

0	SØKNAD OM KONSESJON ETTER FORURENSINGSLOVEN	1
1	OPPLYSNINGER OM SØKERBEDRIFT	1
2	BAKGRUNN	1
3	BESKRIVELSE AV PROSJEKTET	3
3.1	GASSFORSYNING	4
3.1.1	Transportrør for salgsgass.....	4
3.1.2	Mottaks- og trykkreduksjonsstasjoner ved Risavika, Sola kommune og i Nørdrevågen, Rennesøy kommune	6
3.1.3	Status for gjennomføring	6
3.2	GASSDISTRIBUSJON	6
3.2.1	Status for gjennomføring	9
4	BEHANDLING AV PROSJEKTET ETTER ANNET LOVVERK.....	9
4.1	PETROLEUMSLOVEN	9
4.2	PLAN- OG BYGNINGSLOVEN	9
4.3	BRANN- OG EKSPLOSJONSVERNLOVEN	9
5	OMFANG AV GASSLEVERANSENE	9
5.1	BRUKERE AV NATURGASSEN	11
6	GENERELLE MILJØMESSIGE FORHOLD	11
6.1	GASSFORSYNING	11
6.1.1	Utslipp til sjø.....	11
6.1.2	Utslipp til luft.....	12
6.1.3	Avfall.....	12
6.1.4	Støy.....	13
6.1.5	Miljørisiko.....	13
6.1.6	Avvikling	14
6.2	GASSDISTRIBUSJON	14
6.2.1	Utslipp til grunnen/sjø.....	14
6.2.2	Utslipp til luft.....	14
6.2.3	Avfall.....	15
6.2.4	Støy.....	15
7	STYRINGS- OG OVERVÅKNINGSSYSTEMER	15
7.1	GASSFORSYNING	16
7.2	GASSDISTRIBUSJON	16
7.2.1	Ledninger med 10 barg trykk.....	16
7.2.2	Ledninger med 4 barg trykk.....	17
7.2.3	Lekkasjeovervåking.....	17
8	UTSLIPP KNYTTET TIL GASSBRUK.....	17
8.1	UTSLIPPSREGNSKAP.....	17
8.2	UTSLIPP KNYTTET TIL PRODUKSJON AV ELEKTRISITET	18
8.3	UTSLIPPSMESSIGE KONSEKVENSER AV KONTRAKTER INNGÅTT PR. APRIL 2003	19
8.3.1	CO ₂	19
8.3.2	NO _x og SO ₂	20

8.3.3	Støv/sot.....	20
8.4	PROGNOSER FOR VIDERE UTVIKLING	20
8.4.1	Miljømessige konsekvenser ved substitusjon av eksisterende energibruk	21
8.4.2	Miljømessige konsekvenser ved gassbruk i ny virksomhet.....	22
8.4.3	Samlede miljømessige konsekvenser ved substitusjon og gassbruk i ny virksomhet.....	22
8.4.4	Sensitivitetsvurderinger knyttet til gasskraft som marginalkraft.....	22
8.4.5	Miljømessige konsekvenser ved alternativ energiproduksjon i regionen.....	23
9	FORHOLDET TIL ALTERNATIVE ENERGIBÆRERE	23
9.1	ANDRE FOSSILE BRENSLER	23
9.2	ELEKTRISITET	23
9.3	VARMEPUMPER	25
9.4	BIOENERGI	26
9.4.1	Energi fra avfall.....	26
9.4.2	Annen bioenergi.....	26
9.4.3	Realiserte, planlagte og vurderte tiltak innenfor ”alternative energikilder”.....	28
9.5	NY VIRKSOMHET BASERT PÅ NATURGASS.....	28
10	LITTERATUR	29

0 Søknad om konsesjon etter Forurensingsloven

Lyse Gass AS søker med dette om konsesjon etter Forurensingsloven for forsyning og distribusjon av naturgass i Rogaland fylke. Forsyningssystemet berører kommunene Tysvær, Rennesøy, Randaberg, Kvitsøy og Sola, mens distribusjonssystemet berører kommunene Finnøy, Rennesøy, Randaberg, Stavanger, Sola, Sandnes, Klepp, Time, Hå og Gjesdal.

Det søkes om tillatelse til forsyning og distribusjon av inntil 70 mill. Sm³ gass pr. år. Den distribuerte gassen forventes fordelt med om lag 20 % til større industri, 45 % til små og mellomstore foretak (hovedsakelig innenfor hovednæringene veksthus, næringsmiddel og forindustri samt i metallindustri), 15% til nye kogenereringsanlegg, 10 % til husholdninger, offentlig virksomhet og mindre industri samt 10% i transportsektoren.

1 Opplysninger om søkerbedrift

Bedriftens navn:	LYSE GASS AS	
Gateadresse:	Breiflåtveien 18	Telefon (sentralbord): 51 90 80 00
Postadresse:	Postboks 8124	
Postnr., -sted:	4069 STAVANGER	
Kontaktperson:	Bjørn Torkildsen	Telefon (kontaktperson): 51 90 85 14

Næringskode: 40.300 Damp- og varmtvannsforsyning Organisasjonsnr./Foretaksnr.: 982 929 733

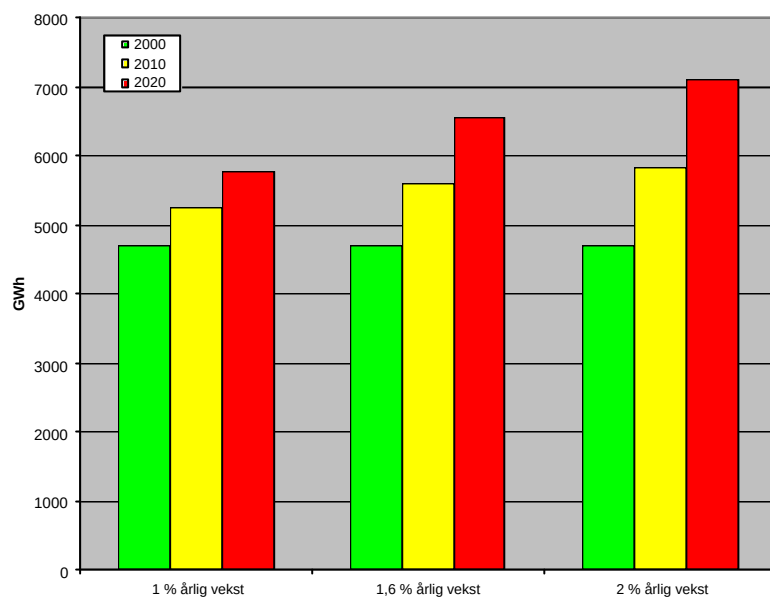
2 Bakgrunn

Bedriftsforsamlingen i Lyse Energi AS gjorde høsten 2001 vedtak om å realisere en gassutbygging i regionen. Vedtaket var basert på forretningsplan for Lyse Gass AS, der tekniske løsninger, kostnader, markedspotensiale, risiki og økonomi var vurdert. Prosjektledelse, administrasjon, styre og bedriftsforsamling var av den oppfatning at de økonomiske analyser viste en akseptabel økonomi for prosjektet. Prosjektet var da basert på salg av gass til direkte bruk i industri og husholdning. Vurdering av risiki viser at prosjektet er følsomt for endringer i volumer, og det er identifisert mulige endringer i forutsetningene som kan medføre redusert gassalg. På samme måte er det identifisert mulige endringer som kan gi tildels betydelig økte volumer og forbedret økonomi.

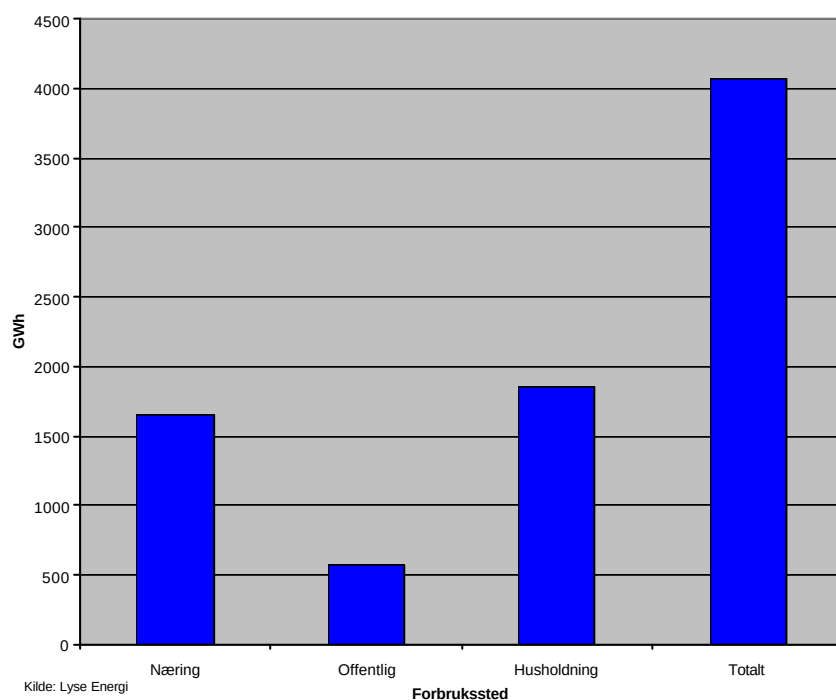
Lyses eiere har også pekt på den merverdi som gassprosjektet vil gi i regionen gjennom økt industriell virksomhet, og dette har også vært en viktig drivkraft for å tilrettelegge for en realisering av prosjektet. Internt i Lyse ser man også klare synergieffekter ved å benytte kompetanse og erfaring i nettselskapet for å bygge landnettet for gass. Ved å kunne samkjøre legging av gassrør med legging av elkabler, fjernvarme og bredbånd/telefoni, reduseres de relative kostnader for alle infrastrukturtiltakene.

Lyse har også mulighet til å se de ulike energibærerne (elektrisitet, fjernvarme og gass) i sammenheng og på den måten unngå dobbelinvesteringer i infrastruktur. I stedet for å foreta store investeringer i elnettet for å dekke et varmebehov, kan det være aktuelt å dekke dette behovet ved å bruke fjernvarme eller gass til en mye lavere kostnad.

I Sør-Rogaland har økt krafttetter spørsel, uten at det har kommet inn ny lokal kraftproduksjon, medført en gradvis redusert leveringssikkerhet for de befolkningstette områdene. Dersom det ikke blir foretatt forsterkninger av hovednettet i Sør-Rogaland, og/eller settes inn tiltak som på andre måter kan bidra til en mer balansert energisituasjon, vurderes leveringssikkerheten om få år være uakseptabel i området. Figur 1 viser prognoser for utviklingen i energiforbruket i Jærregionen frem mot 2020 basert på en årlig vekstrate på 1-2%. Lagt til grunn en vekstrate på 1% pr år, så vil forbruksøkningen i perioden frem mot 2020 være over 1 TWh. Dette innebærer at økningen i energiforbruket i regionen forventes å være større enn den forventede forsyning som følge av gassprosjektet. Figur 2 viser kraftforbruket i år 2000 fordelt på forbrukssted.

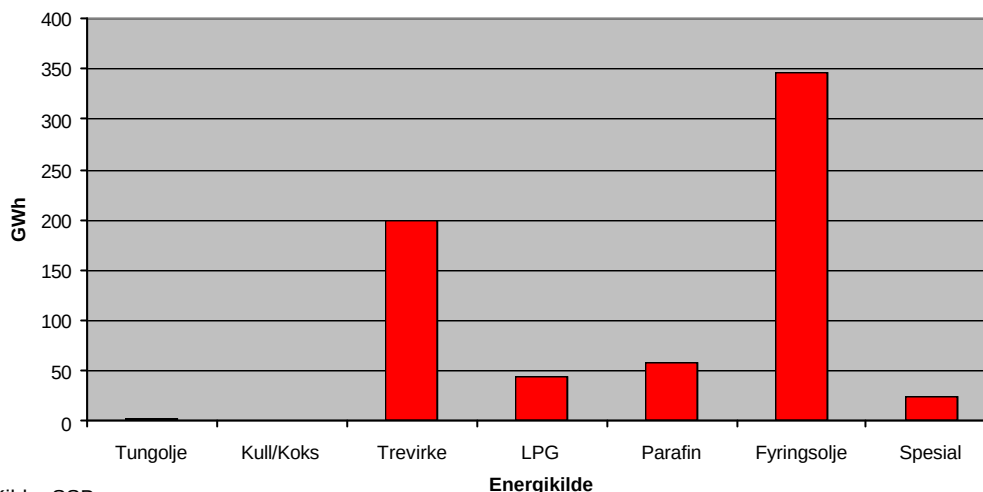


Figur 1. Prognoser for mulig fremtidig energiforbruk i Jærregionen frem mot 2020.



Figur 2. Fordeling av energiforbruket i regionen på forbrugssted i år 2000.

Den helt dominerende energikilden i regionen er elektrisitet. Av et totalt energiforbruk på 4,7 TWh i år 2000, ble 675 GWh (14%) forsynt av andre energikilder enn elektrisitet. Figur 3 viser at trevirke og fyringsolje var de langt viktigste blant disse alternative energikildene.



Kilde: SSB

Figur 3. Forbruk av andre energikilder enn elektrisitet i Jærregionen år 2000.

Også oppvarmingsbehovet i Sør-Rogaland dekkes hovedsakelig av elektrisitet. Dersom oppvarmingsbehovet kan dekkes med annen energibærer enn elektrisitet, vil dette utsette behovet for ny hovedkraftledning inn til området. Også på lokalt nivå finnes de samme problemstillingene. I noen nye utbyggingsområder hvor det tidligere var industrivirksomhet, eller i områder der det skjer en sterk fortetting av næring og/eller bolig, vil det være behov for forsterkning av elnettet. I ett konkret tilfelle vil dette også medføre nedtransformering fra 50 kV med tilhørende transformatorstasjon og flere titalls millioner kroner i investering. Ved å dekke oppvarmingsbehovet med annen energibærer enn elektrisitet, og gjerne med strømproduksjon i kogenereringsanlegg i tillegg, vil store investeringer kunne spares samtidig som det avhjelper den norske energibalansen.

Hovedmarkedet for gass i regionen ligger i næringssektoren, hvor en energikonvertering fra dagens bruk av elektrisitet, propan og olje relativt enkelt kan foretas uten større investeringer i bedriftenes kjelsentraler. I tillegg forventes det at gass vil kunne bli en viktig energikilde i tilknytning til nye utbyggingsprosjekter, enten separat eller i kombinasjon med andre oppvarmingsformer (f.eks. varmepumper). Gassleveranser til denne type virksomhet vil redusere presset på elforsyningen i området, og således kunne styrke leveringssikkerheten både på lokalt og regionalt nivå uten vesentlige investeringer i ny infrastruktur for elektrisitet. Videre finnes et betydelig potensial knyttet til leveranser av gass til transportsektoren.

Når det gjelder etablerte husholdninger i spredt bebyggelse, som i liten grad har bygget ut sentrale varmesystemer, forventes gass å få mindre betydning som energikilde, selv om enkelthusstander kan være interessert i få gass levert til bruk i peis eller komfyr. Volummessig vil imidlertid slike leveranser være helt marginale.

3 Beskrivelse av prosjektet

Det integrerte Rogass- prosjektet består av følgende hoveddeler:

- Et forsyningssystem bestående av et transportrør for salgsgass mellom Kårstø i Nord-Rogaland og Risavika i Sola kommune. Inkludert i dette er også en grenrørledning inn til Nørdrevågen i Rennesøy kommune og mottaks- og trykkreduksjonsstasjoner ved landfall hhv. i Risavika, Sola kommune og i Nørdrevågen, Rennesøy kommune
- Et distribusjonssystem bestående av et sterkt forgrenet forsyningsnettverk med rørledninger av ulike dimensjoner for distribusjon av gass til mottakere i kommunene i regionen.

Samlet skal anleggene stå klar til oppstart av gassleveranser 01.03.2004.

3.1 Gassforsyning

3.1.1 Transportrør for salgsgass

Det er under etablering et transportrør for salgsgass som skal transportere naturgass under høyt trykk fra gassterminalen på Kårstø fram til et mottaksanlegg i Brunnavika ved Risavika i Sola kommune. Samlet lengde på rørledningen vil være ca. 50 km. En nærmere beskrivelse av tidligere vurderte traséer og landfallspunkter for rørledningen finnes i Konsekvensutredning Rogass – sjørør (Lyse 2002). En oversikt over transportrørsystemet er vist i figur 4.

Rørledningen har en utvendig rørdiameter på 10 3/4" (273,1 mm), og vil ha en transportkapasitet på 4,0 mill. Sm³ gass /dag med et designtrykk på 191 barg. Driftstrykket ved oppstart vil være betydelig lavere. Kapasiteten er langt større enn dagens behov fordi kostnadene er små ved å legge en større rørledning. Samtidig åpner dette for muligheter innen en mulig fremtidig videreutvikling for bruk av gass innen andre områder. Levetiden på rørledningen vil være 50 - 70 år. Rørmaterialet vil være karbonstål, med 14,3 mm stål som veggtykkelse i røret. Rørledningen legges uten betongkappe, men med en ytre plastkappe. Rørledningen vil transportere gass av salgskvalitet, som erfaringsmessig ikke gir påvisbar innvendig korrosjon. Et innvendig belegg vil bli brukt for å minimalisere korrosjon under byggingen, for å lette klargjøring for drift og for å gi bedre hydrauliske strømningsforhold. Ledningen vil ha et utvendig korrosjonsbeskyttende belegg av polypropylen, og vil i tillegg være utstyrt med sekundær korrosjonsbeskyttelse i form av offeranoder.

Det vil installeres 2 T-forbindelser på rørledningen, hhv. ved Fjøløy/Rennesøy, Rennesøy kommune og Sandebukta, Randaberg kommune. T-forbindelsen ved Rennesøy vil allerede fra oppstart tas i bruk for å forsyne et distribusjonssystem, hovedsakelig beregnet for veksthusnæringen, i Rennesøy og Finnøy kommuner. Det vil derfor installeres en høytrykks grenrørledning mellom denne T-forbindelsen og Rennesøy kommune. Flere ulike traséløsninger og landfallspunkter har vært vurdert, men ut fra overordnede vurderinger ift. tekniske ilandføringsmuligheter og utbyggingen av et distribusjonsnett har Lyse Gass AS i samarbeid med Rennesøy kommune kommet frem til at plasseringen av landfall og trykkreduksjonsstasjon i Nørdrevågen er en teknisk og kostnadsoptimal løsning.

Utvendig diameter for grenrørledningen vil være 4.5" (114.3 mm), og den vil ha en lengde på ca. 5,5 km. Øvrige designparametre/ -prinsipper vil være tilsvarende som for hovedrørledningen. Grenrørledningen vil ha en design transportkapasitet på 0,1 mill. Sm³ gass pr. døgn. Dette vil bety en god dekning ift. det behov som vurderes som forsyningsmessig realistisk i området. Det vil være behov for høy regularitet i leveransene, og rørledningen forventes å ha nær 100% tilgjengelighet. Også mottaksstasjonen dimensjoneres for høy regularitet.



Figur 4. Oversikt over gassforsyningssystemet.

3.1.2 Mottaks- og trykkreduksjonsstasjoner ved Risavika, Sola kommune og i Nørdrevågen, Rennesøy kommune

Mottaksstasjonene både ved Risavika og i Nørdrevågen vil bestå av nødavstengningsventil og piggesluse. I tillegg vil det bli etablert målestasjon og utstyr for trykkavlastning av rørledningen. Videre vil det bli etablert en trykkreduksjonsstasjon på begge lokaliteter. Denne vil redusere trykket i tilførselsledningen ned til driftstrykket i distribusjonsnettet på land.

Det har vært vurdert å installere en "turboekspander" tilknyttet en generator i forbindelse med trykkreduksjonsstasjonene. En slik installasjon vil gjøre det mulig å ta ut energien som frigjøres ved trykkreduksjonen, og konvertere denne til el for levering på lokalt kraftledningsnett. Dette er teoretisk mulig både i Risavika og i Nørdrevågen. Vurderinger av installasjons- og driftskostnader for en "turboekspander" i forhold til gassmengder gjennom trykkreduksjonsstasjonene i første del av driftsperioden, tyder på at det ikke er verken teknisk gjennomførbart eller økonomisk lønnsomt å installere slikt utstyr i forbindelse med oppstart av gassleveransene våren 2004. Manglende teknisk gjennomførbarhet ved oppstartstidspunktet skyldes i all hovedsak lavt og varierende mottakstrykk over tid (døgn/år).

Som teknisk løsning er det valgt å installere en trykkreduksjonsventil på Kårstø, noe som gjør at man kan strupe uten oppvarming pga. den varme gassen etter kompresjonen. Dette betyr at behovet for gass til oppvarming i Risavika er betydelig redusert. Dersom gassvolumene skulle øke betydelig utover hva som nå er planlagt vil det imidlertid gjøres nye vurderinger omkring teknisk gjennomførbarhet og økonomi knyttet til en "turboekspander".

3.1.3 Status for gjennomføring

Arbeidene med gassforsyningssystemet pågår for tiden for fullt. Nedenforstående tidsplan viser hva som er gjennomført pr. 01.07.2003, samt planene for videre arbeider.

Tabell 1. Tidsplan for prosjektgjennomføringen.

	2003								2004		
	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Des.	Jan.	Feb.	Mars
Detaljprosjektering											
Leveranse materialer og utstyr											
Marine operasjoner, Risavika											
Marine operasjoner, Kårstø											
Marine operasjoner, Nørdrevågen											
Rørlegging											
Installasjonsarbeider, Kårstø											
Klargjøring for drift											
Driftsstart											

3.2 Gassdistribusjon

For å kunne gjøre gassen tilgjengelig for bedrifts- og privatkundemarkedet etableres det et eget distribusjonssystem for salgsgass. Gassdistribusjonsnettet vil på sikt omfatte et nedgravd rørnett i bakken over større deler av Jæren, samt på Ryfylke-øyane.

Gass vil mates inn i distribusjonssystemet fra trykkreduksjonsstasjonene ved Risavika og i Nørdrevågen. Distribusjonssystemet vil bygges ut som et grennett, med et driftstrykk på 4 -10 barg. Trykket vil gradvis synke ned mot 1 barg med økende avstand fra innmatingspunkt. Distribusjonssystemet består av plastrør, med en diameter på 32-400 millimeter, avhengig av driftstrykk og nødvendige transportvolumer.

En forutsetning for utbyggingen av distribusjonsnettet er tilgangen på gasskunder. Distribusjonssystemet vil derfor i all hovedsak legges i allerede bebygde områder, eller til områder som skal bygges ut med boliger/ næringsvirksomhet. Utbyggingen av et grennett for gass vil ha mange likhetspunkter med utbyggingen av for eksempel el, telefon eller fjernvarmeforsyning.

Det forventes at stort sett hele rørnettet vil ligge langs eksisterende infrastruktur (bl.a. i gang- og sykkelstier). Dersom det eventuelt er ønskelig/nødvendig å fravike legging i/langs eksisterende infrastruktur, vil en tilstrebe å legge rørledningen i allerede båndlagte områder (linjespenn o.a.). En primær filosofi for utbyggingen vil være å dra nytte av anleggsaktivitet blant annet i Lyse Nett eller hos annen privat eller offentlig virksomhet, for å kunne legge distribusjonsnettet parallelt med annen infrastruktur (for eksempel el, telefon, vei, vann, avløp, fjernvarme o.a.). Dette vil bidra til å gi store synergieffekter på kostnadssiden, samt begrense ulemper ved separate inngrep.

På det nåværende tidspunkt, når kundemasse og kundeforhold er i ferd med å bygges opp, er den endelige utstrekning og omfang av nettet fram i tid ikke endelig avklart. Distribusjonsnettet vil bygges ut i flere etapper, og utbyggingen forventes å være en kontinuerlig prosess som vil pågå så lenge det kan forsynes tilstrekkelig gassvolumer gjennom rørnettet. Figur 5 viser en skisse av distribusjonssystemet. Figuren viser kun ledninger med større dimensjon, og grennettet er dermed ikke vist i sitt fulle omfang.





Figur 5. Oversikt over gassdistribusjonssystemet.

3.2.1 Status for gjennomføring

Arbeidene med gassdistribusjonsnettet pågår for tiden for fullt. Nedenforstående viser hva som er gjennomført pr. 01.07.2003, samt planene for videre arbeider.

Kategori	Antall kilometer rør
Ferdigstilt	14
Under legging	98
Oppstart i løpet av 2003	75
Forventet oppstart i løpet av 2004	23
Prospekter	78
Sum	288

Ved oppstart 01.03.2004 vil rørnettet være klart for leveranser av om lag 300 GWh til kunder spredt i størstedelen av det aktuelle forsyningsområdet. Senere utbygging vil i hovedsak være fokusert omkring fortetting av nettet og forbedring av forsyningssikkerhet i form av ringmating. En slik senere utbyggingen vil således skje i samme geografiske områder som det som allerede vil være bygget ut ved oppstart.

4 Behandling av prosjektet etter annet lovverk

Nedenfor gis en oversikt over de hovedsøknader som er behandlet for prosjektet. I tillegg til disse kommer også en lang rekke andre søknader etter ulike lovverk som enten er godkjent eller under behandling.

4.1 Petroleumsloven

Transportrørledningen mellom Kårstø og Risavika har vært konsekvensutredet etter bestemmelsene i Petroleumsloven. Godkjenning av Plan for anlegg og drift (PAD) med tilhørende konsekvensutredning ble gitt av Olje- og Energidepartementet i brev datert 17. oktober 2002. Vedtaket ble påklaget, og endelig tillatelse ble gitt i Kongelig resolusjon av 27. juni 2003. Det kom inn totalt 19 høringsuttalelser til konsekvensutredningen, herav 2 fra berørte kommuner

Når det gjelder grennrørledningen mellom hovedrøret og Nørdrevågen i Rennesøy kommune, så er omsøkt fritak fra PAD og konsekvensutredning til behandling i Olje- og Energidepartementet.

4.2 Plan- og bygningsloven

Forholdet til konsekvensutredning for de delene av prosjektet som ligger innenfor Plan- og bygningslovens virkeområder har vært vurdert som et vedlegg II- tiltak av de berørte kommunene i samråd med Rogaland Fylkeskommune. Det ble konkludert med at prosjektet ikke falt inn under tiltak som skal konsekvensutredes etter Forskrift om konsekvensutredninger.

Legging av gassdistribusjonsnettet planbehandles etter Plan- og bygningsloven i den enkelte kommune. Det utarbeides ikke reguleringsplaner for traseene. Tiltaket blir omsøkt ihht PBL (grøft og entreprenørarbeidet), men er unntatt fra reglene om ansvarsrett for gassdistribusjon. Nabovarsel sendes dersom sikkerhetssonen kommer innenfor privat eiendomsgrense. Før oppstart av gravearbeid skal det foreligge igangsettingstillatelse. Videre avsluttes arbeidene med at det gis ferdigattest for det gjennomførte tiltaket.

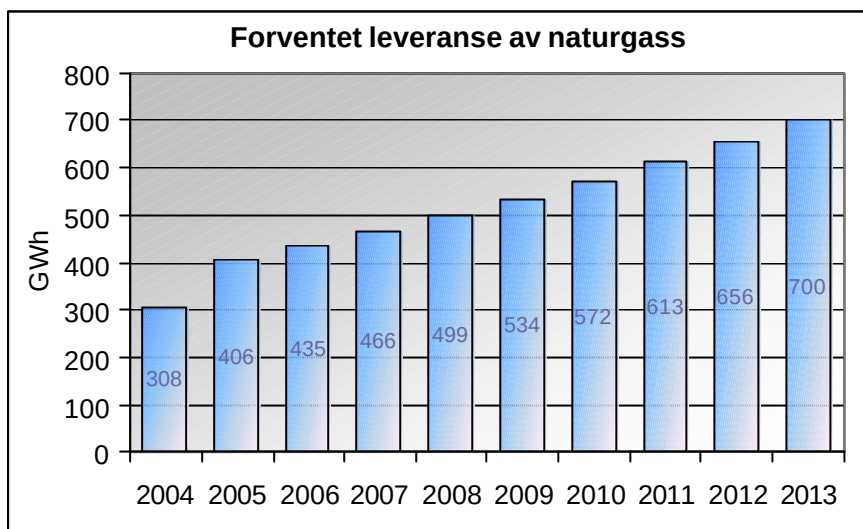
4.3 Brann- og eksplosjonsvernloven

Søknad om tillatelse til drift av rørsystemet etter Forskrift om landrørtransport av petroleum er under behandling i Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern.

5 Omfang av gassleveransene

Som et ledd i prosjektgjennomføringen har det vært gjort grundige vurderinger av de markedsmessige forholdene i regionen når det gjelder potensialet for introduksjon av gass i større skala enn i dag.

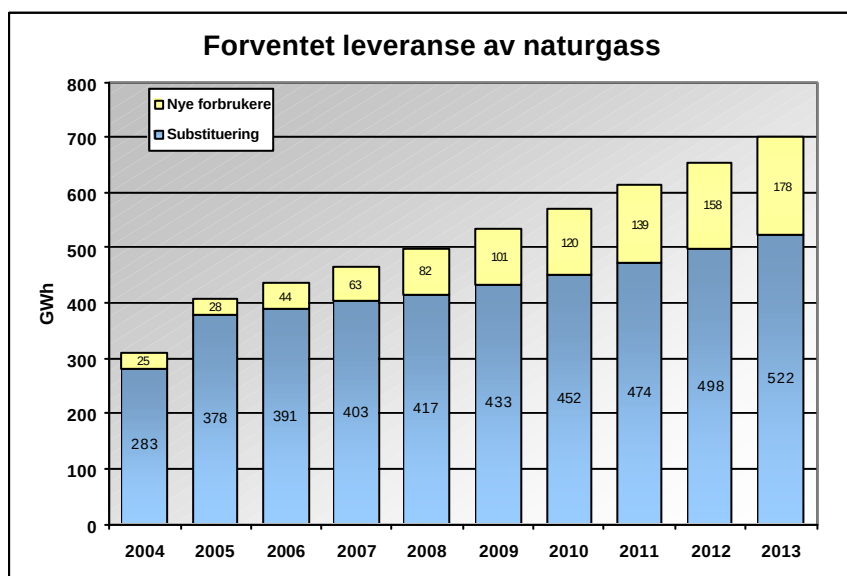
Basert på disse vurderingene, samt de salg som har vært gjort i etterkant av dette, forventes det at leveransene av gass gjennom distribusjonsnettet vil kunne tilsvare om lag 310 GWh (tilsvarende 31 mill. Sm³/år) i 2004, gradvis økende til om lag 700 GWh (tilsvarende 70 mill. Sm³/ år) i år 2013, jf. figur 6. Det er her ikke inkludert eventuell realisering av større gassbasert industri.



Figur 6. Forventet leveranseprofil for Rogass – prosjektet i perioden 2004-2013.

Det markedsmessige hovedgrunnlaget for prosjektet er leveranser av gass til næringssektoren, hovedsakelig til direkte bruk til oppvarming og i produksjonsprosesser. Videre forventes et betydelig potensial innen transportsektoren. I tillegg forventes forholdsmessig mindre mengder levert til offentlig virksomhet og privathusholdninger, samt at gass vil kunne være en viktig energikilde i ny næringsvirksomhet. De største kundene vil være hjørnesteinsbedrifter i regionen innenfor hovednæringene veksthus, næringsmiddel- og forindustri samt i metallindustri.

Det forventes at leveransene av naturgass i det alt vesentlige vil bidra til å bytte ut (substituere) energi i form av elektrisitet, propan og olje som allerede i dag benyttes av kundene. Totalt forventes i størrelsesorden 8% (2004) – 25% (2013) av leveransene å skje til næringsvirksomhet og bebyggelse som i dag ikke eksisterer i området, jf.. figur 7.



Figur 7. Forventede leveranser av gass fordelt på eksisterende og nye virksomheter i perioden 2004-2013.

5.1 Brukere av naturgassen

Det har vært gjort ulike vurderinger av hvilke brukertyper som eksisterer for gassen. Dersom en slik vurdering baseres på hvilken kjelstørrelse de ulike virksomhetene har, så forventes en fordeling som vist i tabell 2. Det finnes pr. i dag ikke bedrifter med kjelstørrelse over 50 MW i regionen.

Tabell 2. Forventet kjelstørrelse hos brukere av naturgassen, basert på leveranse av totalt 700 GWh (år 2013).

Kjelstørrelse	0 - 0.5 MW	0.5 - 5 MW	5-50 MW	Kogen anlegg	Transport
Antall kunder	3-5000	275	25	10	NA
Total forsyning (GWh)	70	305	150	105	70

Fordelingen viser at hovedtyngden av leveransene vil skje til bedrifter som har kjelstørrelse over 0,5 MW. Virksomheter som har kjelstørrelser over 5 MW er allerede i dag regulert av Forurensingsloven, mens det forventes at virksomheter med kjelstørrelse over 0,5 MW vil bli regulert av Forurensingsloven i løpet av nær fremtid.

Det har også vært gjort vurderinger av hvilke markedssegmenter som vil forsynes med gass, enten direkte eller indirekte, jf.. tabell 3. Som tabellen viser, så forventes hovedforsyningen av gass å gå til bedriftssektoren (totalt ca. 60%).

Tabell 3. Forventet markedssegment hos brukere av naturgassen, basert på leveranse av totalt 700 GWh (år 2013).

Markedssegment	Husholdninger	Offentlig virksomhet	Bedrifter	Kogen anlegg	Transport
Antall kunder	3-5000	50	250	10	NA
Total forsyning (GWh)	70	55	400	105	70

6 Generelle miljømessige forhold

6.1 Gassforsyning

De miljømessige forhold knyttet til anlegg og drift av transportrør med tilhørende fasiliteter er mer utførlig beskrevet i Konsekvensutredning Rogass – sjørør (Lyse 2002). Hovedpunktene når det gjelder tema innenfor Forurensingslovens virkeområder er imidlertid beskrevet nedenfor.

6.1.1 Utslipp til sjø

I forbindelse med trykktesting og klargjøring av rørledningen, vil det kunne bli utslipp til sjø. Rørledningen planlegges fylt med ferskvann uten tilsetning av kjemikalier ved testing og klargjøring. Ved behov vil det eventuelt tilsettes lut som korrosjonshemmer. Det vil ikke være bruk av biocid i rørledningsvannet. Utslipp av rørledningsvann vil skje vest for landfall i Risavika. Primært vurderes tekniske løsninger for klargjøring av rørledningen som ikke medfører utslipp til sjø utover rent ferskvann uten kjemikalietylsetting. Uavhengig av dette vurderes ikke et utslipp av rørledningsvann, eventuelt ed tilsats av lut, å gi vesentlige negative miljømessige konsekvenser. Ihht. avtale med SFT vil det innsendes en separat utslippssøknad når det gjelder disse klargjøringsarbeidene.

Som utvendig primær korrosjonsbeskyttelse vil rørledningen belegges med polypropylen. Belegget skal i utgangspunktet sitte på over rørledningenes levetid, og således ikke gi utslipp til sjø. Selv om noe av belegget skulle slites av, så har propylen lav giftighet unntatt ved svært høye konsentrasjoner (over 65 000 ppm).

Som sekundær korrosjonsbeskyttelse vil anvendes offeranoder av aluminium (AlZnIn). Anodematerialet består av 94 - 97% aluminium, resten i hovedsak sink, i tillegg til promiller av andre metaller, herunder Indium. Samlet vil anvendes omlag 1 500 kg anodemateriale langs rørledningen. Systemet fungerer slik at de danner et spenningsfelt rundt rørledningen under forbruk av

anodemateriale. Dette betyr at materialet i anodene etter hvert vil slippe ut til sjø over rørenes levetid. Miljøkonsekvensene av et slikt utslipp vil imidlertid være små.

Forholdet til mudring, dumping og andre arbeider i sjøbunnen er regulert av forskrifter etter Forurensingsloven. Basert på innsendt dokumentasjon har Fylkesmannen i Rogaland konkludert med at det ikke foreligger fare for forurensing når det gjelder de planlagte arbeidene, og at en separat søknad etter Forurensingsloven således ikke vil være nødvendig.

Det vil ikke være regulære utslipp til sjø fra systemet i driftsfasen. Det vil ikke installeres toaletter ved mottaksstasjonen i Risavika, og anlegget vil ikke være tilknyttet offentlig avløp. Lyses nærliggende transformatorstasjon vil nyttes ved eventuelt behov. Når det gjelder mottaksstasjonen i Nørdrevågen vil det installeres toalett tilknyttet septiktank.

6.1.2 Utslipp til luft

Som følge av leggearbeidet og klargjøring av rørledningen for drift, vil det bli utslipp fra dieselmotorer av i størrelsesorden 1.500 tonn CO₂, 15-20 tonn NO_x og 1-2 tonn SO₂. Utslippet vil være begrenset til en kort periode, og vil ikke medføre problemer i forhold til luftkvalitetskrav.

Utslippene til luft i driftsfasen knytter seg til hovedsakelig til behovet for gasskompresjon for transport gjennom ledningen, og vil skje på Kårstø. Utslippene på Kårstø må derfor beregnes ut fra den forholdsmessige andelen gassmengdene utgjør, sammenliknet med den totale produksjonen av naturgass til eksport fra Kårstø. Det legges til grunn at gassen kommer fra Åsgard- anleggene og at utslippsmengdene fra disse brukes for å beregne utslippene fra gassmengden som transporteres til regionen. Forutsatt årlig gassmengde som skal transporteres til regionen på 70 millioner Sm³/år (ca. 700 GWh), så vil prosjektets andel av utslippene knyttet til bruk av eksisterende kompressorkapasitet på Kårstø være i størrelsesorden 1450 tonn CO₂/år og 1 tonn NO_x/ år. Utslippene utgjør ca 0,25 % av utslippsmengden til luft forbundet med dagens gasseksport til kontinentet gjennom Europipe II, og vurderes ikke å medføre miljøkonsekvenser av betydning. Utslippene reguleres av Gassco's eksisterende utslippstillatelse for Kårstø gassbehandlingsanlegg.

I driftsfasen vil det også være marginale utslipp av naturgass (for det meste metan), som følge av lekkasjer fra pakninger, flenser og ventiler knyttet til rørledningene. Basert på data om lekkasjerater fra ulike komponenter kan disse utslippene anslås til å være under 50 kg/år.

Rørledningen vil innvendig behandles med FBE (Fusion- bounded Epoxy) for å minimalisere korrosjon under bygging. Dette er en epoxy maling som ikke vil slites ned vesentlig over tid, og således ikke følge gassen for utslipp til luft.

6.1.3 Avfall

Prosjektet vil i utbyggingsperioden ha fordelen av å kunne nytte erfaringene fra både Kårstø og Stavanger-området og de avfallshåndteringssystemer som finnes der. Leggefartøy og hjelpefartøy vil ha etablert egne avfallsbehandlingssystemer med sikte på sortering og levering ved godkjente avfallsmottak.

Det forventes ingen spesielle avfallsproblem som følge av utbygging og drift av rørsystemet. Det forventes heller ingen problemer med å tilpasse avfall til eksisterende mottaksordninger. På Kårstø er det utarbeidet en egen avfallshåndteringsplan som gir detaljerte retningslinjer for behandlingen av blant annet spesialavfall. I Stavanger-regionen finnes gode og veletablerte systemer for å håndtere alle typer avfall, også relatert til offshoreaktiviteter.

Det forventes ikke at driften av systemet vil generere vesentlige mengder spesialavfall utover det som forårsakes av sporadiske skifter av filter o.l.

6.1.4 Støy

Det vil genereres noe støy i forbindelse med anleggsarbeidet. Anleggstøyen vil hovedsakelig oppstå i forbindelse med sprenging/ utgraving av rørgrøft på Kårstø, samt ved etablering av landfall og rørgrøft fram til mottaksstasjonene i Risavika og i Nørdrevågen.

Ved landfall på Kårstø vil arbeidet foregå inne på eksisterende terminalområde, og vil ikke medføre ekstra støybelastning som kan registreres utenfor anlegget. Ved landfall både i Nørdrevågen og i Risavika er avstand til nærmeste bolighus ca 150-200 meter. Det forventes ikke at disse vil oppleve støybelastning utover retningsgivende normer for bygge- og anleggstøy.

Erfaringer fra byggingen av Europipe II på Bokn tilsier at den største støybelastningen genereres i forbindelse med at rørledningen klargjøres for drift. Trykktestingen av rørledningen innebærer at ledningen vannfylles og settes under et testtrykk som overskrider designtrykket (191 barg). Dette medfører en periode med kompressorstøy, men det forventes at støynivå for utsatte boliger ligger innenfor retningsgivende normer for bygge- og anleggstøy (blant annet Oslo kommunes "Forskrifter om begrensning av anleggsstøy"). Dersom planleggingen av aktivitetene for klargjøring for drift (RFO-aktiviteter) skulle tilsi et støynivå over aktuelle grenseverdier, vil aktuelle avbøtende tiltak bli nærmere vurdert. Man vil imidlertid informere naboer i nærheten av påkoplingspunkt og landfallsområde nærmere om ulike problemstillinger, herunder også støymessige forhold, i anleggs- og driftsfasen.

I tillegg vil det i anleggsfasen kunne bli noe støy fra leggefartøyer. Det antas ikke at disse vil kunne medføre spesielle støyproblemer, og det er ikke gjennomført videre beregninger for støy fra disse fartøyene.

I driftsfasen vil det ikke være hørbar støy fra selve rørledningene. Det vil kunne være hørbar støy fra mottaksanleggene i Risavika og i Nørdrevågen, men det forventes ikke at støynivåene vil overskride døgnekvivalent støynivå på 35 dB(A) ved nærmeste bolighus på noen av lokalitetene.

6.1.5 Miljørisiko

Det er gjennomført kvalitative miljørisikovurderinger knyttet til ulike prosjektgjennomføringsfaser av Rogass sjørør; etablering, klargjøring, oppstart og drift av gassrørledningen (Ambio Miljørådgivning 2002).

Det er ikke for noen prosjektgjennomføringsfase identifisert hendelser som kan medføre risiko for miljøskader på land eller sjø av betydning. Sannsynlighet for slike hendelser er svært lav, og konsekvenser av eventuelle hendelser vil være ubetydelige eller små.

Under bygging av rørledningen vil kollisjon mellom involverte fartøyer eller mellom leggefartøy og 3.dje part fartøy representere en teoretisk mulighet for uhell som kan føre til utslipp av bunkersolje. Slike uhell har imidlertid ikke større sannsynlighet enn andre kollisjoner i det samme farvannet, og eventuelle utslipp er vurdert å være små og håndterbare.

I driftsfasen vurderes utslipp av gass i forbindelse med rørledningsbrudd som følge av ytre skade å innebære en mulig risiko. Sannsynligheten for skade vil være svært liten. Omfanget av gassutslipp ved skade på røret vil være avhengig av lekkasjestørrelsen, maksimalt noe mindre enn gassvolumet i rørledningen. Ved et eventuelt rørbrudd vil gassen stige raskt opp gjennom vannmassene og unnvike til luft. Trykk fra gassplumen sammen med forekomsten av gass i vannet vil kunne ha akutt effekt på plankton, fiske larver og andre mindre marine organismer i umiddelbar nærhet av bruddstedet. Større fisk vil kunne unnvike en slik hendelse. Omfanget og konsekvenser av en slik hendelse vil være rent lokalt, og studier viser at virkningene vil være begrenset til nærområdet ved selve bruddstedet. Gassen som slipper ut har klimavirkning, men beregningene viser at selv et fullt rørbrudd ikke vil ha større utslipp enn om lag 305 tonn gass, tilsvarende om lag 6.000 tonn CO₂-ekvivalenter.

Drift av rørsystemet vil bli overvåket fra Lyses driftssentral på Tronsholen i Sandnes, som vil kommunisere med Gasscos driftssentral på Bygnes på Karmøy. Mottaksstasjonene ved Risavika og i Nørdrevågen vil til vanlig være ubetjent, men vil også inneholde mulighet for bemanning og kontroll av det lokale utstyret.

I tillegg til driftsovervåking vil Lyse etablere en inspeksjons- og vedlikeholdsfunksjon inkludert beredskapsopplegg, både sikkerhetsmessig om lekkasjer skulle oppstå og ved behov for reparasjon. Rørledningen vil bli lagt på dyp større enn dykkerdybde, noe som innebærer at eventuelle reparasjoner må gjøres uten dykkerassistanse. For beredskap for slik reparasjon vurderes tilknytning til et etablert beredskapsopplegg for rørledninger i Nordsjøen.

Styrings- og overvåkningssystemene er nærmere beskrevet i kap. 7.

6.1.6 Avvikling

De overordnede nasjonale føringer for sluttdisponering av rørledninger er redegjort for i Stortingsmelding 47 (1999/2000). Olje- og Energidepartementet anbefaler her at rørledninger og kabler bør etterlates når det ikke drives bunnfiske av betydning, eller når rørledningene eller kablene er eller blir forsvarlig nedgravd eller tildekket.

Rørledningen vil ikke være til hinder for fiske med passive redskaper som garn og line, og heller ikke for ringnot og flytetral. Rørledningen passerer områder for reketraling, hvor tilstedeværelse av rørledningen vil kunne medføre operasjonelle forstyrrelser for fiskeriene. Rørledningen vil her bli grøftet for å unngå konflikter med fiskeriene.

Utbygger tar derfor sikte på at rørledningen etterlates på sjøbunnen i de områdene der den ligger utenfor viktige trålfelt, og tar videre sikte på å grave/spyle ned rørledningen i kjente trålfelt og i landfallsområdene.

6.2 Gassdistribusjon

6.2.1 Utslipp til grunnen/sjø

Det vil ikke være utslipp til grunnen eller sjø ved normal drift av rørledningen. I anleggsfasen vil det bli etablert rutiner og prosedyrer sammen med kontraktør for å hindre utslipp av diesel eller liknende til grunn eller sjø.

Siden distribusjonssystemet bygges ut bestående av plastrør er det ikke behov for å klargjøre disse særskilt for drift.

Distribusjonssystemet vil på enkelte lokaliteter legges i sjø i områder med potensielt forurensede sedimenter. Tillatelse til legging av rør i slike områder er behandlet av Fylkesmannen i Rogaland.

6.2.2 Utslipp til luft

I anleggsfasen vil det bli utslipp av hovedsakelig CO₂, NO_x og SO₂ fra drift av maskinelt utstyr (gravemaskiner, dumpere, lastebiler, boreutstyr mv.). Utslippene vil være begrensede og ha marginale miljømessige konsekvenser. Utslippene vil ikke ha betydning for luftkvalitet/forurensingssituasjon i området.

I normal driftsfase vil det kun være marginale utslipp av naturgass (for det meste metan, CH₄) fra rørledningen. Disse utslippene vil hovedsakelig skje som følge av lekkasjer fra pakninger, flenser og ventiler knyttet til rørledningen. Samlede utslipp basert på bl.a. svenske erfaringstall indikerer utslipp på i størrelsesorden 1-2 tonn/år fra denne type installasjoner. Det vil benyttes BAT (Best Available Technology) på disse utstyrskomponentene for å redusere utslippene mest mulig, noe som betyr at utslippene forventes å ligge under disse verdiene.

Det kan forekomme utslipp av metan som følge av diffusjon gjennom rørveggene. Det er gjort beregninger knyttet til det svenske distribusjonsnettet (SGC 2000) som viser at lekkasjene fra totalt 1600 km distribusjonssystem er i størrelsesorden 3 tonn/år. Dersom dette overføres til forholdene i regionen, med om lag 300 km distribusjonssystem, vil lekkasjene som følge av diffusjon dermed kunne være i størrelsesorden 0,5-1 tonn/år. Det forventes imidlertid at lekkasjene vil være i nedre del av dette spekter, da kvaliteten på de rørene som legges i regionen er ytterligere forbedret ift. hva som finnes i det svenske systemet.

Et eventuell akuttutslipp vil kunne medføre utslipp av naturgass (hovedsakelig metan) fra rørsystemet. Størrelsen på et slikt akuttutslipp vil være bestemt av hvor i systemet et brudd eventuelt skjer, men vil maksimalt kunne være det volum som til enhver tid er tilgjengelig i systemet mellom to nødavstengningsventiler. Forholdene, inklusive mulige utslippsvolumer, er nærmere beskrevet i kap. 7.

De forventede utslipp til luft knyttet til bruk av gassen er nærmere synliggjort i kap. 8.

6.2.3 Avfall

Det forventes ingen spesielle avfallsproblem som følge av utbygging og drift av rørsystemet, og det forventes heller ikke problemer med å tilpasse avfall til eksisterende mottaksordninger. I Stavanger-regionen finnes gode og veletablerte systemer for å håndtere alle typer avfall.

Avfall vil bli kildesortert i henhold til den inndeling som er praktisk å gjennomføre både for innsamling og deponering.

Det forventes ikke at driften av systemet vil generere vesentlige mengder spesialavfall utover det som forårsakes av sporadiske skifter av filter o.l.

6.2.4 Støy

I forbindelse med anleggsarbeidene vil det bli en viss støybelastning for bolighus som ligger langs de ulike traseene. Dette som følge av aktiviteter som bl.a. rydding av trasé, graving, meisling/boring/sprengning, sveising/legging av rør, tilbakefylling, opprenskning og massetransport. Det er i første rekke meisling og boring i fjell som eventuelt vil være de mest støyende aktivitetene. Grunnforholdene i området er slik at omfanget av slike arbeider er lite omfattende.

Fremdrift ved legging av rørledningene forventes å være om lag 50-100 m/dag, slik at hver enkelt bolig vil berøres av økte støynivåer i en relativt kort periode. I utgangspunktet vil anleggsarbeidene foregå på dagtid i perioden mandag til fredag, hovedsakelig innenfor normal arbeidstid. Samlet vurderes derfor ulempene for beboere langs traseene å bli små.

Det vil ikke være vesentlig støy forbundet med rørsystemet i driftsfasen.

7 Styrings- og overvåkningssystemer

Krav til styring og overvåkning er hjemlet i Forskrift om transport av petroleum i rørledning. Lovverkets krav betyr at det vil installeres et driftsovervåkningssystem som består av to uavhengige systemer:

- Integrert kontroll og reguleringssystem
- Beskyttelses- og varslingssystem

Systemet skal overvåke driftsdata for rørnettet. Disse data skal brukes i regulering og optimalisering av driften for å tilfredstille bedriftsinterne krav fra Lyse samt forskrifter fra DBE.

7.1 Gassforsyning

Styringssystemet vil deles inn i tre delsystemer som skal overvåkes. Disse er:

- Kårstø; Fiskal målestasjon og eksportutstyr

Kontrollsystemet gir tilgang til bl.a. følgende data: driftstemperaturer, driftstrykk, ventilstatus, ventilposisjoner, strømning, tetthet og gass sammensetning, momentane brennverdier og gjennomsnittsverdier, beregnede - korrigerte data for kjøp/salg

- Sjørør med landfall

Overvåkningssystemet blir delt i et overvåknings- og et sikkerhetssystem. Alle installasjoner skal kontinuerlig overvåkes og alle hendelser skal logges sentralt i en historisk database. Kontrollsystemet på Kårstø vil sende sanntids informasjon og motta meldinger/ kommandoer. Melding om behov for nødavstenging (ESD) gis fra systemet i mottaksstasjonen i Risavika og Rennesøy. Den vil så effektueres lokalt av kontrollsenteret på Kårstø. Kommunikasjon mellom mottak og sender er funksjonsmessig direkte uten forsinkende mellomledd.

- Mottak med trykkreduksjonsstasjon (Risavika og Rennesøy)

Ved trykkreduksjonsstasjonen i Risavika vil det være dedikerte overvåknings- og sikkerhetssystemer. Ved begge trykkreduksjonsstasjonene vil det installeres en doseringsenhet for odorant. Odoranten vil trolig være merktan. Hensikten med odoranten er å luktsette gassen slik at den vil detekteres ved eventuell lekkasje.

Forskrift om transport av petroleum i rørledning pålegger et dedikert system for lekkasjedeteksjon. Som en konsekvens av dette vil rørsystemet kun være instrumentert ved landfall (Kårstø, Risavika og Rennesøy). Disse måledata sammen med rørledningstopologi vil danne basis for en beregningsmodell som dekker lovverkets krav til lekkasjedeteksjon.

7.2 Gassdistribusjon

7.2.1 Ledninger med 10 barg trykk

Som krav til lekkasjedeteksjon i 10 bars nettet vil Lyse basere løsningen på bruk av målinger i nettet der en ser trykk, temperatur og volum i sammenheng. Rørledningene instrumenteres ved naturlige målepunkter/avgreninger i forbindelse med trykkreduksjons- og seksjoneringsventiler. Det settes opp måleparametre som overvåkes med hensyn på grenseoverskridelser og trender. Statistiske volumberegninger der en ser nettverket i sammenheng med hensyn på trykk og volum vil også overvåkes.

Basert på trykk, temperatur og strømning gjør en beregninger for hver seksjon. Grenseverdier justeres også etter erfaringsdata med hensyn på forbruk. Dette baseres på beregnede verdier som korrigeres når historiske verdier blir tilgjengelig.

På hver trykkreduksjonsstasjon i overføringsnettet skal det være måling og kontroll. Systemet vil overvåke prosessverdier som gass strøm, trykk og temperatur, samt kalkulere volum per tidsenhet basert på de målte verdiene. Nødavstengingsventiler vil være fjernstyrte. Alle seksjoneringsventiler i 10 bar nettet fjernovervåkes.

Nødavstengingsventiler i 10 bars nettet vil kunne utløses via fjernstyring. For lekkasjekontroll måles minimum trykk og temperatur. Hver seksjoneringsventil består av en hovedventil, bypass, trykkavlastning og utblåsningssystem. Komponentene er nedgravde og plassert i forbindelse med avgreningene til trykkreduksjonsstasjonene. Utblåsningssystemet er plassert ca 5 m fra andre installasjoner. Utblåsningen vil skje ca 3 m over bakkenivå. Hver ventilstasjon vil befinne seg innenfor et inngjerdet område. Evakuering av gass mellom seksjoneringsventiler vil styres fra Teknisk rom i trykkreduksjonsstasjonen på stedet hvor utslippet vil finne sted. I tillegg vil det meldes inn til Lyses døgnbemannede driftsentral.

Avstanden mellom ventilstasjonene defineres ut fra plassering i forhold til tettbebyggelse:

I tettbebyggelse:	maksimalt 3 km mellom ventilstasjonene. Maksimalt utblåsningsvolum 3000 Sm ³ (om lag 1700 kg gass) for rørdiameter 400 mm.
Utenfor tettbebyggelse:	maksimalt 12 km mellom ventilstasjonene. Maksimalt utblåsningsvolum 4000 Sm ³ (om lag 2500 kg gass) for rørdiameter 225 mm.

7.2.2 Ledninger med 4 barg trykk

Seksjoneringsventiler styres lokalt. Ut fra en sikkerhetsvurdering vil det installeres trykk- og temperaturmålinger på spesielt utvalgte punkter i nettet. Ventilene installeres med ca. 2 km mellomrom i tettbebygd strøk og inntil 8 km utenfor tettbebygd strøk. Lokaliseringen gjøres koordinert med andre naturlige punkter i nettet.

Seksjoneringsventilene plasseres for å kunne seksjonere nettet ved vedlikeholdsarbeider og andre forstyrrelser i nettet slik at driften kan opprettholdes. I tillegg til seksjoneringsventilene vil hver avgrening bli forsynt med avstengningsventil. Ventilene er nedgravde og opereres manuelt. I tillegg til seksjoneringsventiler kan 4 bargs nettet stenges med klemverktøy direkte på ledningen.

Maksimalt utblåsningsvolum vil være 300 Sm³ (om lag 200 kg gass) for rørdiameter 225 mm. ved avstand mellom seksjoneringsventilene på 2 km.

7.2.3 Lekkasjeovervåking

Det er et myndighetskrav at en rørledning skal ha lekkasjeovervåking. Dette gjøres i distribusjonsnettet normalt på 2 måter; manuell/visuell- og luktkontroll. I tillegg vil operatørene ha tilgjengelig trykk og temperaturmålinger som vil gi et driftsbilde hvor erfarne operatører vil kunne danne seg et inntrykk av nettets tilstand.

Gassen tilsettes luktstoff som er lett gjenkjennbar og vil kunne detekteres av personer som ferdes i området. Ved regelmessig inspeksjon langs rørledningen vil man kunne identifisere selv små lekkasjer på grunn av den karakteristiske lukten gassen vil ha.

8 Utslipp knyttet til gassbruk

8.1 Utslippsregnskap

Lyse utarbeider og vedlikeholder et utslippsregnskap for prosjektet hos et uavhengig konsulentfirma for å fremskaffe en oversikt over de utslippsmessige konsekvensene av de kontrakter som inngås i markedet. Utslippsregnskapet redegjør for følgende parametre; CO₂, NO_x, SO₂ og støv.

For øyeblikket er det mulig å gi en oppsummering av utslippsregnskapet på grunnlag av kontrakter som er inngått pr. april 2003 (Ambio Miljørådgivning 2003), og hvor datagrunnlaget for å kunne vurdere før- og ettersituasjonen er fullstendig innsamlet. Det presiseres at det vil foregå en løpende innhenting av data både i forhold til inngåtte og fremtidige kontrakter.

Effektene av Rogass-prosjektet fremkommer ved å vurdere hvordan introduksjonen av gass (ettersituasjonen) påvirker dagens situasjon ved at det blir foretatt en utfasing av eksisterende energikilder, samt at det legges inn den gassforsyning som går til nye virksomheter.

Miljøregnskapet legger til grunn data om energiforbruk fra energikundene, basert på middelforbruk av de ulike energikildene over siste to eller tre år. Valg av en slik middelforbruk er gjort fordi de fleste kundene har energisystemer med ulike kjeler/brennertyper som benyttes avhengig av prisen i

markedet. Dette betyr at forbruket av den enkelte energikilde vil variere mellom år. I tillegg vil også selve energiforbruket kunne variere mellom årene, avhengig av en rekke ulike parametre.

Basert på de inngåtte kontrakter hvor det nå kan etableres en energiprofil, så vil gass medføre en substitusjon av totalt ca. 200 GWh som i dag genereres fra andre energikilder, fordelt som vist i tabell 4. Det har vært gjort salg av gass også til ytterligere bedrifter, men her er foreløpig ikke datagrunnlaget tilstrekkelig til å kunne redegjøre for både før- og etter- situasjonen.

Tabell 4. Energikilder som vil erstattes i forbindelse med Rogass- prosjektet (pr. april 2003).

	Elektrisitet	Flis¹	Propan	(Lett)olje
Antall GWh	56	12	71	59

De aktuelle mengdene tilsvarer omlag 3 % av det samlede energiforbruket på om lag 5 TWh (jf. bl.a. figur 1) i de aktuelle kommunene.

Flere bedrifter planlegger tiltak som vil redusere det samlede energiforbruket eller øke produksjonen som følge av at gass i rør blir tilgjengelig. Det presiseres at de fleste bedrifter forventer en Enøk-gevinst som følge av substitusjonen på 10-25%. Det er i miljøregnskapet ikke tatt høyde for de positive miljøeffekter av slike energieffektiviseringstiltak, bortsett fra i tre tilfeller hvor bedriftene har kunnet redegjøre mer detaljert for de planene som foreligger.

8.2 Utslipp knyttet til produksjon av elektrisitet

Det har vært en betydelig diskusjon omkring i hvilken grad bruken av elektrisitet bør tilordnes utslipp til luft.

Det norske kraftsystemet er nå bygget ut til en årlig midlere produksjonsevne på ca 119 TWh, hvorav vel 118 TWh kommer fra vannkraft. NVE har gjort vurderinger av situasjonen frem mot 2015, og er av den oppfatning av at vi nasjonalt går mot en stadig større importavhengighet. Forventet import, i temperatur- og nedbørmessige normalår, vil bli 7 TWh i 2005, 12 TWh i 2010 og 15 TWh i 2015. Hva slags produksjonsteknologi i andre land som ligger til grunn for import til Norge, eller hvilke typer kraftproduksjon som avstilles når Norge eksporterer, vil variere over tid. Imidlertid vil situasjonen medføre at bruk av elektrisitet nasjonalt har utslippsmessige virkninger globalt, i form av utslipp knyttet til elektrisitetsproduksjon i utlandet for det norske markedet. Substitusjon av elektrisitet nasjonalt vil dermed bidra til å redusere importen og således også de globale utslippene knyttet til denne.

NVE/OD (2002) har i sin rapport "Kraftforsyning fra land til sokkelen" gjort en vurdering av størrelsen på utslippene av CO₂ og NO_x knyttet til importert kraft i perioden 2003-2028. Av rapporten fremkommer det at man nå og for de nærmeste årene fremover forutsetter at kullkraft vil være den dominerende marginale kraftproduksjonen i det integrerte nordeuropeiske markedet. Det er i kullkraftverkene at den ledige produksjonskapasiteten befinner seg. Også andre studier konkluderer med at kullkraft må antas å være marginal forsyning til norsk og nordisk elektrisitetsforbruk på midlere sikt.

På lenger sikt er det vanskelig å forutsi hva som vil være produksjonsopphavet for importen til Norge. Dette fordi den økte etterspørselen etter kraft fra eksportlandene vil påvirke investeringene i ny produksjonskapasitet. Det er dessuten vanskelig å ha oversikt på forhånd over hvordan skjerpede miljøkrav vil påvirke skrotningen av eldre produksjonskapasitet. Det foreligger studier som viser at gasskraft på mellomlang og lang sikt vil kunne være den viktigste marginale elprodusent i dette markedet (bl.a. Econ 2002).

¹ Det gjøres oppmerksom på at kunden har planer om ombygging av sitt energisystem uavhengig av tilgangen på gass. Alternativ energibærer vil da for ham være propan.

Miljøregnskapet legger til grunn de vurderinger som er gjort av NVE/OD når det gjelder disse spørsmålene. Dette betyr at det forventes at import av 1 kWh elektrisitet i 2003 gir utslipp av 788 gram CO₂ og 1250 milligram NO_x. Som følge av en forventet innfasing av mer miljøvennlige produksjonsmåter, så ventes utslippene redusert til 286 gram CO₂/ kWh og 43 milligram NO_x/ kWh i 2028.

Middelverdiene for perioden er hhv. 415 gram CO₂/ kWh og 300 milligram NO_x/ kWh. Disse midlere utslippsverdier i perioden er benyttet som grunnlag i miljøregnskapet for de situasjoner der gass erstatter elektrisitet. Det er således ikke lagt til grunn at gass skal erstatte importert kullkraft, men heller en energimiks hvor både kull-, gass- og fornybar kraft inngår. For å kunne skille de rent lokale og de globale effektene er utslippsbelastningen knyttet til elektrisitet synliggjort separat i regnskapet.

Det kan videre nevnes at gjennomsnittelige utslippstall for elektrisitet på Jylland og Fyn i 2002 var 508 g CO₂/ kWh og 1020 mg NO_x/ kWh elektrisitet benyttet. I tillegg til dette må det for eksport av kraft til Norge minimum regnes et tap i overføringsnettet på 35% med tilsvarende økt utslipp som konsekvens.

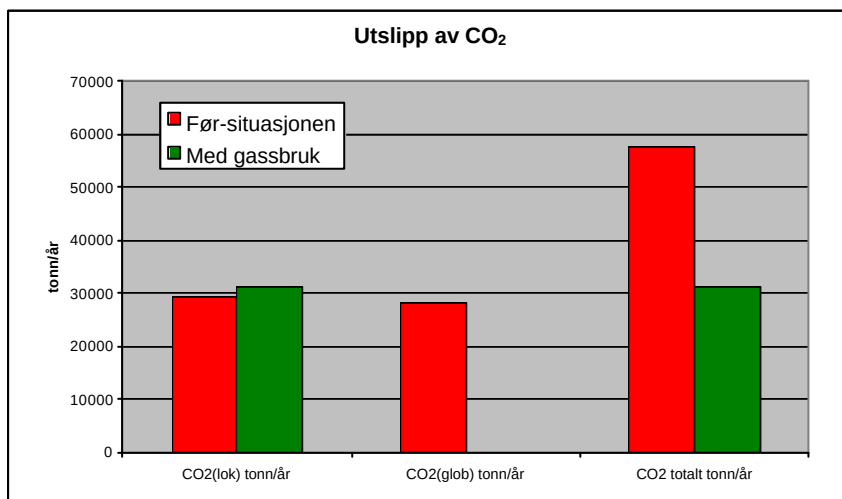
Det kan i tilknytning til dette nevnes at mange av de bedriftene som i dag benytter elektrisitet til oppvarmingsformål også har mulighet til å velge andre energikilder som for eksempel propan og olje. Den senere tids prisbilde på strøm gjør at det således må forventes at en rekke bedrifter over tid i større grad vil benytte alternative fossile brenslers i stedet for elektrisitet dersom rørgass ikke er tilgjengelig.

8.3 Utslippsmessige konsekvenser av kontrakter inngått pr. april 2003

På basis av de forutsetninger som er gitt over, så viser miljøregnskapet de umiddelbare utslippsmessige endringer som vil forårsakes av at dagens energibruk erstattes med gass.

8.3.1 CO₂

Som følge av de kontrakter som allerede er inngått vil substitusjonen medføre endringer i utslippene av CO₂ som vist i figur 8.

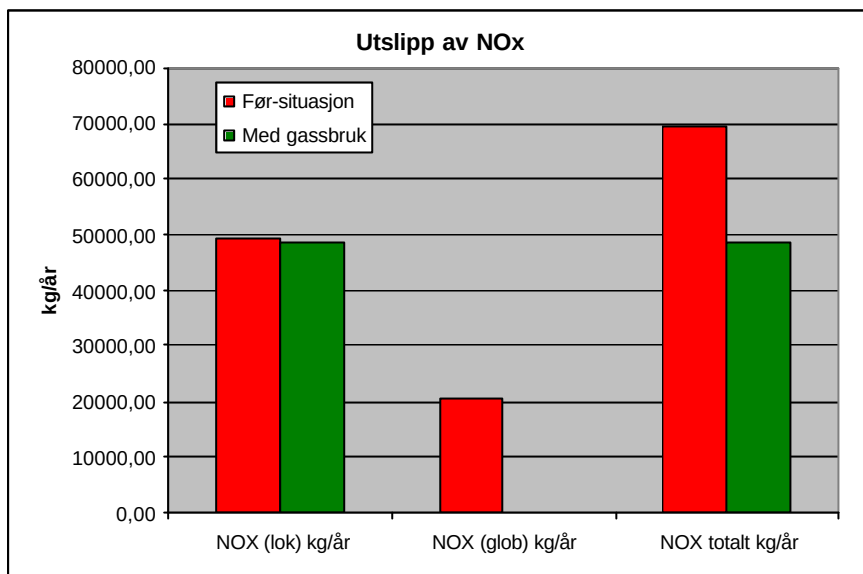


Figur 8. Forventede utslippsendringer for CO₂ ved introduksjon av gass som energikilde.

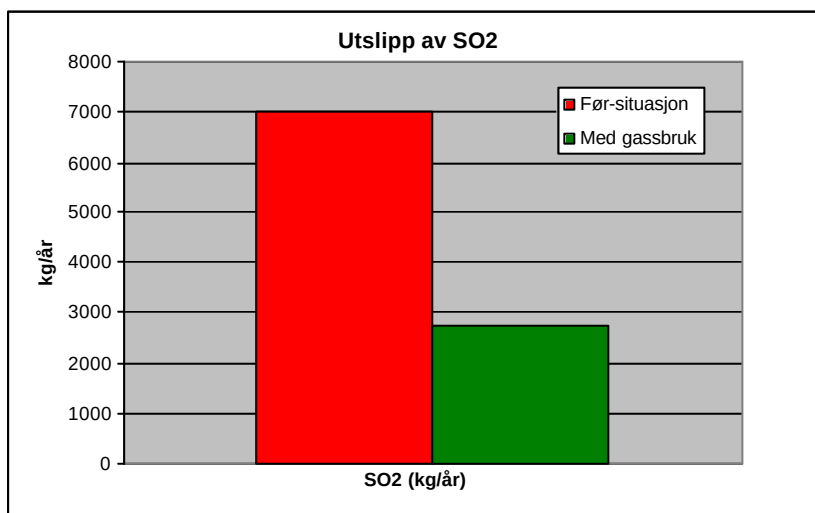
Som det fremgår av figuren, så forventes de globale utslippene å bli redusert med omlag 26.000 tonn/år som følge av substitusjon av elektrisitet, mens de lokale utslippene av CO₂ vil øke med omlag 2 000 tonn/år. Dette er marginale utslipp i forhold til det totale CO₂- utslipp i Rogaland som i 2000 var 2 694 000 tonn.

8.3.2 NO_x og SO₂

Som følge av de kontrakter som allerede er inngått vil substitusjonen medføre endringer i utslippene NO_x og SO₂ som vist i figur 9 og 10.



Figur 9. Forventede utslippsendringer for NO_x ved bruk av gass som energikilde.



Figur 10. Forventede utslippsendringer for SO₂ før og etter introduksjon av gass som energikilde.

Som det fremgår av figurene, så forventes de lokale utslippene av NO_x å bli redusert med omlag 500 kg/år, mens utslippene av SO₂ vil bli redusert med omlag 4000 kg/år. De globale utslippene av NO_x forventes redusert med omlag 20 tonn/år. Tallene kan ses i sammenheng med de totale utslippene i Rogaland, som i 2000 var henholdsvis 7 670 tonn NO_x og 1 111 tonn SO₂.

8.3.3 Støv/sot

Utslippene av støv/sot fra forbrenningsprosesser i de ulike bedriftene forventes å bli redusert fra omlag 800 kg/år til ca. 1 kg/år.

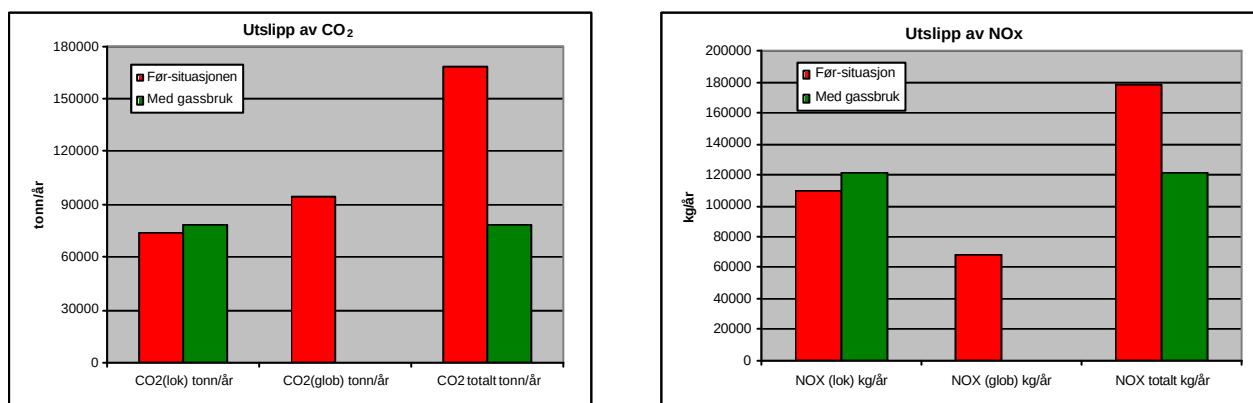
8.4 Prognoser for videre utvikling

Ved å legge visse forutsetninger til grunn for utviklingen frem mot 2013, så er det mulig å lage en prognose for de utslippsmessige konsekvensene av prosjektet frem i tid basert på de leveranseprofiler som er vist i kap. 4. Følgende hovedforutsetninger legges videre til grunn:

- De energikilder som vil substitueres fremover vil ha en tilsvarende prosentvis fordeling som de kontrakter som hittil er inngått, jf.. tabell 3. Det legges til grunn at bedriftene ikke vil/ville ha skiftet energikilde i løpet av perioden, selv om dagens prissituasjon på elektrisitet gjør det sannsynlig at fossile brenslers i større grad vil være konkurransedyktig i årene fremover.
- For ny virksomhet, jf.. figur 7, legges til grunn at alternativ energikilde for disse virksomhetene ville ha vært elektrisitet. Det må imidlertid forventes at tilgang på gass vil attrahere gassbasert industri som ikke har andre aktuelle energikilder enn gass. Disse virksomhetene ville således alternativt blitt lokalisert til andre områder i landet hvor gass er tilgjengelig. Dette gjelder f.eks. Kogen- anlegg hvor gass er en forutsetning for virksomheten.
- Det er lagt til grunn at leveransene av gass til Kogen- anlegg vil bidra til en elektrisitetsproduksjon på totalt ca. 40 GWh/år.
- Det er lagt til grunn en energieffektiviseringsgevinst på 10% knyttet til energisubstitusjonen. En samlet statistikk viser at den gjennomsnittlige energibesparelsen ved introduksjon av naturgass i Sverige var 7%. Da forutsetningene for Enøk tiltak er noe større i Rogaland, så kan det forventes en gjennomsnittlig besparelse i størrelsesorden 10–15 % sammenliknet med dagens energiforbruk. Det legges videre til grunn at bedriftene ikke vil/ville ha implementert tilsvarende Enøk- tiltak dersom gass ikke var tilgjengelig.
- Det tas ikke hensyn til at det i leveranseprofilen forventes en betydelig substitusjon i transportsektoren. En slik substitusjon, spesielt dersom den omhandler skipsfartsnæringen, gir erfaringsmessig en betydelig større gevinst enn tilsvarende i annen landbasert virksomhet.

8.4.1 Miljømessige konsekvenser ved substitusjon av eksisterende energibruk

Leveranseprofilen, jf.. figur 7, forutsetter at ca. 520 GWh gass vil leveres som substitusjon for eksisterende energibruk. Dette vil kunne medføre utslippsmessige konsekvenser lokalt/regionalt og globalt som vist i figur 11.



Figur 11. Forventede utslippsmessige konsekvenser lokalt/regionalt og globalt som følge av gassleveranser i regionen på 700 GWh i år 2013.

Basert på de forutsetninger som er nevnt over, så forventes substitusjonen å kunne øke de lokale/regionale utslippene av CO₂ med om lag 4 000 tonn/år, mens de globale utslippene tilsvarende reduseres med om lag 90 000 tonn/år. Økningen i de lokale utslippene kan sammenliknes med de totale utslipp i de berørte kommunene som var ca. 700 000 tonn CO₂ i år 2000. Reduksjonen i de globale utslippene reflekterer at det bortfaller et produksjonsbehov når det gjelder elektrisitet tilsvarende om lag 230 GWh/år. Tilsvarende forventes de lokale/regionale utslippene av NO_x å øke med ca. 11 tonn/år, mens de globale utslippene vil bli redusert med ca. 60 tonn/år. Dette kan sammenliknes med de totale utslipp i de berørte kommunene som var ca. 3850 tonn NO_x i år 2000.

Når de gjelder SO₂ viser prognosene at de lokale utslippene vil reduseres med om lag 9 tonn/år, mens de lokale utslippene av støv vil reduseres med ca. 1500 kg/år. Det er ikke beregnet endringer i de globale utslippene for disse parametrene.

8.4.2 Miljømessige konsekvenser ved gassbruk i ny virksomhet

I leveranseprofilen er det forutsatt at det i 2013 skal leveres ca. 178 GWh gass til bruk i ny næringsvirksomhet. Dette vil bety lokale/regionale utslipp av i størrelsesorden 35.000 tonn CO₂ og 45 tonn NO_x.

Dersom det forutsettes at "ny virksomhet" alternativt i sin helhet ville benyttet elektrisitet som energikilde korresponderer dette med en reduksjon i de globale utslippene på ca. 75.000 tonn CO₂ og 55 tonn NO_x som følge av et redusert produksjonsbehov på 178 GWh elektrisitet. Videre vil det produseres omlag 40 GWh elektrisitet i kogenereringsanleggene, noe som vil bidra til en ytterligere reduksjon på ca. 16 000 tonn CO₂/år i de globale utslippene

8.4.3 Samlede miljømessige konsekvenser ved substitusjon og gassbruk i ny virksomhet

Basert på de tall som er vist over forventes det at leveranser av totalt 700 GWh gass ihht. leveranseprofilen i figur 7 vil gi en endring i de lokale/regionale og globale utslippene som vist i tabell 5.

Tabell 5. Forventede utslippsmessige konsekvenser ved leveranse av 700 GWh gass til substitusjon og ny virksomhet i år 2013. Alle tall i tonn/år. + angir økning i utslippene, mens – angir forventet utslippsreduksjon.

	CO ₂		NO _x		SO ₂	Sot/støv
	Lokale	Globale	Lokale	Globale	Lokale	Lokale
Substitusjon, 522 GWh	+ 4 200	- 90 600	+ 11	- 58	- 9	- 1,5
Ny virksomhet, 178 GWh	+ 36 000	- 74 000	+ 45	- 53	+ 2	+ 0,0007
Produksjon i Kogeanlegg	0	- 16 600	0	- 12	0	0
Sum	+ 40 200	- 181 000	+ 56	- 123	- 7	- 1,5

8.4.4 Sensitivitetsvurderinger knyttet til gasskraft som marginalkraft

Det kan også gjøres en sammenlikning der gasskraft i sin helhet blir vurdert som alternativ marginalprodusent for elektrisitet. Vurderingene har kun betydning for de globale utslippene. De tall som omhandler de lokale/regionale utslippene i tabell 5 vil holdes konstante.

Utslippene av CO₂ fra et standard CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)- anlegg med 58% virkningsgrad er om lag 350 kg/ kWh produsert. Når det gjelder NO_x kan utslippene anslås til om lag 290 mg/ kWh produsert. I tillegg tilkommer et tap i overføringsnettet på om lag 5% ved kraftimport, men dette er ikke videre benyttet i beregningene. Dersom det legges til grunn at kraften er produsert i utlandet, så er det heller ikke tatt hensyn til et energitap (som gir utslipp til luft i Norge) på om lag 10% som følge av energibehov for gasskompresjon knyttet til eksport til kontinentet.

De utslippsfaktorer som gjelder for gasskraftverk er marginalt lavere enn de utslippsfaktorer som NVE/OD har lagt til grunn i sine beregninger for perioden 2003-2028. Utslippsmessig gir dermed ikke betraktninger omkring gasskraft som marginalkraft i det nordeuropeiske markedet en vesentlig endring i det globale utslippsregnskapet for prosjektet. Dersom gasskraft legges til grunn som marginalprodusent for elektrisitet forventes utslippsmessige konsekvenser av prosjektet som vist i tabell 6.

Tabell 6. Forventede utslippsmessige konsekvenser ved leveranse av 700 GWh gass til substitusjon og ny virksomhet i år 2013 basert på gasskraft som marginalprodusent for elektrisitet. Alle tall i tonn/år. + angir økning i utslippene, mens – angir forventet utslippsreduksjon.

	CO ₂		NO _x		SO ₂	Sot/støv
	Lokale	Globale	Lokale	Globale	Lokale	Lokale
Substitusjon, 522 GWh	+ 4 200	- 75 800	+ 11	- 55	- 9	- 1,5
Ny virksomhet, 178 GWh	+ 36 000	- 62 300	+ 45	- 52	+ 2	+ 0,0007
Produksjon i Kogeanlegg	0	- 14 000	0	- 12	0	0
Sum	+ 40 200	- 154 000	+ 56	- 119	- 7	- 1,5

8.4.5 Miljømessige konsekvenser ved alternativ energiproduksjon i regionen

Det er ikke gjort beregninger for å vurdere hvilke miljømessige konsekvenser det vil kunne være ved innfasing av alternativ energiproduksjon i regionen. Dette skyldes i første rekke at det er begrensede muligheter for realisering av slik produksjon knyttet til det marked gassen vil betjene. Disse forholdene er nærmere beskrevet i kap. 9.

Enhver innfasing av elektrisitetsproduksjon (bl.a. vind, vann, sol o.a.) vil kunne gi et positivt bidrag til den nasjonale og regionale kraftforsyningssituasjonen. Imidlertid er det ikke realistisk at dette bidraget vil bidra til å dekke den nasjonale underskuddsituasjonen i årene fremover. For utslippsregnskapet betyr dette at ny lokal/regional produksjon ikke forventes å endre de globale utslippene siden gassprosjektet fortsatt vil bidra til å redusere den nasjonale importen av elektrisitet.

Når det gjelder innfasing av alternativ energiproduksjon basert på bl.a. bioenergi, så forventes markedet for dette å være lavt i regionen siden det har vært investert betydelig i denne sektoren de siste årene. Det vil således være en marginal konkurranseflate mellom gass og bioenergi, og således forventes ingen vesentlig effekt på utslippsregnskapet.

Når det gjelder varmepumper så vurderes også her konkurranseflaten mot gass å være marginal. I hovedsak vil varmepumper kunne være aktuelt i ny virksomhet (hovedsakelig husholdning) f.eks. sammen med gass som spisslast. I tilfeller der varmepumper nyttes i eksisterende virksomhet til erstatning for elektrisitet (bl.a. luft-til-luft varmepumper i spredt bebyggelse) vil ikke dette påvirke utslippsregnskapet

9 Forholdet til alternative energibærere

9.1 Andre fossile brensler

Introduksjonen av gass i markedet vil i første rekke være en direkte konkurrent til andre fossile brensler, hovedsakelig (lett)olje og propan, som i dag nyttes i næringslivet i regionen. Gassen vil være prismessig gunstig i forhold til disse energikildene, noe som vil gjøre at det kan forventes at bruken av disse vil bli faset ut over tid innenfor prosjektets leveranseområde. LNG (Liquified Natural Gas) markedsføres for tiden i regionen som et alternativ til naturgass, og er en viktig konkurrent til rørgassen. LNG er miljømessig en betydelig dårligere løsning enn rørgass.

9.2 Elektrisitet

Bruk av naturgass vil være en direkte konkurrent til bruken av elektrisitet i næringslivet. Det vil være prismessige forhold som avgjør hvilken energikilde som vil velges av den enkelte bedrift. De kontrakter som er inngått i Rogass-prosjektet viser at bedriftene forventer klare besparelser både på kort og lang sikt, noe som i tillegg til direkte prismessige forhold også skyldes den energiøkonomiserende effekt som forventes. Gjennom en overgang til mer moderne og avansert utstyr forventes det en Enøk- effekt hos de fleste kundene på inntil 10-15%.

Dagens energisituasjon både lokalt og nasjonalt, er preget av økende underbalanse mellom produksjon og forbruk av kraft, og vi har blitt stadig mer avhengig av import av kraft. I tillegg kan begrenset

overføringskapasitet i kraftnettet påvirke den lokale eller nasjonale energisituasjonen negativt. Det er lite hjelp i eventuell ledig produksjonskapasitet andre steder, dersom ikke overskuddskraften kan transporteres til det området kraften skal brukes. I Sør-Rogaland har økt kraftetterspørsel, uten at det har kommet inn ny lokal kraftproduksjon, medført en gradvis redusert leveringssikkerhet for de befolkningstette områdene i regionen. Dersom det ikke blir foretatt forsterkninger av hovednettet i Sør-Rogaland, og/eller settes inn tiltak som på andre måter kan bidra til en mer balansert energisituasjon i regionen, vurderes leveringssikkerheten om få år være uakseptabel i Sør-Rogaland. Årlig underliggende vekst i elletterspørselen i Norge regnes å være 1 – 1,5 %. Utbygging av ny kraftproduksjonskapasitet er beskjedne, noe som gjør at vi trolig i økende grad vil bli avhengig av import av elektrisk kraft i årene som kommer.

Situasjonen i regionen avviker ikke nevneverdig fra det nasjonale bildet. I Sør-Rogaland forventes en aktivitets- og befolkningsvekst over landsgjennomsnittet. Dersom naturgass og andre nye energibærere ikke tas i bruk, regner en med en årlig vekst i elektrisitetsforbruket fra 2000 til 2010 på om lag 1,6 %, og i de følgende 20 år om lag 1,1 % i gjennomsnitt.

Oppvarmingsbehovet i Sør-Rogaland dekkes i stor grad av elektrisitet. Forsyningen inn til Stavangerområdet er anstrengt, og må i løpet av få år forsterkes med ny linje/kabel. Dersom oppvarmingsbehovet kan dekkes med annen energibærer enn elektrisitet, vil dette utsette behovet for ny hovedkraftledning inn til området.

Lokalt har vi de samme problemstillingene. I noen nye utbyggingsområder hvor det tidligere var industrivirksomhet, eller i områder der det skjer en sterk fortetting av næring og/eller bolig, vil det være behov for forsterkning av elnettet. I ett konkret tilfelle vil dette også medføre nedtransformering fra 50 kV med tilhørende transformatorstasjon og flere titalls millioner kroner i investering. Ved å dekke oppvarmingsbehovet med annen energibærer enn elektrisitet, og gjerne med strømproduksjon i kogenereringsanlegg i tillegg, vil store investeringer kunne spares samtidig som det avhjelper den norske energibalansen.

Et naturgassalg i tråd med forretningsplanens hovedløsning vil videre gi muligheter til å utsette tunge investeringer i kraftnettet i Sør-Rogaland i 3 - 5 år i forhold til om naturgass ikke blir tatt i bruk. På lengre sikt kan betydningen av naturgassen bli vesentlig større når det gjelder å redusere investeringsbehovet i kraftnettet.

Bruk av naturgass vil også innebære redusert behov for investeringer i regionalnett og distribusjonsnett. Det vil gi særlig gunstig virkning dersom mindre lokale kraftvarmeverk kan lokaliseres til områder der distribusjonsnettet på forhånd er utilstrekkelig i forhold til framtidig vekst i energietterspørselen. Samlet sett gir mulighetene for utsatte/ reduserte investeringer i kraftnettet et betydelig økonomisk gevinstpotensiale på konsernnivå for Lyse.

Samlet ser Lyse positivt på alle tiltak som vil bidra til å begrense etterspørselsveksten etter elektrisitet, herunder bl.a. Enøk- tiltak i bedrifter og private husholdninger, effektstyring, lavenergibygge, bruk av luft-til-luft varmepumper i privathusholdninger, bruk av bioenergi mv. Dette vil alle være positive tiltak som vil kunne avhjelpe forsyningssituasjonen i området. Det er imidlertid en kjensgjerning at kundene gjør sine valg av løsninger basert i all hovedsak på prismessige vurderinger av tiltakene.

Situasjonen vinteren 2002/2003 viser at det er mulig å gjøre innsparinger i elektrisitetsforbruket, men den viser også at en betydelig andel av spesielt bedriftskundene i denne perioden av rent prismessige forhold valgte å benytte ulike fossile brenslere i stedet for elektrisitet. Innsparingen i elektrisitetsforbruk gikk således delvis på bekostning av miljømessige forhold. Lyse vurderer det slik at introduksjon av gass som energibærer i regionen vil gi spesielt bedriftskundemarkedet muligheter til å gjøre en prismessig gunstig innsparing i energiforbruket, samtidig som det gir et betydelig positivt bidrag til den nasjonale kraftbalansen og dermed de globale utslippene til luft. Samtidig vil de lokale utslippene av CO₂ og NO_x øke kun marginalt. På kort sikt vil det ikke være andre tiltak som kan gi en tilsvarende effekt i det lokale kraftsystemet. På lang sikt, frem mot 2020, forventes imidlertid ikke leveranser av

700 GWh gass i 2013 fullt ut å kompensere for en forbruksvekst på 1% pr år i energiforbruket. Gassen vil videre være en marginal energikilde i spredt bebyggelse, som er en viktig energikonsument i regionen (jf. figur 2), og således vil derfor Lyse fremover også fortsette arbeidet med ulike løsninger for reduksjon av elektrisitetsforbruket i regionen.

Basert på samme begrunnelse ser derfor Lyse også positivt på tiltak som øker den lokale produksjonen av elektrisitet. I tillegg til lokale kogenereringsanlegg og realiseringen av Forus Energigjenvinning (varme- og elproduksjon) arbeider man også konkret med flere nye vannkraftprosjekter med et årlig produksjonsvolum på ca. 250 GWh.

9.3 Varmepumper

For Lyse er det ikke et spørsmål om enten varmpumper eller naturgass, men både varmpumper og naturgass på de lokaliteter der det ligger til rette for dette. Varmepumpe vil være den mest lønnsomme løsningen i noen tilfeller, mens naturgass vil være beste løsning i andre tilfeller. Dersom varmpumpe velges som løsning, vil ofte naturgass kunne dekke spisslastbehovet som varmpumpen ikke kan levere.

Lyse har de siste årene bygget varmpumpeanlegg til ulike kundegrupper:

- Varmepumpe fra sjø med leveranse av varme til 200 eneboliger/lavblokk samt skole og sykehjem på Hundvåg. Olje benyttes som spisslast. De økonomiske tallene viser at en slik løsning ikke vil kunne bli lønnsom sett i forhold til størrelsen på investeringen.
- Varmepumpe fra jordvarme med leveranse av varme til 100 leiligheter i rekkehus/lavblokk i Gauselbakken. Olje benyttes til spisslast. Heller ikke denne løsningen vil kunne bli lønnsom, selv om lønnsomheten kan bedres noe ved å bruke gass som spisslast i stedet for olje.
- Varmepumpe i avtrekksluft med leveranse av varme og kjøling til hotell/konferansesenter på Tjensvoll. Her benyttes olje til spisslast. Løsningen viser i dag ikke lønnsomhet. Årsaken er at hotellet/konferansesenteret ikke har stor nok aktivitet i dag. Anlegget vil kunne vise lønnsomhet ved noe større aktivitet og ved at gass velges som spisslast i stedet for olje.
- Varmepumpe fra spillvarme fra meieri på Nærbø med leveranse av varme til næringsbygg/offentlige bygg. Anlegget er lønnsomt på grunn av svært gunstig avtale med bedriften om utnyttelse av restvarmen.

Basert på de erfaringer som en har gjort med anleggene som er bygget og satt i drift, er Lyse kommet til følgende kriterier for valg av løsning med sentrale varmpumpeanlegg.

- Varmepumpen må ha tilgang på enten rimelig spillvarme eller sjøvann i umiddelbar nærhet
- Bebyggelsen må være tett (hovedsaklig blokkbebyggelse/næringsbygg) og ha et visst omfang
- Det bør være et kjølebehov slik at varmpumpen også kan brukes til kjølemaskin og dermed bedre økonomien
- Sentral varmpumpe er ikke lønnsomt for leveranse av varme til eneboliger/rekkehus

Lyse har under vurdering/planlegging flere anlegg hvor varmpumpe med gass som spisslast er aktuelle løsninger. I området Urban Sjøfront er det valgt sentral varmpumpe som løsning i kombinasjon med leveranse av både varme og kjøling. Foreløpig er utbyggingen i en startfase, og varmpumpen vil bli bygget når varmebehovet blir av en viss størrelse. I området Jåttåvågen/Hinna Park er utbyggingen ikke startet ordentlig opp. Her er ulike løsninger for tiden til vurdering, blant annet varmpumpe og kogenerering (spesielt aktuelt på grunn av svakt elnett).

Bruk av luft-til-luft varmpumper i spredt bebyggelse forventes å få en økende betydning også lokalt, bl.a. stimulert av nasjonale støtteordninger. Høye kostnader knyttet til nødvendig omlegging og installasjon av vannbåren varme ved eventuell introduksjon av gass gjør at gass vil ikke forventes å få vesentlig betydning som energikilde i spredt bebyggelse, og konkurransen med denne typen varmpumper vil således være marginal.

I nesten samtlige tilfeller hvor naturgass vil komme til er erstatning (substituering) for annet brensel, er ikke installasjon av varmepumper noe aktuelt alternativ for disse bedriftene. I slike tilfeller er det dermed ikke noe reelt konkurranseforhold mellom naturgass og varmepumper. Ved nytt gassforbruk er det de kriterier som er nevnt over som må ligge til grunn for valg av løsning. Her kan naturgassen komplettere varmepumper som spisslast og reserveforsyning. Bakdelen med varmepumper er at man må investere i doble varmeforsyningsenheter. Spisslast og reserve må ha kapasitet til å klare hele effektbehovet mens en optimal varmepumpe skal være dimensjonert til å dekke behovet for grunnlast og en maksimal gangtid. Da varmepumpen tar mesteparten av energien, og spisslast/reservelast bare ca 20%, får den energi som lages fra spiss-/reservelast en ugunstig høy energipris.

Det kan bemerkes at kogenereringsanlegg vil bygges for å forsterke nettet i belastede områder, mens f.eks. bruk av varmepumper i nye områder i stedet vil belaste nettet.

9.4 Bioenergi

Bioenergi er energi fra forbrenning av biologisk materiale som f.eks. ved/trevirke, husdyrgjødsel, avfall og metangass fra søppelfyllinger. Brenselet fra disse har forskjellige egenskaper og er derfor egnet for ulike formål. De samme råstoffkildene blir også brukt til andre formål enn energiproduksjon, for eksempel som råstoff til cellulose- og sponplateproduksjon. Som fremgår av OED (1998) er det spesielt innenfor brenselstypene avfall og ulike typer "restvirke" det er mulig å øke utnyttelsesgraden vesentlig på nasjonalt nivå. Nasjonal energipolitikk omfatter mellom annet ulike tiltak for å framme vannbåren varme og bruk av nye fornybare energikilder, som bioenergi.

9.4.1 Energi fra avfall

Lyse er medeier (33 %) i Forus Energigjenvinning som forbrenner 35.000 tonn restavfall fra husholdning og lager 87 GWh damp som Lyse kjøper i sin helhet. Dampen benyttes til strømproduksjon (ca. 15 GWh) og til leveranse av fjernvarme til bedrifter i Forus- området. Fjernvarmenettet er under utbygging, og de første kundene ble knyttet til i vår. Totalt investerer Lyse og de andre eierne vel 200 mill. kroner i forbrenningsanlegg og fjernvarmeanlegg.

Lyse er også medeier (33 %) i selskapet Ressurs Sortering Gjenvinning AS som sorterer og gjenvinner næringsavfall. Gjenvinnbare fraksjoner sorteres ut, mens det av trevirke, plast og lignende lages brensel som selges til større bedrifter som har et energibehov. Hovedsaklig er dette bedrifter utenfor området som har stort energiforbruk og som kan forsvare investering i nødvendig renseanlegg for avgassene. Det er investert ca. 40 mill. kroner i sorteringsanlegget.

I området gjenvinnes det energi fra tre fyllplasser. En privatperson henter ut energi fra en tidligere fyllplass på Tasta i Stavanger. Lyse henter ut gass fra Varatun fyllplass i Sandnes og leverer varme til en skole i nærheten, mens Klepp Energi henter ut gass fra Sele fyllplass i Klepp kommune. I dette området bygger Klepp Energi gassnett parallelt med Lyse sitt gassnett (i samme grøft) for å distribuere gass til blant annet gartnerne som vil benytte denne til oppvarming. Lyse legger naturgass inn til mange av de samme gartnerne for å kunne dekke behovet for spisslast. Det er en forutsetning for bruk av deponigass i en rekke av disse anleggene at naturgass er tilgjengelig for å gi en forsvarlig stabil gassleveranse. Deponigass er videre ikke aktuell som energikilde for matvareprodusenter grunnet innhold av forurensende komponenter i gassen.

Samlet vurderes det på bakgrunn av det som er beskrevet over å være begrensede muligheter for ytterligere å kunne utnytte avfallsbasert energi her i regionen.

9.4.2 Annen bioenergi

Det meste av jordbruksarealet på Jæren nyttes til grasproduksjon, som forgrunnlag for den dominerende melkeproduksjonen. De små halmmengdene som produseres, ammoniakkbearbejdes og nyttes som forressurs lokalt.

Det er først og fremst innen bruk av ulike typer restvirke fra skogbruket at det nasjonale potensialet for bruk av biobrensel er stort. Mulighetene for å ta i bruk denne type virke på Stavangerhalvøya har imidlertid en rekke begrensninger. For det første så er ikke Rogaland et typisk skogbruksfylke, og for det andre så drives det skogbruket hovedsakelig i de indre delene av Ryfylke og i Dalane. Det er heller ingen store produksjonsbedrifter som har rent trevirke som avfall. Det tas imidlertid ut en del trevirke som selges som ved til bruk i privathusholdninger.

Fylkesmannens Landbruksavdeling anslår forsyningspotensialet i Rogaland til å være ca. 400 GWh. Lyse vurderer dette anslaget til å være svært optimistisk, og skyldes nok i større grad tankene om å øke lønnsomheten og styrken i skogbruket enn realistiske vurderinger av både de kostnads- og miljømessige aspektene ved en slik eventuell satsning. Det er imidlertid klart at økt bruk av restvirke vil kunne være en riktig løsning i områder der forholdene ligger til rette for det. Skal denne type bioenergi tas i bruk i regionen, så kreves det imidlertid et svært stort apparat for innsamling og transport. Grovt vil utnyttelse av 100 GWh bety transport av ca. 50.000 m³ virke til området. En eventuell tilgang på flis vil også være betinget av tiltransport fra andre områder, og er derfor ikke vurdert som aktuell energikilde for Lyse.

Den store miljømessige fordelene med forbrenning av bioenergi er at det frigjøres like mye CO₂ som bindes ved produksjon av ny biomasse. Balansert bruk av bioenergi gir derfor ingen netto tilførsel av CO₂. I tillegg har ikke bruk av biobrensel utslipp av metan (CH₄). På den andre siden har biobrenselanlegg utslipp av en rekke kjemiske stoffer som ikke finnes i naturgass.

Generelt kan imidlertid sies at røykgassutslipp av støv og organiske forbindelser, først og fremst PAH, utgjør den største miljø- og helsefaren fra forbrenning av rene biobrenslar. Sett i forhold til energiutbyttet er utslippene fra små forbrenningsenheter større enn utslippene fra større anlegg, på grunn av vanskeligheten med å oppnå god forbrenning i små anlegg. I tillegg vil utslippene bl.a. av forurende komponenter som svoveldioksid (SO₂) og nitrogenoksider (NO_x) være betydelig større ved bruk av biobrensel enn ved bruk av gass.

Økt skogavvirking og/eller økt uttak av bioenergi til energiformål kan øke verdiskapingen i enkelte områder. En forutsetning er imidlertid at skogeierne finner dette lønnsomt, og at produktene kan finne sin anvendelse i et lokalt marked. Selv med slike forutsetninger er det imidlertid vanskelig å forsvare økonomiske investeringer i biobrensel. Det kan her poengteres at en realisering av det samlede tekniske potensialet som vist i NOU 1998: 11 forutsetter en elkraftpris på minimum 70 øre/kWh. I tilknytning til dette kan det bl.a. nevnes at man av prismessige årsaker faktisk importerer størstedelen av den veden som i dag selges på forbrukermarkedet. Dette skyldes vanskeligheter med å skaffe tilgang på norsk ved til en konkurransedyktig pris.

Etableringen av biobrenselanlegg forutsetter at det finnes et lokalt varmemarked. For store deler av prosessindustrien der naturgass kan brukes direkte og hvor man utnytter seg av samtlige fordeler gass som brensel har, er ikke bioenergi noe alternativ. Med naturgass som brensel kan man få > 100% utnyttelse av brenselet. Bioenergi har en betydelig lavere virkningsgrad, og dermed også et høyere energiforbruk. Videre benyttes biobrensel kun til framstilling av varmt vann, og dette markedet er i regionen i stor grad dekket av det eksisterende Forus Energigjenvinning. Videre vil etableringen av eventuelle mindre anlegg vanskeliggjøres grunnet forholdet til utslipp til luft. Norske myndigheter (SFT) viser til at "dersom det ikke er nødvendig med avanserte rensefilter – d.v.s. at de planlagte anleggene står utenfor tettbygde strøk - og tilgangen på brensel er god, så vil biobrenselanlegg kunne være lønnsomme tiltak". Lyse er av den oppfatning at forholdene i regionen således ikke tilsier at etableringen av biobrenselanlegg vil komme i en realistisk konkurransesituasjon ift. gassbruk.

Når det gjelder Enøk- potensialet knyttet til bruk av bioenergi så forventes dette å være lavt, fordi det i vesentlig grad forutsetter et varmemarked. Energiutnyttelsen av brenselet vil i slike tilfeller være relativt lav.

9.4.3 Realiserte, planlagte og vurderte tiltak innenfor "alternative energikilder"

Lyse har bidratt til å realisere en lang rekke tiltak basert på alternative energikilder de seneste årene. På basis av nåværende kunnskap kan realiserte og potensielle volumer alternativ energi frem til år 2015 antas å være følgende:

Anlegg	Energikilde	Volum (GWh/år)
Forus Energigjenvinning	Restavfall fra husholdning	75
Hundvåg	Varmepumpe fra sjø	5
Gauselbakken	Varmepumpe fra grunnvann	1
Tjensvoll	Varmepumpe fra avtrekksluft	3
Nærbø	Varmepumpe i spillvann fra meieri	6
Urban Sjøfront (planer)	Varmepumpe fra sjø	40
Hinna Park (planer)	Varmepumpe fra sjø	40
Andre (antatt)	Varmepumpe fra sjø	15
Private husholdninger (antatt)	Varmepumpe fra luft	30-50
Private bedrifter (antatt)	Varmepumper fra luft/sjø	100-200
Sum		315-435

I tillegg kommer realiseringen av prosjekter knyttet til utnyttelse av deponigass, antatt omlag 12 GWh/år. Gjennomføringen av framtidige prosjekter vil være avhengig av om det vil være tilstrekkelig lønnsomhet i prosjektene.

De støtteordninger som eksisterer i regi av ENOVA fokuserer i stor grad på omlegging av energisystemene til bruk av vannbåren varme. I regionen er dette markedet i hovedsak dekket av konsesjonsområdet til Forus Energigjenvinning. Potensialet for ytterligere introduksjon av hettvann som energibærer distribuert fra større sentralenheter vurderes således å være relativt lavt. Forutsetningen for slike anlegg er tett bebyggelse, fortrinnsvis nybygg, samt at realiseringen av et varmeanlegg krever tilgang til en rimelig energikilde. I regionen finnes ikke bedrifter med et eksisterende utnyttet varmeoverskudd. Det vil derfor naturlig være få anlegg som kan forsvare utbygging av et nett basert på forsyning f.eks. med varmpumpe fra luft/sjø. Det legges imidlertid til grunn i tabellen over at ENOVA's særskilte støtteordning knyttet til luft-til-luft varmepumper i privathusholdninger vil gi en effekt i regionen på i størrelsesorden 30-50 GWh/år.

9.5 Ny virksomhet basert på naturgass

Gassrør åpner for muligheter innen forskning og produksjon basert på naturgass i den planlagte Energiparken i Risavika, Sola kommune. Selskapet Energiparken AS er etablert av Lyse, Statoil og Shell, og skal utvikle Energiparken til å bli et teknologisenter for utvikling av miljøvennlig utnyttelse av gass, biobrensel og andre miljømessige gode energiløsninger. Energiparken har som mål å arbeide for ny næringsvirksomhet, nye utviklingsområder og forskning innen først og fremst energi og miljø. Det er nettopp inngått en avtale mellom Lyse, Shell, Høgskolen i Stavanger og Rogalandsforskning som vil bidra til å gjøre senteret i Risavika til et av de ledende forskningssentrene i landet. Energiparken legger opp til nye former for samarbeid og regional næringsutvikling.

Fokus vil være på utvikling og kommersialisering av framtidsrettede teknologier og løsninger, men også på forskning, i tråd med regionale mål, nasjonale politiske føringer og internasjonale føringer gitt gjennom EUs ramme- og restruktureringsprogrammer. De viktigste satsingsområdene for Energiparken er:

Fra gass til energiproduksjon:

- gasskraftverk, brenselcellekraftverk, miljøteknologier for konvensjonelle kraftverk

Fra gass til for:

- Bioprotein, fiskefor, dyrefor

Fra gass til hydrogen til transport

- Fra biogass/elektrolyse/reformering til fyllingsstasjon

Fra nye fornybare energikilder til energi

- Bioenergi, termisk solenergi, (vind)

Gass til Risavika gjør det således mulig å etablere viktig ny næringsvirksomhet, med høyt miljøpotensial, på det gamle raffineriområdet.

10 Litteratur

Ambio Miljørådgivning 2002. *Miljørisikovurdering – Rogass sjørør.* Rapport. 13 sider.

Ambio Miljørådgivning 2003. *Miljøregnskap Rogass.* Rapport. 8 sider + vedlegg

Econ 2002. *Marginal elproduktion och CO₂-utsläpp i Sverige.* Rapport 19/02. 66 sider.

Lyse 2002. Konsekvensutredning Rogass sjørør.

NVE/OD 2002. *Kraftforsyning fra land til sokkelen.* Rapport. 76 sider.

Olje- og energidepartementet 1998. *Energi- og kraftbalansen mot 2020.* NOU 1998: 11.

Olje- og energidepartementet 1999/2000. *Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel.* St. meld. No. 47., 1999/2000.

SGC 2000. *Små metanläckage från de svenska naturgasnäten.* Svenskt Gastekniskt Center, Demoblad 26. 2 sider.