

Statens forurensningstilsyn
Postboks 8100 Dep,
0032 OSLO

Vår dato	05.03.06
Deres dato	
Vår ref	42-1735-DSB-Tsa, 060306
Deres ref	8200/Tsa
Saksbehandler	torbjorn.samuelsson@gasnor.no

Søknad om endring i utslippstillatelse, Naturgassparken Vest

Grunnet økende etterspørsel etter LNG har styret i Gasnor AS besluttet å utvide produksjonen av LNG i Naturgassparken Vest, der Gasnor AS har et av sine produksjonsanlegg for LNG i dag. Produksjonen startet opp høsten 2003 i Naturgass Vest AS sin regi.

Fra og med 1. januar 2005 fremsto Naturgass Vest AS som Gasnor AS som følge av en fusjon.

Hovedleverandør for nytt produksjonsanlegg er Hamworthy Gas Systems AS (HGS), som har sitt hovedkontor i Asker. Grunnlaget for de endringene i utslipp som det her søkes om bygger på opplysninger fra HGS og fra de erfaringene som Gasnor AS har tilegnet seg gjennom drift av eksisterende LNG-anlegg.

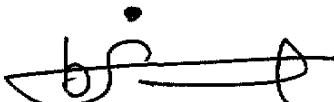
Søknaden sendes i henhold til § 11 i forurensningsloven.

For nærmere avklaring vennligst kontakt Gasnors myndighetskontakt.

Med vennlig hilsen
Gasnor AS



Karl Otto Nesdal
HMS&K-sjef



Torbjørn Samuelsson
HMS-koordinator/myndighetskontakt
M: 9241 8813

Vedlegg: 1: Søknad om utslippstillatelse (endring)
2: Vedlegg til søknad om utslippstillatelse

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	OM GASNOR AS.....	2
2	BAKGRUNN FOR DENNE SØKNADEN.....	2
3	MILJØPERSPEKTIVET FOR BRUK AV NATURGASS	3
3.1	GENERELT	3
3.2	MILJØFORDELER OG MARKEDSPOTENSIAL	3
4	KOLLSNES II ANLEGGET (TOG II).....	4
4.1	LOKALISERING	4
4.2	PROSJEKTOPPLYSNINGER	5
4.3	HOVEDMILEPÆLER	5
4.4	LNG-PROSESSEN	6
4.5	KJEMIKALIE- OG HYDROKARBONBEHOLDNING	7
4.6	ENERGIUTNYTTELSE.....	7
4.7	AVFALLSHÅNDTERING.....	8
4.8	STØY.....	8
5	DRIFTSERFARINGER FRA TOG I.....	9
5.1	UTSLIPP FOR 2004 OG 2005	10
5.2	MÅL FOR UTSLIPP FRA TOG I 2006.....	11
6	SAMLET UTSLIPP FRA TOG I OG TOG II	12
6.1	UTSLIPP TIL LUFT	12
6.1.1	<i>Fakkel</i>	12
6.1.2	<i>HOTOIL</i>	12
6.1.3	<i>Surgass</i>	12
6.2	UTSLIPP TIL VANN	12
6.2.1	<i>Amin- og glykolrester</i>	12
6.2.2	<i>Glykol fra kjølevannskretsen</i>	12
6.2.3	<i>Retur av kjølevann</i>	12
7	RISIKO FOR AKUTT FORURENSNING.....	13
8	FOREBYGGENDE TILTAK.....	13
9	PLANLAGTE TILTAK FOR Å BEGRENSE FORURENSNING.....	13
10	MULIGE INTERESSEKONFLIKTER.....	15
11	VEDLEGG.....	15

1 Om GASNOR AS

Gasnor ASA ble stiftet desember 1989 og leverte sin første naturgass til Hydro Aluminium Karmøy sommeren 1994. På Haugalandet er det bygd ut et rørdistribusjonsnett på over 80 km for å betjene markedet som i hovedsak består av stasjonære kunder. Et mindre LNG produksjonsanlegg (20.000 tonn pr. år) på Karmøy ble driftsatt mars 2003.

Naturgass Vest As ble stiftet i desember 1994 og startet sine første leveranser av naturgass (som CNG) til kunder i Bergensregionen. Transportsektoren (busser) er det spesielt fokusert på i tillegg til stasjonære kunder. På Kollsnes i Øygarden ble det i november 2003 tatt i bruk et LNG produksjonsanlegg med en kapasitet på 40.000 tonn på årsbasis.

Selskapene fusjonerte høsten 2004 og fremsto som en nytt felles selskap fra 1. januar 2005, under navnet GASNOR AS. Det nye selskapet har nå 40 ansatte fordelt på Bryne, Karmøy, Kollsnes og Bergen. Hovedkontoret er på Karmøy.

Selskapet vil videreutvikle sin virksomhet på land i forbindelse med naturgassressursene som er i Norge.

Selskapets primære oppgaver er:

- ⇒ Salg av naturgass til kunder (i hovedsak til industri- og transportsektoren)
- ⇒ Bygge og drive anlegg for distribusjon av komprimert naturgass(CNG)
- ⇒ Bygge og drive anlegg for produksjon og distribusjon av flytende naturgass(LNG)
- ⇒ Bygge og drive rørbaserte distribusjonsnett

GASNOR jobber aktivt:

- ⇒ for å levere miljøvennlige og trygge løsninger
- ⇒ for å ha dyktige, ansvarsbevisste og motiverte medarbeidere i et godt arbeidsmiljø
- ⇒ for å etablere løsninger som ikke forårsaker utslipp av stoffer som skader mennesker eller natur
- ⇒ med gjenbruk av materialer
- ⇒ med å være forberedt på morgendagens utfordringer
- ⇒ for å unngå skader på personell og materiell

Eierfordelingen i % for selskapet som følger:

⇒ Hydro	21,0
⇒ Statoil	20,0
⇒ BKK	20,0
⇒ Haugaland Kraft	13,4
⇒ E. ON Ruhrgas	14,0
⇒ Total E&P Norge	7,4
⇒ Norske Shell	4,1
⇒ Andre	0,1

For øvrig vises det til hjemmeside med årsmelding for 2004, <http://www.gasnor.no/>

2 Bakgrunn for denne søknaden

Grunnet stigende etterspørsel og nye avtaler om gassleveranser har Gasnor besluttet å utvide LNG-produksjonen i tilknytning til eksisterende LNG-anlegg i Naturgassparken Vest i Øygarden.

Utvidelsen vil medføre endrede utslipp. Søknad om endringer av eksisterende tillatelse sendes i henhold til lov av 13. mars 1981 nr 6 om vern mot forurensninger og om avfall, § 11. Denne beskrivelsen er et vedlegg til søknaden og inneholder opplysninger i henhold til § 12 i samme lov.

3 Miljøperspektivet for bruk av naturgass

3.1 Generelt

GASNOR AS har en miljøstrategi som innebærer å:

- ⇒ erstatte fossile energibærere med naturgass hvilket medfører redusert utslipp til luft
- ⇒ strekke seg etter de mest miljøvennlige distribusjonsløsningene for naturgass

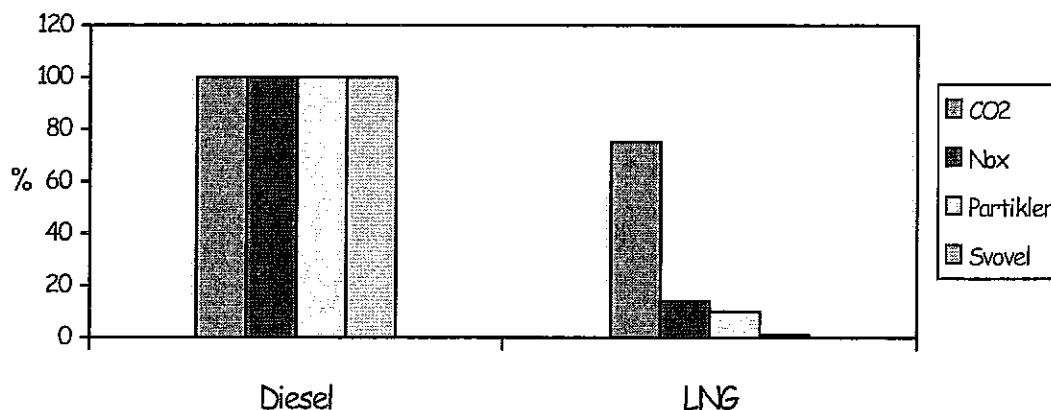
I tillegg til økonomi for sluttbruker av energi, begrunnes også utvidelsen av LNG-produksjonen blant annet den positive miljøeffekten tiltaket forventes å ha når en ser på det samlede utslippsbildet fra produksjonsanlegg, mottaksterminaler og distribusjonssystem sammenholdt med de utslippsreduksjoner som kan oppnås på kundesiden ved overgang fra fyringsolje og diesololje til naturgass.

Tabell 1 Sammenligning av utslipp fra ulike brensler

Energibærer	NO _x mg/MJ	SO ₂ Mg/MJ	Partikler Mg/MJ	CO ₂ ekv g/MJ	Dioxiner pg/MJ
Lettolje (kjel)	60	20	1	74	3
Naturgass (kjel)	20	2	0	56	1,4
Vedfyring (ny)	66	10	425	8,3	70 – 400
Pellets	90	10	20	0	?
Avfall	60	3	3	24	6

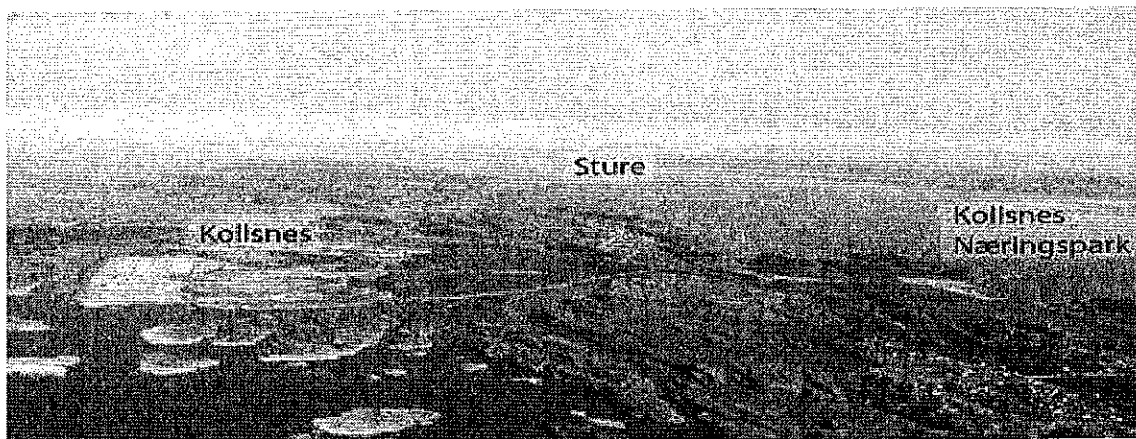
3.2 Miljøfordeler og markedspotensial

Naturgassen som leveres i GASNOR AS sine produksjonsanlegg, erstatter i hovedsak oljeprodukter. Naturgass gir spesielt store reduksjoner i utslipp av NO_x, svovelforbindelser og partikler, men fører også til reduksjon i utslipp av CO₂ sammenlignet med eksempelvis bruk av diesololje og fyringsolje.



Figur 1 Sammenligning av utslipp fra dieseldrevne og LNG-drevne skip

4 Kollsnes II anlegget (TOG II)

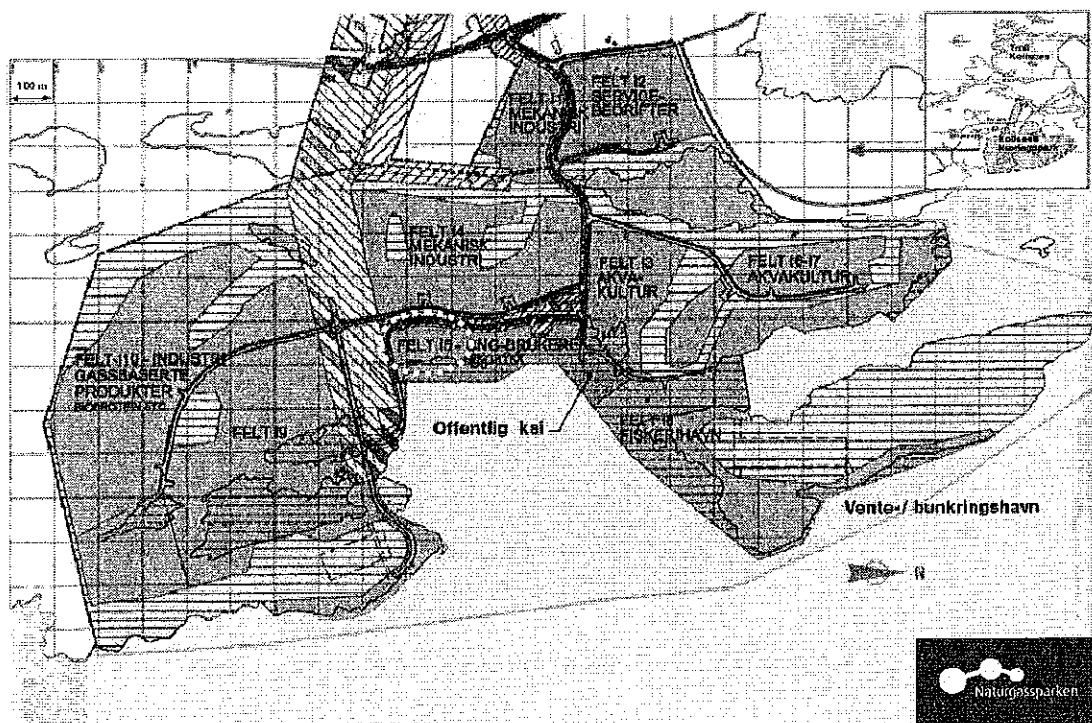


Figur 2 Oversiktsbilde av Øygarden

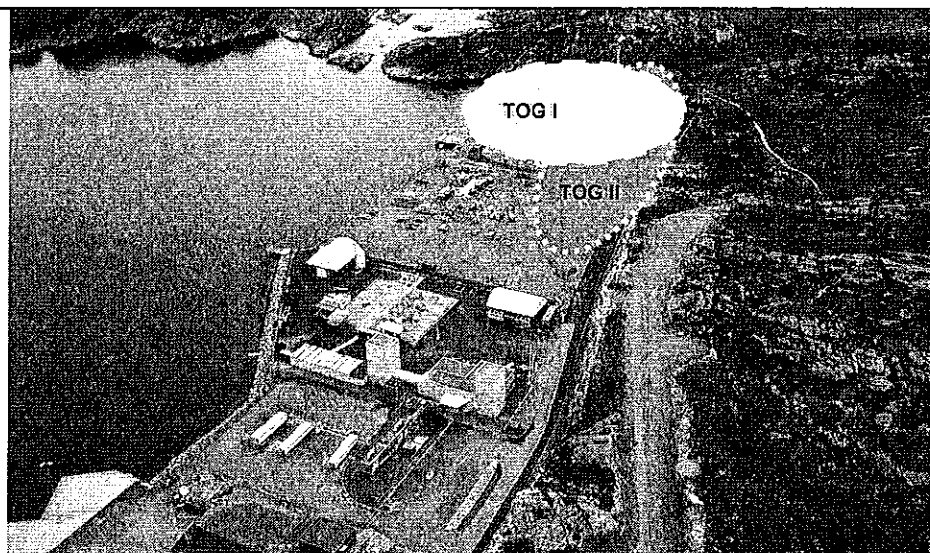
4.1 Lokalisering

TOG II skal ligge ved siden av eksisterende LNG-fabrikk (TOG I) på østsiden av Blomøy i Øygarden kommune,. Begge anleggene vil bli liggende innenfor høytrykksgassområdet i næringsparken. Tomten omfatter del av gårdsnr. 40 og bruksnr. 114 og 164.

TOG II skal bygges inntil eksisterende LNG-anlegg i område I5.



Figur 3 Plankart over Naturgassparken Vest (tidligere Kollsnes Næringspark)



Figur 4 Oversiktsbilde over høytrykksgassområdet i Naturgassparken Vest

4.2 Prosjektopplysninger

Sted:	Naturgassparken Vest, Blomøy
Kommune:	Øygarden kommune
Byggherre:	GASNOR AS
Prosjektleder:	Trond Arne Pedersen (Gasnor AS)
Myndighetskontakt:	Torbjørn Samuelsson (Gasnor AS)
Prosjektleder:	Carl Jørgen Rummelhoff (Hamworthy Gas Systems AS)
Hovedbedrift:	Selmer Skanska fra 011205 (fundamentering)
	GASNOR AS fra 010306
Kontraktsform:	Turn Key, EPCIC
Grunneier:	GASNOR AS
Hovedfunksjon:	Prosessanlegg for LNG, lagertank, lasteplass for LNG-semitrailere
Lagervolum:	4000 m ³
Byggestart:	1. november 2005
Driftsstart:	12. februar 2007
Bemanning byggefase:	ca 70 personer
Bemanning drift:	pt. 4 på dagtid, 2 -skift
Sikkerhetsstudier:	CRA, HAZID, HAZOP, QRA, EPA

4.3 Hovedmilepæler

Hovedmilepælene er som følger:

MÅLDATE

⇒ Oppstart grunnarbeid anleggsrigg	14.11.05
⇒ Oppstart grunnarbeid tankfundament	21.11.05
⇒ Tankfundament ferdig	20.01.06
⇒ Start bygging lagertank (4000 m ³)	15.03.06
⇒ Lagertank ferdigstilt	15.08.06
⇒ Start mekanisk montasje	15.08.06
⇒ Mekanisk ferdigstilling	06.12.06
⇒ Testkjøring	des 06/jan 07
⇒ Oppstart	12.02.07

4.4 LNG-prosessen

Kollsnes II (**TOG II**) består av vel utprøvde prosessløsinger med kjent teknologi som er benyttet både i eksisterende anlegg i Naturgassparken (**TOG I**) og eksisterende LNG-anlegg på Karmøy. Togene skal produsere uavhengig, men ha felles lagersystem og sikkerhetsnivå.

De ulike prosesspakkene vil i stor grad bli prefabrikkert og skipes til anleggsområdet. Dette vil forenkle selve byggingen, redusere behovet for varmtarbeid og korte ned installasjonsperioden.

Selve prosessanlegget består av følgende hovedsystemer:

1. Rensetrinnet fjerner CO₂ og tyngre hydrokarbonkomponenter ved hjelp av en lukket aminkrets slik av gassen i hovedsak består av ren metan mettet med vann.
2. Tørketrinnet fjerner vann ved molsieveabsorpsjon for å hindre uønsket frysing.
3. Kjøletrinnet er en prosess med en 2-trinns nitrogenkjølekrets. Her kjøles gassen til -162 °C ved atmosfærisk trykk slik at gassen går over i ren væskeform.
4. Lager- og transportsystemet består av en atmosfærisk lagertank med et lagringsvolum på 4.000 m³. Tanken blir et såkalt 'full containment'-konsept med inner- og yttervegg i rustfritt stål. LNG blir transportert via nedsenkede pumper til kaiområdet for lasting av skip eller til 2 billastepunkt ved tanken gjennom isolerte lastelinjer.

TOG II skiller seg, foruten dobbel produksjonskapasitet, prosessmessig fra TOG I ved at det er en nitrogenkjølekrets og sjøvannskjøling. Detaljert teknisk beskrivelse er lagt ved i vedlegg 2.

Det legges til rette for helkontinuerlig drift uten felles produksjonsstanser. Antall driftsdøgn for LNG-produksjonen vil dermed øke fra 350 (i dag) til 365 (2007). Begge anleggene skal kunne kjøre ubemannet.

Tabell 2 Anleggsfakta

Parameter	TOG I	TOG II	Felles	Kommentar
Tonn/døgn	120	240	360	
Tonn/år	42 000	84 000	126 000	
Driftsdøgn/år	350	350	365	Planlegger ingen årlige felles stanser
Energibehov (MJ/år)	1,058 10 ⁸	2,048 10 ⁸	3,106 10 ⁸	
Aktiv Effekt (MW)	3,3	6,55	10,95	
Prosess				
Rensetrinn	Ucarsol	Ucarsol		CO ₂ -fjering
Tørketrinn	Molesieve	Molesieve		Fjerning av vann
Kjøletrinn	Propan	Nitrogen		Hjelpestoff i kjølekretsen
Kjølesystem	Luftkjøling	Sjøvannskjøling		
Lagertank	2000 m ³	4000 m ³	6000 m ³	Atmosfærisk "doppel containment"
Styringssystem	ABB	Emerson		

Utover hovedprosessen inkluderer utvidelsen av LNG-produksjonsanlegget fundamenter, bygninger, veier, hjelpesystemer, fremføring av strøm, kontrollsystemer, sikkerhetssystemer, LNG oppsamlingsgrøfter.

Byggingen av TOG II skal gjennomføres parallelt med full drift i TOG I. Dette ivaretas gjennom strenge krav til koordinering og samordning mellom prosjektet, hovedleverandør og GASNOR AS sin driftsorganisasjon.

4.5 Kjemikalie- og hydrokarbonbeholdning

I denne sammenheng skilles det mellom beholdningen av kjemikaler som vil kunne medføre forurensning og kjemikalier som normalt ikke vil medføre utslipp. Hjelpstoffer og lagerbeholdning befinner seg i lukkede kretser med kontrollert avhending.

I søkende stund er detaljene i designet ikke ferdigstilt. Av den grunn vil vi generelt i denne søknaden legge til grunn en dobling av utslipp og kjemikaliebeholdning i forhold til TOG I.

Tabell 3 Beholdningen av hjelpstoffer i LNG-produksjonsanleggene

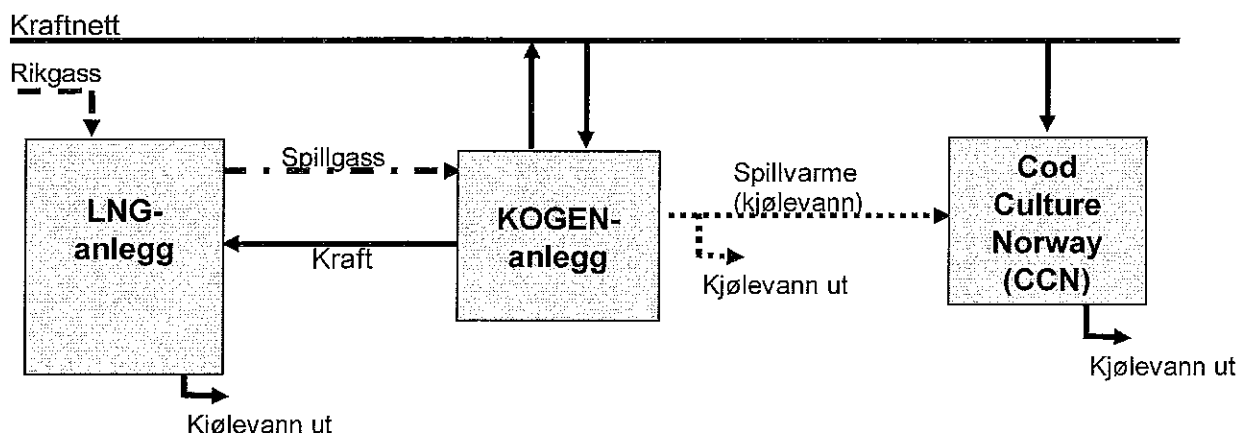
Komponent	Mengde, TOG I	Mengde, TOG II	Produktnavn
Hetolje	1750 L	3500 L	Staoil Therm Oil 30
Smøreolje	1470 L	3000 L	
Amin	5000 L	10 000 L	UCARSOL AP 814 (45%)
Anti skummiddel	70 L	140 L	
Absorbent	3 m ³	6 m ³	Molesieve
Brannslukningspulver	1500 kg	3000 kg	
Brannslukningsgass	6 x 80 L	6 X 80 L	Argonite
Propan(make-up tank)	12.6 m ³ /5575 kg	-	Propan
LNG (lagertank)	2000 m ³ /860 000 kg	4000 m ³ /1 720 000 kg	Flytende metan
Innhold av hydrokarboner i prosessutstyret	9895 kg (metan/propan)	4000 kg (metan)	Ved trykkavlastning vil denne mengden gå til forbrenning i fakkell

Hele eller deler av beholdning av hydrokarboner i produksjonsanleggene vil føres til fakkell ved kontrollert nedstengning eller i nødssituasjoner. Innholdet av hydrokarboner i tabell 3 danner grunnlag for den avgassen det søkes om i forhold til planlagte nedstengninger og oppkjøringer av anleggene.

4.6 Energiutnyttelse

Som for TOG I vil TOG II få dekket sitt energibehov fra et KOGEN-anlegg som produserer elektrisk kraft ved forbrenning av spillgass fra LNG-produksjonen. Overskudd av elektrisk kraft går ut i det kommersielle kraftnettet. LNG-anleggene vil få energi fra kraftnettet dersom KOGEN står. KOGEN forutsettes eid av BKK og driftes av GASNOR AS. BKK har egen utslippstillatelse for KOGEN, og denne vil bli søkt utvidet.

Spillvarme fra KOGEN-anlegget, utnyttes i dag bl.a. i oppdrettsanlegget til Cod Culture Norway AS (CCN). Det vil være et overskudd av varmtvann etter utvidelsen tilgjengelig for eventuelt nye brukere. Dette er gjort kjent for Naturgassparken Vest.



Figur 5 Energiutnyttelsen i Naturgassparken Vest

4.7 Avfallshåndtering

For produksjonsanleggene er følgende aktuelt å avhende på forsvarlig måte:

- Forurenset prosessvann samles opp og avhendes som spesialavfall
- Spor av amin og glykol slippes kontrollert ut etter kontrollmåling
- Overflatevann fra prosessenheter der drypplekkasjer kan oppstå dreneres til et oppsamlingsbasseng i 2 trinn:
 - En uren del, der tyngre hydrokarbonrester skimmes bort og avhendes som spesialavfall (contaminated Storwaterpit)
 - En ren del med overløp til resipient (Ljøsnesbukta i Hjeltefjorden) på 5 m dyp
- Overflatedrenering fra LNG-tanken passerer gjennom et eget kar som normalt er åpent mot fritt avløp. Ved eventuelle lekkasjer av LNG vil avløpet lukkes automatisk ved at det dannes isplugg så lenge der finnes flytende LNG. For øvrig vil vi nevne at innholdet i hovedprosessen så vel som kjøleprosessen består kun av lette hydrokarboner som fordamper fullstendig ved atmosfærisk trykk og temperatur.

4.8 Støy

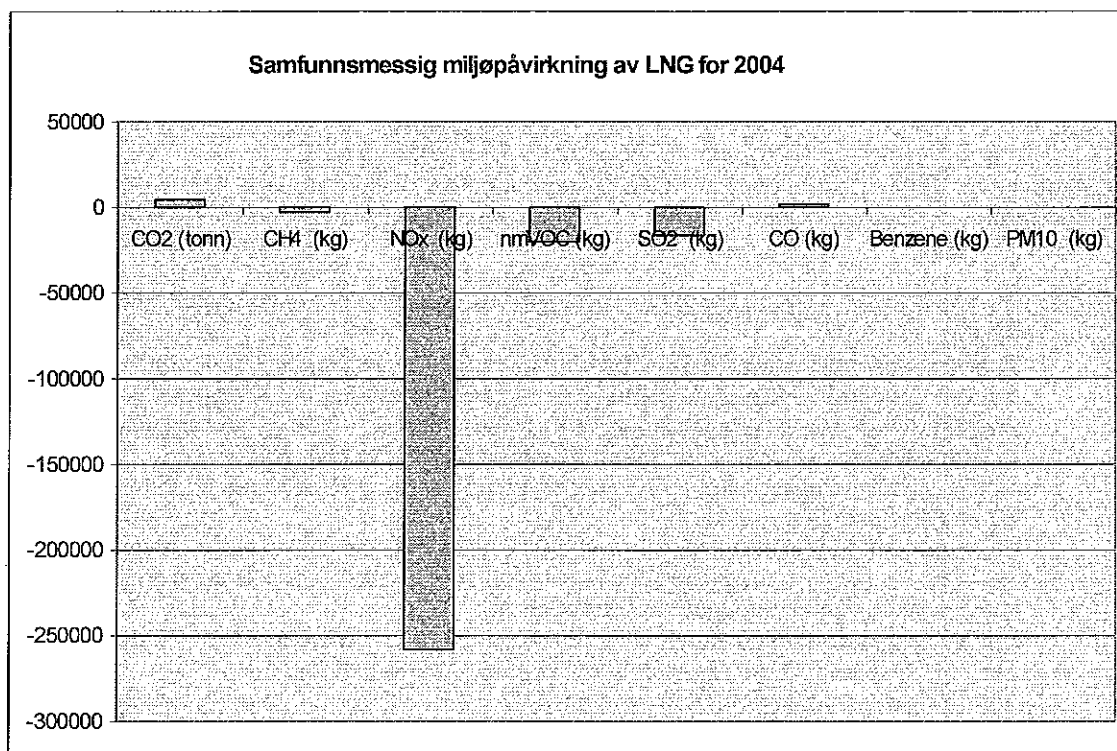
Anleggene designes slik at støyen fra ligger innenfor de støygrensene som er fastsatt av SFT, ref. TA-2115. I tillegg gjelder arbeidstilsynet sine krav til støy innenfor anleggsområdet. I samsvar med disse retningslinjene planlegges det for et støy nivå lavere en gjeldende støygrense. Støyen ved nærmeste bebyggelse, Rossnes, 1.350 m nordvest for anleggene, skal være maks 40 dB. Støyberegninger viser støy nivå under gjeldende myndighetskrav.

5 Driftserfaringer fra TOG I

TOG I startet prøvedrift høsten 2003 og mottok utslippstillatelse 19. desember 2003. Driftsåret 2004 ble et år med omfattende garantireparasjoner og flere langvarige stanser. I løpet av denne perioden fikk driftsorganisasjonen nyttig innsikt i anleggets egenskaper. Operasjonelle prosedyrer ble regelmessig endret og oppdatert. Grunnet helkontinuerlig drift og en stor andel av innleid personell ble det lagt ned mye ressurser på opplæring og øvelser. Det ble etablert nye beredskapsrutiner for høytrykksgassområdet og tettere samarbeid med Øygarden brannvesen.

Også første halvdel av 2005 bar preg av modifikasjoner i anleggene. I løpet av sommeren oppnådde GASNOR AS og BKK den kvalitet og regularitet i driften som anleggene var designet for og overgang til 2-skiftsordning med ubemannet drift natt og i helger ble gjennomført.

Efter 2 år med prøvedrift kan utgangen av 2005 betraktes som det øyeblikket der både LNG-anlegget og KOGEN-anlegget oppnådde driftsbetingelser i samsvar med designkravene.



Figur 6 Miljøpåvirkningen av LNG-produksjonen for TOG I

Til tross for et krevende år med mange oppstartsproblem og vanskelige driftsvilkår viste miljøregnskapet (fig 6) bare en liten netto økning i CO₂ utslippet. Derimot viser regnskapet at våre kunders overgang til naturgass førte til en netto reduksjon på 250 tonn NO_x. Det forventes betydelige forbedringer i dette bildet når begge anleggene kommer i drift og kan opereres i henhold til forutsetningene som ligger til grunn for utslippstillatelsene.

5.1 Utslipp for 2004 og 2005

GASNOR AS og BKK har hver sin utslippstillatelse for LNG-produksjon og KOGEN, men anleggene påvirker hverandre i en slik grad at det vil være relevant å vurdere utslipp opp mot felles samlet utslippsgrenser.

KOMPONENT tonn/år		CO ₂	NO _x	CH ₄	NMVOC
Tillatelse	KOGEN	15 000,0	22,0		
Tillatelse	LNG-PRODUKSJON	2 400,0	0,7	32,0	8,0
SAMLET		17 400,0	22,7	32,0	8,0

KOMPONENT tonn/år		CO ₂	NO _x	CH ₄	NMVOC
Utslipp 2004	KOGEN	3 120,0	3,3		
Utslipp 2004	LNG-PRODUKSJON	10 682,7	11,7	1,0	0,4
	SAMLET	13 802,7	15,0	1,0	0,4
Utslipp 2005	KOGEN	9 359,0	10,0		
Utslipp 2005	LNG-PRODUKSJON	8 821,0	9,7	0,9	0,4
	SAMLET	18 180,0	19,7	0,9	0,4

Utslippene for 2004 og 2005 viser at KOGEN ligger innenfor utslippskravene, mens utslippene fra LNG-produksjonen overskrider tillatte grenser. Likevel viser utslippene samlet sett å være i tråd med tildelt utslippstillatelse.

Ved gjennomgang av miljøregnskapet har GASNOR AS avdekket følgende forhold som bidrar til denne overskridelsen:

- ⇒ Eksisterende utslippstillatelse var basert på uriktige opplysninger fra leverandøren av TOG I der det ikke var tatt høyde for riktige utslippsmengder ved trykkavlastning av anlegget
- ⇒ Ikke tatt høyde for faglede mengder som følge av oppstart. Temperaturen i anlegget ved oppstartstidspunktet avgjør lengden på nedkjølingstiden og faklet mengde
- ⇒ Utslippstillatelsen baser seg på en nedstengning per år. GASNOR AS hadde 20 nedstengninger i 2004 og 35 nedstengninger i 2005
- ⇒ Oppstartsåret i 2004 var preget av mange tekniske problemstillinger som førte til uregelmessig drift
- ⇒ Andelen C6+ i fødegassen var høyere enn forutsatt i mottatt spesifikasjon og i utgangspunktet utenfor den spesifikasjonen anlegget var prosjektert for
- ⇒ Lavere tilgjengelighet på KOGEN enn budsjettert (22 % i 2004 og 68 % i 2005) har medført 2181 tonn ekstra utslipp av CO₂ fra Gasnor med tilsvarende reduksjon for BKK
- ⇒ Utslippstillatelsene til GASNOR AS og BKK baserer seg på 100 % drift i begge anlegg
- ⇒ Når KOGEN står vil returgass fra nedkjøling av lastelinje fra båt og bil føres til fakkel
- ⇒ Lite fleksibilitet i forhold til logistikk

Beregninger viser at ca 70 % av utslippet (7000 tonn CO₂ og 7 tonn NO_x) skyldes avvik fra forutsetningene for utslippstillatelsene.

Lave verdier av CH₄ og NMVOC skyldes manglede utstyr for å kvantifisere diffuse utslipp. Gassmålinger blir utført daglig iht operasjonelle prosedyrer. Eventuelle lekkasjer blir på den måten detektert og reparert. Det forventes at diffusutslippene på den måten holdes lave.

5.2 Mål for utslipp fra TOG I 2006

På bakgrunn av de erfaringene som er gjort og de korrigerende tiltak som er utført ser GASNOR AS det som realistisk å kunne redusere utslippene til luft fra 2005 med 55 %.

KOMPONENT tonn/år		CO ₂	NO _x	CH ₄	NM VOC
Utslipp 2006	GASNOR	5 000	5	1	0,5

På bakgrunn av dette vil GASNOR AS legg til grunn de forutsetningene som driftserfaringen fra anlegget har gitt for TOG I. Størrelsen på utslippet av uforbrente hydrokarboner er derfor redusert i forhold til gjeldende utslippstillatelse.

6 Samlet utslipp fra TOG I og TOG II

Detaljerte utslippsberegninger for TOG II foreligger ikke på det nåværende tidspunkt, men det er kvalifiserte grunner for å anta at utslippene vil ligge i størrelse rundt det doble av TOG I. GASNOR AS har forventninger om at bedre regularitet i produksjonsrate og større fleksibilitet med hensyn til logistikk vil gi betydelig bedre forutsetninger for reduksjon av utslipp.

6.1 Utslipp til luft

6.1.1 Fakkell

Både TOG I og TOG II vil ha felles fakkell. Utslipp fra pilotflammen vil dermed ikke øke som følge av TOG II.

De mengder som går til fakkell skyldes trykkavlastning i forbindelse med stanser og faking i forbindelse med oppstart. Her legges det til grunn erfaringer fra drift av TOG I og forventet utslipp fra TOG II (dobling av TOG I).

6.1.2 HOTOIL

HOTOIL-systemene er prosessmessig like. Begge anleggene er utstyrt med lav-NO_x brennere. TOG II designes for å kunne brenne kondensat. Utslipp fra HOTOIL-systemet i TOG II forventes å tilsvare en dobling i forhold til TOG I.

6.1.3 Surgass

CO₂-rensetrinnene er prosessmessig like. Utslipp av fra dette anlegget forventes å tilsvare en dobling i forhold til TOG I. Fra 2007 vil GASNOR AS søke om tillatelse til følgende utslipp

KOMPONENT	tonn/år	CO ₂	NO _x	CH ₄	NM VOC
Justert utslippstillatelse	TOG I	5 000	5	1	0,5
	TOG II	10 000	10	2	1
	TOTALT	15 000	15	3	1,5

6.2 Utslipp til vann

6.2.1 Amin- og glykolrester

Rensetrinnet og tørketrinnet i begge produksjonsanleggene produserer vann (kondensert vanndamp) som vil inneholder spor av amin og glykol. Disse vannstrømmene samles normalt i en væskeutskiller og føres tilbake i prosessen. Rester av amin samles i et lukket oppsamlingskar (aminpit). Kontrollert utslipp til resipient godkjennes dersom kontrollmåling verifiserer at konsentrasjonen av TOC er under 100 C/l, som er i samsvar med anbefaling fra NIVA (ref vedlegg 5)

Gasstørken i Kollsnes II vil produsere i størrelsesordenen 27 kg/t med vann, tilsvarende 0,65 m³/dag. Dette vannet vil inneholde opp en til glykolemngde på 37 g/dag eller 13,5 kg/år. Glykolen stammer fra rikgassen og er ikke et innsatsstoff i prosessen. Denne vannstrømmen føres til et oppsamlingsbasseng (stormwaterpit) og videre via overløp til Hjeltefjorden. Denne væskestrømmen vil kontrollmåles jevnlig. Ved avvik i gassammensetningen på rikgassen stenger anlegget ned.

6.2.2 Glykol fra kjølevannskretsen

Kjølevann, tilsatt 40 % glykol, sirkulerer i en lukket sløyfe gjennom ulike deler av prosessanlegget. Ved service og vedlikehold føres kjølevann til et eget oppsamlingskar for avhending.

6.2.3 Retur av kjølevann

TOG I har luftkjølere og TOG II designes for sjøvannskjøling. GASNOR AS etablerer et nytt sjøvannsinntak som skal forsyne TOG II med kjølevann, i disse dager gjøre vurderinger hvorvidt TOG I kan knyttes til samme inntak på et senere tidspunkt. Sjøvann tas inn ved 150 meters dyp med en temperatur på ca 8 °C. Det forventes en

Tittel: Vedlegg til søknad om utslippstillatelsen

Side: 13 av 15

Dato: 8. mai 2006

temperaturstigning på ca 10 °C. Utløpet legges på ca 30 meters dyp. Det legges til rette for at eventuelle forbrukere av varmtvann kan kobles til ved behov.

Parameter	TOG I	TOG II	TOTALT	Kommentar
Kjølebehov	4 620 kW	10 389 kW	15 009 kW	Slippes ut til resipient iht anbefaling, ref vedlegg 6
Vannmengde	409 m ³ /t	903 m ³ /t	1312 m ³ /t	

7 Risiko for akutt forurensning

Av miljø- og sikkerhetsmessige grunner er det lagt stor vekt på tekniske sikkerhetsbarrierer i selve prosessanlegget for å redusere både sannsynligheten for utslipp og konsekvensen ved utslipp. Utslipp av naturgass vil fordampe og stige relativt fort. I denne sammenheng er innsats primært rettet mot å unngå antennelse med eskalering.

Dette gjelder også for utslipp av LNG. Der sannsynlighet eller konsekvens tilsier det er det etablert oppsamlingsbasseng for å kunne ha kontroll på spredning og avdamping. Andre kjemikalier har tilsvarende barrierer. Utslipp av naturgass i gass eller flytende form vil ikke medføre lokale miljøkonsekvenser.

Akutte utslipp utenfor prosessutstyret vil kunne være knyttet til vedlikeholdsarbeid og ordinær drift. Her har GASNOR AS etablert operasjonelle og beredskapsmessige barrierer som; sikker jobb analyse, prosedyrer for kjemikaliehåndtering, arbeidstillatelsessystem, aksjonsplaner m. fl. dimensjonerende hendelser knyttet til akutt forurensning vil kunne være utslipp av små mengder med smøreoljer, UCARSOL og andre hjelpestoffer. Slike hendelser har i forhold til gjeldende akseptkriterier meget lav miljøkonsekvens og vil av den grunn ikke fremstå som dimensjonerende hendelser i risikostudien.

Miljøaspektet blir også ivaretatt gjennom selskapets forebyggende aktiviteter som kartlegging, opplæring og øvelser. Uønskede hendelser med miljøutslipp registreres i selskapets avvikssystem. For øvrig gjennomfører selskapet regelmessige øvelser.

8 Forebyggende tiltak

Ulike sikkerhetsstudier har gitt innspill til forebyggende tiltak både i design og drift. Risikoen for ekstraordinære utslipp fra anleggene vurderes som neglisjerbar.

Det er lagt opp til barrierer både for å hindre uønskede miljøutslipp og for å redusere eskalering. Følgende barrierer kan nevnes:

- ⇒ seksjonering som minimaliserer utslipp
- ⇒ deteksjon og varslingsystem for tidlig innsats
- ⇒ etablering av lukkede kjemikaliekretser
- ⇒ oppsamling av eventuelle drypplekkasjer
- ⇒ drenering av overflatevann gjennom 2 oppsamlingsbasseng med mulighet for kontrollmålinger
- ⇒ oppsamling av eventuelt overløp på LNG-lagertanken
- ⇒ gassretur på fyllelinjer
- ⇒ kontrollert oppsamling og avhending av spesialavfall

9 Planlagte tiltak for å begrense forurensning

Det vises til beskrivelsene i punktene ovenfor med hensyn til hva som er gjort for å begrense eller eliminere utslipp.

- ⇒ Felles lager og logistikk vil gi bedre grunnlag for stabil drift og færre produksjonsstanser med ekstra faking
- ⇒ Ny billastestasjon som vil føre til sikrere lasting og mindre gassretur
- ⇒ Sjøvannskjøling i stedet for luftkjøling gir bedre energibalanse (reduserer energiforbruket med 300 kW), mindre støy og tilgang til varmtvann for annen aktivitet i Naturgassparken. Det legges til rette for at eksisterende LNG-anlegg kan kobles på senere
- ⇒ Nitrogenkjølekrets i stedet for propan gir mindre mengder hydrokarboner med positive effekter både for sikkerheten og miljø

Tittel: Vedlegg til søknad om utslippstillatelsen

Side: 14 av 15

Dato: 8. mai 2006

-
- ⇒ Kondensat føres til HOTOIL-brenner. Her legges det til rette for at overskudd av kondensat fra eksisterende LNG-anlegg kan kobles til senere
 - ⇒ Etablert rutiner for orden og renhold inkl avfallshåndtering både for byggefasen og driftsfasen
 - ⇒ Prinsippet om å benytte den "best tilgjengelig teknikk" (BAT) er gjennomgående for alle faser(design, bygging og drift) i prosjektet

10 Mulige interessekonflikter

I forbindelse med denne utbygging ser vi ingen konflikter knyttet til selve arbeidet i Naturgassparken Vest. GASNOR AS vil oppnå bedre driftsbetingelser og naboer og omgivelsene vil ikke påføres negative effekter. Det har vært avholdt informasjonsmøter i Øygarden vedrørende utbyggingsplanene.

11 Vedlegg

Vedlagt dokumentasjon;

- 1) Layout for TOG II
- 2) Teknisk beskrivelse
- 3) Risikovurdering
- 4) Beredskapsanalyse
- 5) NIVA-notat, utslipp av aminholdig vann
- 6) NIVA-rapport ,utslipp av varmtvann fra sjøvannskjøling

