and active support are needed for further development of new environmental standards in industry.

The 2003/35/EG directive ensures that practical information of the permitting procedures is made available to the public.

Vedlegg B: OG21

Her gjengis noe informasjon om OG21 – Olje og gass i det 21 århundre.

Arbeidsgruppen OG21 ble etablert av [Olje- og energidepartementet \(OED\)](#) i 2001. OG21 utformer nasjonale strategier som skal føre til en koordinert og fokusert tilnærming til forskning og utvikling i petroleumsindustrien. Strategiene fokuserer på verdiøkning og konkurransefordeler i olje - og gassindustrien. OG21 er et rådgivende organ og gir retningslinjer for hva petroleumsforskningen bør fokusere på de nærmeste årene. OG21 består av oljeselskaper, leverandørindustri, forskningsinstitusjoner og myndigheter. De arbeider for å oppnå synergier i hele forskningskjeden og mellom de ulike aktørene i petroleumsnæringen. Bente Nyland fra OD representerer myndighetene i OG21, og har ansvar for at strategier og prosjekter følges opp. OED er med i en observatørrolle. Nasjonalbudsjettet for 2004 la vekt på at midler til petroleumsforskning skal fordeles til prosjekter som følger OG21s retningslinjer.

Via <http://www.og21.org/> (se "about OG21") finner en følgende info:

OG21 - Oil and Gas in the 21st Century

History of OG21 is a Task Force established by the Ministry of Petroleum and Energy (MPE) of Norway in 2001 to help the petroleum industry to formulate a national technology strategy for added value and competitive advantage in the oil and gas industry. The objective is to develop a more co-ordinated and focused approach to research and development throughout the oil and gas industry. The initiative has received strong support from the industry.

OG21 is expected to result in a new overall technology strategy, leading to more concerted and focused efforts in research and technology development, and thereby promoting more efficient and timely results.

The Norwegian authorities also recognised that the petroleum industry identifies technology as the single most important factor for reducing costs and enhancing the competitiveness of Norway's oil and gas activities. Technology will also be crucial for resolving the considerable challenges facing Norway's petroleum industry.

The OG21 national technology strategy for the petroleum industry focus on: sustained profitability in the Norwegian petroleum industry and resource optimisation on the Norwegian Continental Shelf (NCS); increased technology and knowledge exports by exploiting the competitive advantages and internationalisation of the Norwegian service and supply industry.

The national technology strategy represents a consensus-based approach to the industry's views of the most important and urgent issues to be addressed by research and technology development.

The national technology strategy will be implemented in and by the industry, taking advantage of existing operational options such as the relevant programmes of the Research Council of Norway (Petromaks, PetroForsk, Oil and Gas), Demo 2000 and other industry initiatives (CORD, FORCE, Deep Community). New entities will be established as needed.

Since autumn 2002, OG21 has appointed seven oil companies, all operators on the NCS, as Lead Parties (LP) to conduct a detailed evaluation of the Technology Target Areas (TTA) which have been identified during the strategy process. The recommendations from these evaluations were presented at the OG21 Forum in October 2003. The reports prepared by this TTA Task Forces are available on our Website.

Vedlegg C: BAT i EU

På regjeringens nettside finnes en oppsummering fra et EPRG-møte som er avholdt så nylig som 23. april 2007, se <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/annet/Oppsummering-fra-EPRG-motet-23-april.html?id=464215>. Under gjengir vi et utsnitt av første punkt av dette referatet, som angår *Revisjon av IPPC-direktivet*. Her står det bl.a. litt om gjennomføring og utfordringer, og om de bindende referansedokument, BREFer (noe forkortet):

Revisjon av IPPC direktivet og annen relatert lovgivning (bla NEC ”Takdirektivet”).

Del Beke, som er Director for Climate Change Policy Unit i DG Miljø, startet med å understreke at gjennomføring av direktivene går bra. Samtidig dukker disse direktivene stadig opp i den pågående diskusjonen om ”better regulation” og man ønsker innspill fra medlemslandene til revidering av direktivene.

Marianne Wenning, Head of Unit, Industrial Emissions, DG Miljø ga en kort orientering om målsettingen bak direktivene. Utgangspunktet er målsettingen i Lisboastrategien om en mer konkurransedyktig bærekraftig industri og målene om bedre luftkvalitet satt frem i den tematiske strategien om luftkvalitet fra 2005. Det finnes en rekke virkemidler for å redusere luftforurensing fra industri (IPPC, SE, LCP, TiO₂, E-PRTR, WI). Mye er oppnådd frem til nå og man har beregnet at gevinstene er 5.17 ganger høyere enn kostnadene ved å gjennomføre direktivene. I forbindelse med revideringene diskuteres det nå hvor mye vi må redusere for å nå våre mål og hva som er hovedutfordringene.

Hovedutfordringene er i følge Wenning at lovgivningen er for kompleks og at det er for lite bruk av BAT (best available technology). Det er for lite åpenhet om bruk av kriteriene for fleksibilitet noe som fører til manglende og/eller feil gjennomføring og reduserer miljøgevinsten, samt hindrer fri konkurranse. En gjennomgang av 30 installasjoner viste at bare halvparten har BAT. BAT vil føre til større reduksjoner av utslipp og studier viser at gevinstene overstiger kostnadene.

Kommisjonen ønsker og diskuterer ulike alternative løsninger med medlemslandene.

- Bør man innføre strengere godkjenningsordninger ved å gjøre BAT referanse dokumentene (BREF) bindene?
- Bør man strømlinjeforme regelverket, slå sammen direktivene og lage ett rammedirektiv for industriutslipp?

Bindende referansedokumenter (BREFs)?

De aller fleste ønsker å begrense fleksibiliteten i BREFene, men det er ingen som støtter et bindende regelverk på EU nivå. Finland frykter overbyråkratisering og flere (Sverige, Nederland og UK) er opptatt av at bindende regelverk faktisk kan hindre innovasjon, fordi man ikke vil klare å oppdatere BREFene parallelt med utvikling av ny teknologi. Det er store fordeler med fleksibiliteten, men vi må følge med på hvordan den brukes. Man bør følge opp brudd på implementering av dette direktivet slik man gjør på andre områder.

Italia og Spania stiller spørsmålstegn til diskusjonen fordi fristen for gjennomføring av IPPC ennå ikke har gått ut. De ville ventet til evalueringsrapporten forelå.

Strømlinjeforme – lage ett nytt rammedirektiv for industrien?

Mange (Tyskland, Finland, Ungarn, Tsjekkia, Danmark, Italia, Sverige, Spania, Slovakia og Island) er i mot å slå sammen direktivene. Det beste er å forenkle, lage klare standarder for å unngå at land implementerer ulikt. Man bør se på direktivene i sammenheng, men ikke forsøke å gjøre dem om til ett direktiv. Italia ønsker å beholde sektorvise regelverk.

Nederland, Belgia og Kroatia er mer positive til en sammenslåing av direktivene, de er opptatt av å finne ut hva som virker best. UK og Irland er også åpne for å inkludere andre direktiver i IPPC hvis det er kostnadseffektivt. De ønsker enklere rapportering og overvåking og understreker at direktivene må lages slik at de nasjonale administrasjonene klarer å forholde seg til dem. Irland var imidlertid opptatt av om industrien ville reagere negativt på en revidering av IPPC samtidig som de jobber hardt med kvotehandling med CO₂, at de vil oppleve dette som om "everything is up for grab". Portugal, Latvia og Romania er også åpne for ett direktiv, men vil avvente evaluering av gjennomføring av direktivet.

Norge sa seg enig med Tyskland, Danmark og Sverige ift Kommisjonens spørsmål. Rensvik bad forsamlingen ikke glemme muligheten for skattlegging i diskusjonen om virkemidler. Norge har innført en skatt på NO_x som har fått i gang en positiv utvikling. Når vi diskuterer dette med industrien er de opptatt av hvor andre land står. Statoil er opptatt av hvor de står ift hva som skjer i Japan og i EU. Norge ønsker en implementeringsstrategi hvor "benchmarking" innføres som et virkemiddel. Når industrien investerer skal pengene gi avkastning i 20 år, ingen ønsker å investere i gårsdagens teknologi. Hvis vi får frem hvem som er pionerene kan vi ta del i dynamikken som industrien bruker. Det samme diskuterte vi ift CO₂ systemet. BREF dokumentene er ikke-statiske dokumenter, og bør ikke gjøres bindende.

Del Beke takket for nyttige innspill. Han viste til at Kommisjonen også mottar mange ulike innspill fra industrien i de respektive landene. Han oppsummerte diskusjonen slik: Landene er ikke veldig positive til ETS for NO_x og SO₂, men ønsker mer fakta og videre diskusjon. Kommisjonen skal ikke fjerne annen lovgivning. Dette vil evt. kun bli et frivillig tilleggsvirkemiddel. Når det gjelder BAT og BREFene er det generell enighet at det er for stor fleksibilitet. Kommisjonen føler det er behov for videre diskusjon og foreslår å etablere komitologi møter for IPPC, mer som diskusjonsfora enn et beslutningsorgan (slik man har på ETS – CO₂). Kommisjonen vil også gjerne diskutere muligheten for å innføre "benchmarking" i neste runde. Når det gjelder strømlinjeforming så opplever Kommisjonen landene som forsiktige. Kommisjonen opplever en viss avstand mellom de som jobber med implementering og sånne som oss som jobber med policy. Kommisjonen skal se på rapporteringsrutinene.

Vedlegg D: NO_x -reduserende teknologi ”Dry Low Emission”

*Utredning av mulige NO_x -reduserende tiltak på sokkelen, Oljedirektoriatet 2005 gir en felles forståelse omkring kostnader og tekniske utfordringer ved å installere teknologi for å redusere utslippene av NO_x fra turbin- og motordrift på innretningene til havs, så kostnadseffektivt som mulig. Denne rapporten er et bidrag til beslutningsgrunnlaget for valg av virkemiddel for oppfyllelse av Gøteborgprotokollen i 2010. Rapporten har derfor spesiell fokus på hvilke NO_x -reduksjoner som er realistiske å oppnå fra innretningene på sokkelen innen 2010. I tillegg må Norge oppfylle IPPC-direktivet og krav om BAT. I denne forbindelse har OED bedt om en oppdatert tiltaksanalyse over mulige NO_x -reduserende tiltak på sokkelen som også skal inneholde en vurdering av utviklingen av ny teknologi. OED ga i denne forbindelse OD følgende oppdrag: *OED har behov for en oppdatert tiltaksanalyse over mulige NO_x reduserende tiltak på sokkelen, herunder kostnader og konsekvenser for ressursutnyttelsen på feltene.**

En gjennomgang av operatørens IPPC-rapporter viser at det er installert en rekke stempelmotorer på sokkelen.

Det er utviklet og er under utvikling flere teknologier for å redusere utslipp av NO_x fra turbiner. Den foreløpig best utviklede og mest anvendte er *DLE (Dry Low Emission)* teknologien, som gir NO_x -konsentrasjon under 25 ppm. Den vanligste gassturbinen på norsk sokkel er kun kvalifisert og utprøvd med DLE-teknologi for ren gassdrift og ikke for kombinert gass- og dieseldrift (dual fuel). Det er i dag 26 single fuel gassturbiner som ikke er utstyrt for lav- NO_x på sokkelen og potensielt kan bygges om til DLE basert på utprøvd teknologi.

DLE har flere tekniske utfordringer for å fungere optimalt og ikke alle single fuel gassturbiner har DLE. For disse er ettermontering av DLE teknisk sett mulig basert på eksisterende lav- NO_x teknologi og dersom det er satt av plass til ettermontering. De single fuel gassturbinene som er ikke forberedt for ettermontering av DLE, vil medføre høye kostnader og betydelige utfordringer ved installering.

For dual fuel turbiner er DLE teknologi ennå ikke å anse som utprøvd teknologi. Dual fuel DLE teknologi for sokkelens mest anvendte gassturbinetype er ikke kvalifisert for anvendelse til havs. Et DLE system som kan håndtere drift på diesel er under utvikling. Etter planen skal de to første DLE maskinene av denne typen installeres på norsk sokkel i 2007. Før et eventuelt dual fuel DLE anlegg kan benyttes på andre innretninger, bør teknologien på pilotanlegget kvalifiseres i henhold til industriens standarder for roterende utstyr. Ombygging til dual fuel DLE forventes å ha høyere investerings- og driftskostnader enn single fuel DLE. Den tekniske modenhet og det høye kostnadsnivået på denne teknologien vil vanskeliggjøre ettermontering av dual fuel DLE på gassturbiner i et større omfang for full operativ drift i 2010. Arbeidsgruppen har imidlertid identifisert et mulig potensial på inntil 19 dual fuel turbiner som over tid kan konverteres til single fuel DLE teknologi (utprøvd teknologi).

Noen dual fuel gassturbiner kan ha mulighet for konvertering til single fuel DLE. Siden turbininstallasjonene vil avvike fra innretning til innretning når det gjelder både kompleksitet og påvirkning av omkringliggende utstyr, vil det være store feltmessige forskjeller i arbeidsmengde og tilhørende kostnader for ombygging av dual fuel til single fuel. Dette krever detaljerte studier for hver innretning/turbin.

Det pågår teknologiutvikling og mulighetsstudier for installasjon av vann- og dampinjeksjon i gassturbiner, som et alternativ til DLE for reduksjon av NO_x utslipp på sokkelen. Vann- og dampinjeksjon i gassturbiner kan på sikt bli utviklet til et kostnadseffektivt alternativ til DLE. Spesielt kan dette være av interesse for de innretninger som er utstyrt med dual fuel turbiner (ikke er kvalifisert for DLE) og turbiner som ikke er tilrettelagt for etterinstallering av DLE. Teknologien er kvalifisert for bruk på land men ikke for løsninger til havs. Det er bygget et anlegg for vanninjeksjon for to maskiner på britisk sokkel.

Industrien vurderer per i dag ombygging til vanninjeksjon på eksisterende innretninger som ikke kvalifisert teknologi og regner denne heller ikke som ”beste tilgjengelige teknikk (BAT)”. To operatørselskap på norsk sokkel har imidlertid igangsatt forstudier for å utrede og eventuelt modne teknologien videre.

Dampinjeksjon i turbiner kan være interessant for anlegg med behov for mer kraft, som ikke nyttgjør all overskuddsvarme og hvor en har tilstrekkelig tilgjengelig vekt- og arealkapasitet.

Vedlegg E: Tillatelse til nmVOC-utslipp fra lasting og lagring av råolje

Her gjengis Avsnitt 4 av et dokument fra Miljøverndepartementet, ref. [Regjeringen 1], (se også Avsnitt 3.1 i rapporten). Dette Avsnitt 4 angår krav til utslippsreducerende teknologi, og inneholder bl.a. ulike vurderinger angående BAT, henholdsvis fra oljeselskapene (Avsnitt 4.1) og Miljøverndepartementet (Avsnitt 4.2).

4. Krav til utslippsreducerende teknologi – designfaktor og regularitet

SFT har stilt spesifikke krav til den teknologien som skal installeres. Det er satt krav om en designfaktor på minimum 78 %, dvs. at teknologien skal være designet for å kunne redusere utslippene av NMVOC med minst 78 % ved lagring og lasting. I tillegg er det satt krav om en regularitet på minimum 95 %, dvs. at anlegget skal være i funksjon i gjennomsnitt minst 95 % av tida den er i bruk.

4.1 Klagernes anførsler:

Statoil anfører at kravet til designfaktor må forstås som et designkriterium, og at faktiske avvik fra dette ikke vil bli betraktet som brudd på vedtaket. Videre ber de presisert at det ikke er noen plikt til å skifte ut anlegg som allerede er installert. *Statoil* anfører at designfaktoren ikke kan settes over 70%. Kravet er betydelig over BAT, og det er i strid med forurensningsloven og IPPC-direktivet å sette kravet så høyt. Når det gjelder regulariteten må det foretas en konkret vurdering av hva som påvirker denne, og dette er ikke gjort. *Statoil* viser også til at kostnadene med det første gjenvinningsanlegget på Gullfaks har blitt 130 millioner NOK, og ikke 75 millioner NOK som opprinnelig antatt.

Norsk Hydro anfører at det ligger utenfor forurensningsloven å stille så høyt krav om designfaktor og regularitet som SFT har gjort. Det gjelder særlig dersom SFT ikke aksepterer at avvik fra kravet kan forekomme, selv om anlegget kjøres optimalt. *Norsk Hydro* viser til at pilotanlegget på M/T Anna Knutsen bare har oppnådd 78% reduksjon av NMVOC-avdampning og en regularitet på omlag 75%. Det er etter *Norsk Hydros* syn urimelig å anta at det blir særlig tid til teknologiutvikling med SFT sitt krav til innfasingstempo. Det er nødvendig med ett års leveringstid for slike anlegg og det er nødvendig med ett års driftserfaring før man kan snakke om erfaringsspredning. *Norsk Hydro* ber også om en presisering av hvordan begrepet designfaktor skal forstås.

Norske Shell aksepterer designfaktor på minimum 70% og regularitet minimum 75%, subsidiært at det aksepteres at dagens teknologi installeres i en overgangsfase. *Shell* anfører at kravet innebærer en forskuttering av den teknologiske utviklingen.

Esso Norge anfører at det ikke er noen nåværende tilgjengelig teknologi som oppfyller kravet til designfaktor og regularitet. Det gjelder særlig for de første anleggene som installeres, fordi de på grunn av tidsplanen må bygges og installeres før man har kunnet høste tilstrekkelig erfaring med de første anleggene. *Esso* anfører at selskapet oppfyller kravene ved å installere BAT uavhengig av hvor stor NMVOC-reduksjon som oppnås ved dette. Kravet fastsatt av SFT ligger etter *Essos* syn betydelig høyere enn BAT, og er i strid med loven og IPPC-direktivet. SFT har heller ikke foretatt de nødvendige avveininger ved fastsettelsen av kravet.

4.2 Departementets vurderinger

Miljøverndepartementet anser det ikke nødvendig å ta stilling til om de krav som er satt til teknologien i denne saken overstiger BAT-kravet eller ikke. IPPC-direktivet gir hjemmel for

å sette strengere krav, og forurensningsloven § 2 nr 3 gir heller ikke begrensninger i så måte. Det avgjørende i denne saken er derfor ikke teknologiens forhold til BAT, men avveiningen av om tiltaket står i rimelig forhold til de skader og ulemper som skal unngås, jf forurensningsloven § 7 annet ledd i.f.

Miljøverndepartementet legger til grunn at NMVOC-rensende teknologi med designfaktor på minimum 78 % og regularitet minst 95 % er kommersielt tilgjengelig på markedet. Det eksisterer ulike teknologier, som varierer i kostnad og modenhetsgrad. Oljeselskapene anfører at anskaffelse og installering av utstyret har blitt mer kostbart enn forutsatt, men vurdert opp mot de miljøskadelige effektene av NMVOC-utslippet, og tatt i betraktning at selskapene over år har kunnet foreta utslippene uten kostnader, er det Miljøverndepartementet syn at kravet til designfaktor og regularitet ikke er satt for høyt.

Departementet legger også vekt på at de strenge teknologikravene er nødvendige for å redusere utslippene til det nivå Norge er forpliktet til å overholde etter Geneve-protokollen. Som tidligere nevnt har Norge siden 1999 brutt vår internasjonale forpliktelse på dette området. Departementet viser også til at tiltak på sokkelen er den mest kostnadseffektive måten å redusere utslippene på for Norge.

Selv om teknologien er relativt ny, skjer det nå en sterk utvikling på området som vil kunne føre til teknologi med høyere designfaktor og regularitet enn det som er satt i kravet. Dette er for eksempel tilfelle for den teknologien som Esso Norge planlegger installert på sitt produksjons- og lagerskip (FPSO'er). I tillegg kommer at det nå også arbeides med utvikling av teknologi som vil kunne redusere utslippene på en enklere og rimeligere måte enn dagens teknologi og kunne ta større andel av NMVOC-utslippene og også andre utlipp. Det er derfor ikke usannsynlig at investeringene totalt sett vil kunne reduseres i forhold til beregninger basert på dagens teknologiske løsninger.

Endelig viser Miljøverndepartementet til at kravet er satt som et designkrav, og at faktiske avvik kan forekomme uten at det automatisk vil være brudd på utslippstillatelsen. På denne bakgrunn er det Miljøverndepartementet sitt syn at kravet til designfaktor og regularitet er i overensstemmelse med forurensningsloven. For øvrig vises det til begrunnelsen i oversendelsesbrevet fra SFT på dette punkt, som Miljøverndepartementet slutter seg til.

Departementet vil understreke at dersom det viser seg at det blir kommersielt tilgjengelig teknologi med virkningsgrad bedre enn det som er fastsatt i utslippstillatelsen, vil det kunne føre til justeringer i kravet, jf forurensningsloven § 18.