

Tittel Grønn Gass? Om miljøeffekten ved direktebruk av norsk gass til innenlandsk energiforsyning	Rapportnummer, utgivelsesdato FIVH-rapport nr. 5/2002, 07.10.02
Forfatter Alfred Fidjestøl	Utgiver Framtiden i våre hender, Fredensborgveien 24 G 0177 Oslo
Prosjektstyrer Dag Nagoda	Ansvarlig redaktør Arild Hermstad
Faglig kvalitetssikrer Thomas Martinsen	
<p>Denne rapporten er godkjent av Framtiden i våre henders forskningsinstitutt (FIFI). Instituttet har til formål å engasjere eksterne fagfolk med den nødvendige vitenskapelige kompetanse til å utføre prosjekter innen miljø- og utviklings spørsmål. Prosjektene skal frambringe vitenskapelige utredninger som skal publiseres i FIVHs rapportserie og legges ut til offentlig debatt. Årlig utgis det 10-12 rapporter av denne typen. Rapportene kvalitetssikres og godkjennes av instituttets styre. FIFIs styre består av:</p> <p>cand. oecon. Ingeborg Rasmussen (styreleder) dr. polit. og siv. øk. Audun Ruud dr. scient. Erling Krogh dr. scient. Gary Fry dr. philos. Hilde Ibsen cand. polit. Ane Mygland</p>	

Framtiden i våre hender, tel: 22 03 31 50, internett: www.fivh.no

Sammendrag

Det ligger kun begrensede og kortsiktige miljøgevinst i å bytte ut oljefyrer, dieselbusser og eksisterende fossile energisystemer i industrien med energisystemer basert på fossilgass*. En introduksjon av 6 milliarder standardkubikkmeter gass i det norske energimarkedet kan føre til en økning i klimagassutslippene på over 10 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. I tillegg vil investeringer i gassrørledninger utgjøre en betydelig barriere for framtidige kutt i norske klimagassutslipp. Utredningen dokumenterer store, realiserbare og utslippsfrie alternativer til en storstilt gassatsing.

Bakgrunn

Norge er blant verdens ti største eksportører av fossilgass. I dag anslås gassreservene å være over 7.000 milliarder standardkubikkmeter (Sm³). Utifra dagens produksjonsnivå vil vi kunne produsere gass i 140 år framover.

Innenlandsbruken av gass i Norge er foreløpig begrenset og konsentrert om fire regioner: i) Tjeldbergodden og området rundt Trondheimsfjorden, ii) Kollsnes og Bergensregionen, iii) Kårstø-Haugalandet og Stavanger/Jæren-området og iv) Grenlandsområdet med Ytre Oslofjord. Når det planlagte Snøhvit-prosjektet realiseres, vil også Hammerfest med omland bli en aktuell region. I 2000 ble det brukt om lag 0,8 mrd. Sm³ tørrgass og 1,5 mrd. Sm³ våtgass i fastlands Norge, det meste til industriformål.

Det er tilsynelatende bred politisk enighet om at det er ønskelig med økt innenlandsk bruk av fossilgass og at dette er forenlig med en god miljøpolitikk i Norge. Ulike stortingsflertall har gitt uttrykk for at mer av gassen burde brukes hjemme, og i 2001 foreslo Henriksen-utvalget et årlig innenlandsk forbruk på mellom 7 og 9 milliarder Sm³ gass.

Norge står ved et energipolitisk veiskille. Spørsmålet er om vi skal legge til rette for introduksjonen av en ny fossil hovedenergi-bærer, eller om vi skal satse på de fornybare alternativene. Miljøkonsekvensene av direkte bruk av gass avhenger av hvor og hvordan gassen brukes. Rapporten vurderer miljøeffekten av en storstilt satsing på direktebruk av gass i forhold til de alternativer som finnes i ulike sektorer.

Gass til transport

Det ligger ingen miljøgevinst i å bytte ut eksisterende dieselbusser med fossilgassbusser. Nye dieselbusser er allerede bedre enn gassbussene på utslipp av klimagasser og helt utslippsfrie hydrogenbusser kan være økonomisk konkurransedyktige om ti til femten år. For ferjene kan derimot en overgang til fossilgass som drivstoff redusere utslippene av NO_x med inntil 90 prosent og utslippene av CO₂ med inntil 25 prosent.

Gass i husholdningene

Dersom det økende energiforbruket i norske husholdninger skal dekkes ved å innføre fossilgass, vil CO₂-utslippene fortsette å øke. Forutsatt at mesteparten av gass i husholdningene erstatter oljefyring, kan økt direktebruk av gass føre til at klimagassutslippene reduseres marginalt på kort sikt. Dette er allikevel ikke den miljømessig sett beste løsningen, ettersom det allerede i dag finnes utslippsfrie alternativer. På lengre sikt vil en satsing på fossilgass som oppvarmingskilde i norske husholdninger komme i et direkte konkurranseforhold til ambisjonene om å øke bruken av fornybare energikilder.

I enkelte tilfeller kan det fra et miljøsynspunkt være fornuftig å benytte gass som topplast i fjernvarmeanlegg der grunnlastproduksjonen er basert på fornybare energikilder. Slik kan gassen fungere som en garanti for at husholdningene kan basere seg på de miljøvennlige energikildene resten av året. Gass som benyttes i fjernvarmeanlegg kan være i form av flytende nedkjølt tørrgass (LNG) som kan fraktes til mottakerne med skip eller annen godstransport. Utbygging av et omfattende rønett for fossilgass til oppvarming av norske hjem vil derimot gjøre

**I utredningen velger vi å bruke betegnelsen fossilgass. Gass er en fossil energikilde og navnelappen "naturgass" kan bidra til å gi fossilgassen et ufortjent image som miljøvennlig. Betegnelsen fossilgass skiller den fossile gassen fra fornybare biogasser.*

en satsing på miljøvennlig vannbåren varme så godt som umulig

Gass i industrien

Miljøgevinsten ved å erstatte bruken av andre fossile energikilder i industrien med gass vil i mange tilfeller være kortsiktig og midlertidig, ettersom vi allerede i dag kunne erstatte disse med utslippsfri bioenergi. Til varmemål i industrien kan en mindre andel gass, i form av LNG eller komprimert gass (CNG), være en positiv deløsning for å hjelpe en overgang til vannbåren varme basert på fleksible og fornybare energikilder. Til petrokjemisk produksjon kan en våtgassledning være akseptabelt fra et miljøståsted. Rørledninger for tørrgass til industriformål forutsetter derimot forbrukskvanta langt utover det som kan forsvares miljøpolitisk.

Gass som klimatiltak

Økt bruk av fossilgass i Norge vil med all sannsynlighet føre til en økning i klimagassutslippene.

Dersom Henriksen-utvalgets målsetting om å introdusere inntill 9 mrd. Sm³ fossilgass i det norske energimarkedet gjennomføres, vil det føre til en økning i de årlige norske CO₂-utslippene på over 10 millioner tonn. På lengre sikt vil en storsatsing på direkte bruk av gass derfor gjøre det svært vanskelig for Norge å innfri framtidige klimaforpliktelser.

Generelt mener vi at bruken av gass ikke må føre til at energiforsyningen låses til fossilgassen. I enkelte tilfeller kan økt bruk av gass være gunstig i en overgangsfase, eller som supplement til fornybar energi i fleksible

energisystemer. Storstilte investeringer i gassrørledninger vil blokkere for investeringer i mer miljøvennlige energisystemer i minst 20-30 år. I praksis betyr det at tørrgass levert i rør aldri kan bli en god idé i Norge, verken til bruk i husholdningene eller til industrien. CNG og LNG, distribuert med godstrafikk, kan forsvares til enkelte formål.

De utslippsfrie alternativene

Alle tekniske innretninger for energiproduksjon og distribusjon har begrenset levetid. Dersom vi ikke innfører nye energikilder som forurensere, men utelukkende satser på utslippsfrie alternativer som hydrogen og fornybar energiproduksjon, vil utslippene gå mot null av seg selv. Satsingen på nye fornybare energikilder i Norge har vært liten, uforutsigbar og ustabil, og det er et stort urealisert potensial for ren energi. En gjennomgang av status og potensial for hydrogen, bioenergi, vindenergi, solenergi, bølgeenergi, geotermisk energi, saltkraft og varmpumper viser at det foreligger store, realiserbare og utslippsfrie alternativer til en storstilt fossilgassatsing.

Norge har et godt utbygd elektrisitetsnett som skal suppleres med et utstrakt fjernvarmenett. Videre er det et tidsspørsmål før hydrogen vil etablere seg som en utslippsfri energibærer. Et rørsystem for gassdistribusjon i Norge kan ikke benyttes til distribusjon av hydrogen fordi disse er planlagt som plastrør med lavt trykk. Dermed vil en nasjonal infrastruktur for fossilgass utgjøre en fjerde infrastruktur for energi i landet. Det er ikke bare dårlig miljøpolitikk, det er også elendig samfunnsøkonomi.

Innhold

<i>Sammendrag</i>	2
<i>Innhold</i>	4
<i>Innledning</i>	5
<i>Fakta om fossilgass i Norge</i>	6
Våtgass og tørrgass	7
Ulike anvendelser	7
Bruk og planer i Norge	7
<i>Det teoretiske reduksjonspotensialet</i>	9
<i>Gass i transportsektoren</i>	10
Buss og båt mest aktuelt	10
Fossilgass i busser	10
Gass i skipstransporten	13
<i>Gass i husholdninger</i>	15
Fossilgass versus fjernvarme	16
<i>Gass til industriformål</i>	17
Grenland	18
Utfasing av kull	18
Kull til varme	18
<i>Økt bruk av gass som</i>	
<i> klimapolitisk tiltak innenfor et 10-års perspektiv</i>	19
<i>De miljøvennlige alternativene</i>	21
Hydrogen	21
De nye fornybare energikildene	25
<i>Konklusjoner og tilrådinger</i>	29
<i>Kilder</i>	30

Innledning

”Ta naturgassen i bruk” heter utredningen Henriksen-utvalget, med sentrale LO- og Ap-topper, lanserte sommeren 2001.¹ Utvalget så et misforhold i det at Norge var en stor-eksportør av fossilgass uten også å være en storforbruker av vår egen ressurs, og foreslo et årlig innenlandsk forbruk av fossilgass på mellom syv og ni milliarder standardkubikk-meter (Sm^3).²

Om ikke hele det politiske Norge er like ambisiøst på fossilgassens vegne som dette utvalget, er det å ”ta gassen i bruk” blitt et allment refereng i norsk politikk. Ulike stortingsflertall har gitt uttrykk for at mer av gassen burde brukes hjemme. Stortinget vedtok i 1996 at det bør ”satses på lønnsom og miljøvennlig innenlandsk anvendelse av norsk gass, også til industrielt forbruk” (Inst.S.nr. 149 (1995-1996)). Regjeringen Stoltenberg satte i oktober 2001 ned et hurtigarbeidende utvalg som skulle se på innenlandske anvendelsesmuligheter for fossilgass, og presiserte i mandatet at:

”Norge er en stor produsent av naturgass. Hittil har nesten all naturgass blitt eksportert. Norsk gasseksport har bidratt til energiforsyning og verdiskaping i Europa. Regjeringen ønsker at en større andel av våre gassressurser skal tas i bruk i Norge”.

Også den sittende regjering, Samarbeidsregjeringen, har ytret ønske om økt norsk gassbruk. I deres politiske grunnlagsdokument, Sem-erklæringen, heter det:

”Samarbeidsregjeringen vil i større grad ta i bruk naturgass til innenlands verdiskaping. Naturgass kan brukes på en miljøvennlig måte både som energikilde, som råstoff til industrien

¹ Utvalget bestod av Merethe Storødegård, Magne Rommetveit, Anne Blaker, Alf E. Jacobsen, Gunn Karin Gjøl, Gerd-Liv Valla, Lars Anders Myhre, Liv Christiansen, Knut Weum og Erik Bratvold foruten leder Arent M. Henriksen.

² Mengdeangivelser for gass oppgis vanligvis i standardkubikkmeter, Sm^3 . En Sm^3 gass er den mengde gass som utgjør én kubikkmeter ved en temperatur på 15 grader Celsius, og ved én atmosfæres trykk. En Sm^3 fossilgass inneholder omtrent like mye energi som én liter fyringsolje, det vil si 10,56-11 kWh og gir 2,34 kg CO_2 ved forbrenning.

og i transportsektoren. Det er således behov for en satsing på distribusjon og bruk av naturgass innenlands” (Sem-erklæringen: 18).

Samarbeidsregjeringen skal i løpet av høsten 2002 legge fram en stortingsmelding som skal konkretisere dette.

Så langt tar de fleste aktørene i gassdebatten det mer eller mindre for gitt at direktebruk av gass er relativt miljøvennlig. Mens kraftproduksjon fra gassen har vært vår mest omstridte miljøsak de siste årene, har direktebruken fått stempelen som det energioptimale og miljøvennlige alternativet. Henriksen-utvalget ønsket å ta i bruk opptill ni milliarder Sm^3 , uten at det skulle føre til økte klimagassutslipp:

”Satsingen må skje innenfor rammer som bidrar til at Norge kan oppfylle våre miljøforpliktelse. [...] Utvalget legger til grunn at Norge skal oppfylle sine Kyoto-forpliktelse selv om denne avtalen ikke ratifiseres med det første. Dette innebærer at den offensive satsingen for økt bruk av naturgass i Norge skal skje innenfor totalrammer som hindrer økte utslipp av klimagasser” (LO 2001: 8).

Norge har ved Kyoto-protokollen forpliktet seg til at de nasjonale utslippene av de seks klimagassene CO_2 , CH_4 , N_2O , PFK, HFK og SF_6 , omregnet i CO_2 -ekvivalenter i gjennomsnitt for perioden 2008-2012, ikke skal være mer enn én prosent høyere enn i 1990. Det vil si at utslippene ikke kan overstige 52,5 millioner CO_2 -ekvivalenter.

Ifølge en utslippsframskrivning fra Finansdepartementet og Statens Forurensningstilsyn (SFT), hvor ingen nye virkemidler gjennomføres utover det som allerede er vedtatt, vil de norske CO_2 -utslippene i 2010 være på 64,7 millioner tonn. Da er gasskraft ikke inkludert i framskrivningen. Bygges ett eller flere av de planlagte gasskraftverkene, vil reduksjonsmålet overskrides ytterligere. Den politiske utfordringen er å redusere de nasjonale utslippene med minst 12 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter. Noe av den norske forpliktelsen i Kyotoprotokollen kan innfris ved å benytte de såkalte fleksible mekanismene som

kvotehandling og felles gjennomføring, men samtidig krever Kyotoprotokollen at bruk av de fleksible mekanismene kun skal være et supplement til nasjonale tiltak (Kyoto 1997: 16). Reduksjon av regionale og lokale forurensninger er også en prioritert oppgave hvor Norge har internasjonale forpliktelser.

Regjeringen har dessuten utarbeidet en egen handlingsplan for økt bruk av vannbåren varme. Denne handlingsplanen er ment å skulle konkretisere hvordan vi kan nå Stortingets fastlagte målsetning om at bruken av vannbåren varme skal økes til 4 TWh innen 2010. Dette arbeidet følges opp i energi- og miljøkomiteens innstilling om norsk klimapolitikk, hvor flertallet blant annet går inn for at det i "alle statlige nybygg over 1000 m² skal installeres energifleksibelt system (vann- eller luftbåren varme)" (Innst. S. nr. 240 2001-2002: 19). Flertallet i komiteen går også inn for at sammensetningen av energiforbruket må endres slik at man får en konvertering fra "oppvarming med fossile energikilder til oppvarming med nye fornybare energikilder" (Innst. S. nr. 240 2001-2002: 19). Regjeringspartiene går i denne sammenheng inn for å redusere bruken av mineraloljer til oppvarming med 25% i perioden 2008-2012 sammenliknet med perioden 1996-2000 (Innst. S. nr. 240 2001-2002: 19). Komitemedlemmene fra Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet går lenger og krever 30% konvertering innen 2005, 50% konvertering innen 2008 og 80 % konvertering innen 2012.

Denne rapporten foretar en sektorvis gjennomgang av status og muligheter for direktebruk av

gass i Norge, sett fra et miljøståsted. Miljøkonsekvensene av økt bruk av fossilgass i Norge er et komplekst spørsmål, og det er nødvendig å vurdere ulike tiltak i de ulike sektorene for seg.

Rapporten har tre deler. Først presenterer vi bakgrunnsinformasjon om fossilgass, dens utbredelse og bruksområder i dag, samt eksisterende planer. Den andre delen tar for seg effekten av å lansere gass innen de tre sektorene; transport, private husholdninger og industri. Til slutt gjennomgås status og muligheter for de miljøvennlige alternativene til gass; hydrogen og nye fornybare energikilder.

Rapporten begrenser seg til norske forhold. Et naturlig spørsmål vil være om det er bedre å eksportere gassen til kontinentet enn å bruke den selv. Det er ikke gitt at svaret på det spørsmålet er positivt. Men de fleste land som importerer gass fra Norge er forpliktet av Kyoto-protokollen og må selv være ansvarlige for å benytte gassen som en del av en strategi for å møte sine forpliktelser. Det er således rimelig å avgrense den norske debatten til hvor vidt en introduksjon av gass som energikilde hjelper eller hindrer oss i å møte våre egne, nasjonale forpliktelser. Dessuten gir ulike nasjonale forskjeller i energiproduksjonen, i graden av olje- og kullkraftforsyning med mer, åpenbare nasjonale forskjeller i miljøeffekten av direktebruk av gass.

I utredningen velger vi å bruke betegnelsen fossilgass. Gass er en fossil energikilde og navnelappen "naturgass" kan bidra til å gi fossilgassen et ufortjent image som miljøvennlig.

Fakta om fossilgass i Norge

Norge er en fossil stormakt. Ikke bare er vi verdens sjettede største oljeproducent og verdens tredje største nettoeksportør av olje, vi er også blant verdens ti største eksportører av fossil gass. Fra den spede start i 1977, da rørdningen fra Ekofisk til Emden i Tyskland ble åpnet, har den norske gasseksporten økt årlig. I år eksporterte Norge 48,6 milliarder Sm³ oljeekvivalenter, og i kontraktsåret 2005 har vi

forpliktet oss til å levere over 70 milliarder Sm³. To prosent av verdens totale gassforbruk og 10 prosent av Vest-Europas gassforbruk dekkes med norsk gass (Olje- og energidepartementet 2001: 12), og reservene på norsk kontinentalsokkel er fortsatt store. I dag anslås gassreservene å være over 7.000 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (Olje- og energidepartementet 2001: 38). Det vil si at Norge

kan opprettholde et eksportvolum på nivå med kontraktsåret 2005 i over 100 år!

Våtgass og tørrgass

Fossilgass er et fossilt brensel og råstoff som utvinnes fra jordskorpen, ofte sammen med olje. Fossilgassen består av en blanding av flere ulike gasser. De viktigste gassene er metan (80-95%), etan, propan, butan, karbondioksid og nitrogen.

Det meste av fossilgassen som utvinnes på norsk sokkel går under betegnelsen *rikgass*, fordi den inneholder en blanding av *våtgass* og *tørrgass*. Våtgassen og tørrgassen skilles fra hverandre på ilandføringsstedene Kårstø og Kollsnes. Våtgassen består av de tyngste komponentene, tørrgassen av de letteste. Etter prosessering kan tørrgassen, som da hovedsakelig består av metan (CH₄), eksporteres til kontinentet i rør.

Våtgassen består av komponentene etan (C₂H₆), propan (C₃H₈), butan (C₄H₁₀), pentan, tyngre fraksjoner (C₅₊) og kondensat. Propanen og butanen kan gjøres flytende ved å øke trykket og kalles da Liquefied Petroleum Gases, LPG. LPG brukes i Europa til varme (industri og husholdning), til petrokjemimarkedet og til drivstoffmarkedet. Våtgass og tørrgass har derfor ulike bruksområder. Mens tørrgassen nesten bare brukes til forbrenning, har våtgassen langt flere bruksmuligheter, blant annet som råstoff i industrien. Våtgassen kondenserer allerede ved vanlige temperaturer dersom trykket kommer over to bar (to atmosfæres trykk). Den kan derfor ikke transporteres i transportrørledninger for tørrgass, hvor trykket er langt høyere. Det er imidlertid mulig å bygge egne rørledninger for våtgass. Det meste av tørrgassen eksporteres til kontinentet i rørledninger, men før transporten kan den også omformes til flytende nedkjølt gass, LNG, eller til komprimert gass, CNG.

Ulike anvendelser

Fossilgassen er en energibærer som direkte eller indirekte kan benyttes til alle energiformål. Den kan brennes, for slik å produsere damp, varmt vann eller varme direkte. Den kan drive forbrenningsmotorer, turbiner og brenselceller. Den kan utgjøre råstoffet i en rekke industrielle prosesser og den kan konverteres til alle andre høyverdige energibærere.

I dag kan direktebruken av gass grovt deles i tre sektorer: *husholdninger og større bygg, transport og industri*. I mange europeiske land er det lange tradisjoner for å bruke gass til oppvarming av bolig og vann.

Bruk og planer i Norge

Det er vanlig å skille mellom brutto og netto gassproduksjon. En stor andel av gassen i Norge brukes nemlig på sokkelen, blant annet som trykkstøtte for å utvinne mer olje. Gassinjeksjon innebærer at gass føres ned i et oljereservoar for å opprettholde trykket i reservoaret. Om lag 80% av denne injiserte gassen vil kunne gjenvinnes senere (Gassteknologiutvalget 2002: 38, heretter kalt GTU). Av en bruttoproduksjon på 90 mrd. Sm³ i 2000, ble nesten 45% benyttet på norsk sokkel (GTU 2002: 38).

Noe av denne gassen ble brukt til å dekke energiforbruket på de faste installasjonene. Om lag 3 mrd. Sm³ gass brukes i gassturbiner som driver generatorer og kompressorer på de faste installasjonene. Generatorene produserer den elektrisiteten som er nødvendig ombord på plattformen, og kompressorene brukes til å komprimere gass for injeksjon og eksport/transport. I 2001 var det et samlet kraftforbruk til havs på 14 TWh, og den gjennomsnittlige virkningsgraden på gassturbinene var omtrent 30% (GTU: 39). De totale utslippene fra norsk off-shore petroleumsvirksomhet var i 1999 10,44 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (SFT 2001).

Nettogassproduksjonen, det vil si all gassproduksjon minus den som brukes som trykkstøtte og kraftproduksjon på installasjonene, var i underkant av 50 mrd. Sm³ i 2000. Det aller meste av dette ble eksportert til kontinentet, mens en relativt liten del, nærmere bestemt 0,8 mrd. Sm³ tørrgass, ble brukt i fastlands-Norge. Dessuten brukte norsk industri 1,5 mrd. Sm³ våtgass. Denne direktebruken av gass er foreløpig konsentrert om fire regioner: i) Tjeldbergodden og området rundt Trondheimsfjorden, ii) Kollsnes og Bergensregionen, iii) Kårstø-Haugalandet og Stavanger og Jærenområdet og sist iv) Grenlandsområdet med Ytre Oslofjord. Når det planlagte Snøhvit-prosjektet realiseres med ilandføring og LNG-fabrikk på Melkøya, vil også Hammerfest med omland bli en aktuell region.

Tjeldbergodden

Bruk i dag

I dag ilandføres fossilgass fra Haltenbanken til Tjeldbergodden til et anlegg som inkluderer gassmottaksanlegg, metanolfabrikk, luftgassfabrikk og LNG-fabrikk. Metanolfabrikken representerer den første bruken av fossilgass i industriell produksjon i Norge, og er inntil videre den største forbrukeren av gass på Tjeldbergodden. Fra LNG-fabrikken fraktes LNG med tankbil til Trondheim, og forsyner først og fremst Trondheim Energiverks fjernvarmeanlegg og Ranheim papirfabrikk. Dessuten leveres det LNG til Norges første gassdrevne ferge, M/F Glutra, med plass til 100 biler og 300 passasjerer. Det er også etablert en bioproteinfabrikk som produserer tilsetning til fiske- og dyrefôr, og et oppdrettsanlegg for piggvar og kveite.

Planer

I tilknytning til Norske Skogs fabrikk i Skogn, har Industrikraft Midt-Norge fått konsesjon og utslippstillatelse til bygging av et gasskraftverk. Prosjektet er skrinlagt inntil videre av økonomiske årsaker. Dersom dette kraftverket likevel realiseres, vil det bli bygget gassrør fra Tjeldbergodden inn Trondheimsfjorden til Skogn. Det er også planer for grenrør til tettsteder langs Trondheimsfjorden. Egne selskap som MidGas og Naturgass Trøndelag er opprettet for å markedsføre økt direktebruk av fossilgass i denne regionen.

Kollsnes og Bergensregionen

Bruk i dag

Gassanlegget på Kollsnes tar i mot gass fra Troll-feltet og eksporterer gass til kontinentet via fire forskjellige rørledninger. Dette anlegget har gjort fossilgass tilgjengelig for bruksformål i nærområdet. Naturgass Vest leverer CNG til Bergensregionen. Gassen brukes til oppvarming av Haukeland sykehus og enkeltboliger. Det er også satt i gang et prosjekt med gassdrevne busser i Bergen. Dessuten er det startet opp gassrelaterte prosjekt i Kollsnes næringspark, som for eksempel bygging av et anlegg for yngel av torsk.

Planer

Naturgass Vest planla lenge å bygge et rør for gassdistribusjon til Laksevåg i Bergen, med

grenrør til Askøy/Sotra. Dette prosjektet er nå skrinlagt. I stedet for satser selskapet på å bygge et LNG-anlegg for distribusjon av gass til ferger, supplybåter og industristeder på Vestlandet. LNG skal fraktes fra Kollsnes med skip.

Kårstø-Haugalandet, Stavanger og Jærenområdet

Bruk i dag

Kårstø var det første stedet fossilgass ble ilandført i Norge. Gass fra Statfjord/Tampenoområdet og Åsgård-ledningen ilandføres og prosesseres her siden 1985. I prosesseringen skiller våtgassen ut og sendes med skip til Grenlandsområdet og kundene i eksportmarkedet, mens tørrgassen eksporteres videre i rør. Etanor DA produserer Etan på Kårstø, som selges til Borealis og Norsk Hydro, og brukes i petrokjemianleggene på Rafnes, i Stenungsund og i ammoniakkproduksjonen på Herøya. Gasnor har dessuten bygget et lokalt rørledningsnett fra Kårstø for distribusjon av fossilgass fra Statpipe-ledningen til Karmøy og Haugesund. Dette er foreløpig den eneste distribusjonen av fossilgass i rør i Norge og Gasnor leverte nærmere 40 millioner Sm³ i 2001. De største kundene er større yrkesbygg, hoteller og industribedrifter, deriblant Norsk Hydro. Gasnor har også to fyllestasjoner for kjøretøy (CNG) og leverer fossilgass til 70 biler og busser.

Planer

Haugaland Næringspark AS ønsker å etablere et pilotområde for industriell anvendelse av fossilgass i Norge på Haugalandet i nærheten av Kårstø. Lyse Gass ønsker å legge gassrørledning over Boknafjorden til Nord-Jæren med distribusjonsnett til Forus - industriområdet mellom Sandnes og Stavanger. Den første gassen kan bli levert til kundene i 2003 eller 2004. Lyse vurderer også et gasskraftprosjekt, eventuelt med CO₂-deponering.

Grenland/Ytre Oslofjord

Bruk i dag

Grenlandsområdet mottar våtgass med skip fra Kårstø. Her brukes gassen i petrokjemisk industri, som råstoff til produksjon av plastråstoffer. Våtgass benyttes også i fremstillingen av ammoniakk til gjødselproduksjon.

Planer

Industriinteresser i Grenlandsområdet, med Norsk Hydro i spissen, har store ambisjoner om økt bruk av fossilgass. Petrokjemiaktiviteten er avhengig av ny tilførsel av konkurransedyktig råstoff i form av etan. I forbindelse med planene om fremtidig kapasitetsøkning ved gassbehandlingsanleggene på Kårstø, kan det bli aktuelt å føre etan i en separat våtgass-rørledning til Rafnes i Grenland. I dag foregår denne transporten kun med skip. Det avgjørende for industrivirksomheten er ikke hvordan denne våtgassen transporteres, men at den sikres økt tilførsel av etan. En rørledning fra Kårstø til Grenland vil aleine koste 2,5 mrd. kroner og kreve betydelige summer i statsstøtte.

Det foreligger også planer om et tørrgassrør til Grenland. Disse planene ses i sammenheng med mulighetene for gassalg til Polen, med et eventuelt gassrør over Skagerrak. I så fall kan det bli aktuelt med tilkøpling av et grenrør med leveranser til Grenlandsregionen. Det er også mulig å tilknytte et grenrør til Grenland fra den eksisterende Europipe-ledningen til Tyskland. Naturgass Grenland AS er allerede etablert for å markedsføre direktebruk av gass overfor industri og stasjonære brukere i Grenlandsregionen. Det har også vært foreslått å bygge et gasskraftverk i Grenland for dermed å etablere en storforbruker av fossil tørrgass i regionen.

Det teoretiske reduksjonspotensialet

Verken SFTs tiltaksanalyse eller noen av de andre utslippsframskrivningene diskuterer CO₂-effekten av en omfattende økning i direktebruken av fossilgass. I SFTs tiltaksanalyse innebærer noen enkelttiltak en overgang til fossilgass, men noen samlet utredning av CO₂-effekten av en omfattende introduksjon av fossilgass i Norge finnes foreløpig ikke.

Ifølge Enova viser erfaring fra Europa at 20-30% av det totale energiforbruket kan konverteres til fossilgass over tid. Dersom dette overføres til norske forhold – og vi holder den kraftkrevende industrien utenfor – vil det realistiske anslaget for direktebruk av gass være på mellom 3,5 og 5 milliarder Sm³ per år (Enova 2002: 5). Direkte forbrenning av 3,5 milliarder Sm³ ville gitt i overkant av åtte millioner tonn CO₂.

En substitusjon av destillatolje med fossilgass reduserer CO₂-utslippene med en faktor på 1,3 (Enova 2002: 4). Vi kan tenke oss at hver eneste kubikkmeter gass som tas i bruk i Norge går til erstatning av destillatolje og at vi tar i bruk den mengden gass som Enova anslår som realistisk. Vi forutsetter videre at den rent forbrenningstekniske reduksjonsfaktoren på 1,3 holder stikk ved den praktiske substitusjonen i forbindelse med de forskjellige anvendelsene. Da vil de norske CO₂-utslippene

kunne reduseres med vel 2,5 millioner tonn CO₂. Dette er et rent teoretisk estimat, og som vi viser senere er forutsetningene urealistiske.

Fossilgassen er imidlertid en sterk drivhusgass før den brukes og forbrennes (21 ganger sterkere enn CO₂) og selv relativt små lekkasjer vil derfor kunne spise opp utslippsreduksjonen. Dersom det bygges infrastruktur for ni milliarder standardkubikkmeter, slik de mest optimistiske gassentusiastene håper, og 0,33% av dette lekker ut – i forbindelse med lekkasjer i hoved- og grenrør, lokal tapping og distribusjon, lekkasje i ventiler, avlossing og pålossing av flytende gass med mer – vil det aleine gi et metanutslipp på over 400 000 CO₂-ekvivalenter³. Jo mer forgrenet rørene er jo flere mottakere og bruksformer gassen får, jo større vil antakelig disse lekkasjene bli.

³ 0,33 % er et konservativt anslag basert på erfaringer fra gasssystemet i Canada (Dave Picard, pers. komm oktober 2002).

Gass i transportsektoren

I 1999 stod veitrafikken for 17% av de nasjonale CO₂-utslippene. Av disse utgjorde personbiler og andre lette kjøretøy 70% (SFT 2001).

Når vi snakker om å innføre fossilgass i transportsektoren, er alternativene Di-Metyl-Eter (DME), LPG, CNG eller LNG mest aktuelle. Felles for disse er at de er ensartede kjemiske sammensetninger, og utslippene av partikler og SO² blir derfor uvesentlige, hvilket gjør dem velegnede som drivstoff (Teknologisk Institutt 1998: 6). Energitettheten er imidlertid mindre, og en vil derfor trenge større og tyngre lagringstanker for drivstoffet for å kunne opprettholde samme kjørelengde som i bensin- og dieseldrevne biler. DME kan ved moderat kompresjon lagres som væske og bli benyttet som alternativ til diesel i dieselmotorer. LPG er også flytende og består av en blanding av propan og butan. CNG og LNG er henholdsvis komprimert og nedkjølt metangass. CNG er mest aktuell av de to til veitransport (Teknologisk Institutt 1998: 6-7). Gassbuss-satsingen i Bergen er basert på CNG som drivstoff.

Buss og båt mest aktuelt

Innføring av fossilgass til veitransport er først og fremst aktuelt i bussektoren. Dette har flere årsaker: Fossilgass som drivstoff krever større lagringskapasitet enn diesel, og dette kravet er lettere å imøtekomme for busser enn personbiler. Dessuten fyller busser normalt drivstoff fra et begrenset antall stasjoner, og utbygging av nødvendig infrastruktur blir dermed enkelt.

En utredning fra 1995 i regi av Samferdselsdepartementet deler denne oppfatning: ”Deler av kollektivtrafikken og laste- og varebiltransporten i de større byene er ut fra dette antakelig mest egnet til å ta i bruk gass som drivstoff. En generell overgang til naturgass for personbiler er etter utvalgets oppfatning neppe realistisk å tenke seg av distribusjonsmessige-, praktiske- og økonomiske årsaker” (Samferdselsdepartem-

entet 1995: 46). Også LO/Ap-utvalget som har svært ambisiøse planer for fossilgassen holder privatbilene utenfor. ”Utvalget vil særlig peke på nødvendigheten av en målrettet politikk med sikte på økt bruk av naturgass innenfor samferdsel, med spesiell vekt på ferger, supplybåter og busser” (LO 2001: 9).

Foruten i busstransport er fossilgass som drivstoff mest aktuelt i ferjesektoren. Verdens første gassferje, M/F Glutra, er i rutesamband i Norge. Vi vil derfor konsentrere diskusjonen her om buss og ferje.

Fossilgass i busser

Det har vært gjort flere utredninger om bruk av gass i busser. Transportøkonomisk Institutt oppsummerte i 1997 (TØI 1997) ulike tekniske løsningsforsøk for buss, deriblant forsøk med alternative drivstoff. Ett av prosjektene omhandlet utprøving av en gassdrevet Scania C 113-buss i Trondheim på begynnelsen av 90-tallet. Bussen brukte CNG som drivstoff som var lagret i stålflasker med en kapasitet på 145 Nm³. NO_x-utslippene var for denne bussen 67% lavere enn for dieselbussene, mens ”HC-utslippene fra gassbuss uten katalysator var høyere enn fra dieselbuss. Ved bruk av oksiderende katalysator ble utslippene redusert noe, men var fortsatt betydelig høyere ved gassdrift enn ved dieseldrift” (TØI 1997: 50). Også CO-utslippene fra gassbuss uten katalysator var høyere enn fra dieselbuss.

En utredning på oppdrag fra Samferdselsdepartementet konkluderte allerede i 1995 med at det neppe ville være noen klimagevinst i satsing på fossilgass som drivstoff i transportsektoren. ”Ser vi på miljøkonsekvensene av å ta i bruk fossilgass som drivstoff, finner vi at det stort sett er de lokale miljøproblemene som kan reduseres. For eksempel blir ikke utslippet av drivhusgassen CO₂ vesentlig lavere ved bruk av fossilgass enn ved bruk av diesel, mens utslippene av nitrogenoksider, sot og andre partikler reduseres,” konkluderer utvalget (Samferdselsdepartementet 1995: 4).

En undersøkelse i regi av Teknologisk Institutt (Teknologisk Institutt 1998) konkluderer med at forbrenningsutslippene av CO₂ kan være noe bedre for enkelte gassbusser sammenliknet med diesel. Ifølge TI vil dieselbussene slippe ut 0,87 kg CO₂ per kjørte kilometer, mens en DME-drevet buss vil slippe ut 0,72, en LPG-drevet 0,91 og en CNG-drevet 0,81. Men da er ikke problematikken med utslipp av uforbrent metan innreflektert.

Konsulentselskapet Civitas A/S har foretatt en komparativ studie (Civitas 2000) av alternative drivstoff for bussdrift, på oppdrag fra Hordaland Fylkeskommune. Undersøkelsen viser at den beste dieselteknologien faktisk gir lavere utslipp av klimagasser enn fossilgasteknologien (se boks 1) (Civitas 2000: 23).

At fossilgassbussene slipper ut mer klimagasser enn dieselbussene skyldes to forhold: For det første at fossilgassmotorene har dårligere virkningsgrad enn dieselmotorene. Civitas opererer med at fossilgassbussene har et energiforbruk som er 21% høyere enn dieseldrevne busser (Civitas 2000: 16). Internasjonale kilder, som Civitas henviser til (Beutler og Neumann 1998), opererer med et merforbruk

på 20-40%. For det andre fordi over 90% av fossilgassen består av metan, som er en 21 ganger så sterk drivhusgass som CO₂. Noe av denne metanen vil slippe uforbrent gjennom forbrenningsprosessen, og dermed vippe de totale klimagassutslippene i dieselteknologiens favør. Eventuell metanlekkasje i forbindelse med distribusjon og etterfylling av gassen vil ytterligere kunne svekke klimaregnskapet for fossilgassbussene.

Det må imidlertid presiseres at fossilgassbussene skårer bedre dagens dieselbusser på lokal forurensning, som NO_x og PM₁₀. I de store byene våre er dette ikke uvesentlige faktorer. Dieselteknologien er imidlertid i en rivende utvikling også på dette området, og ved innføringen av nye utslippskrav fra 1. oktober 2008, vil NO_x-utslippene fra nye dieselbusser være nede i 2,40 gram per kilometer, lavere enn samme generasjon fossilgassbusser.

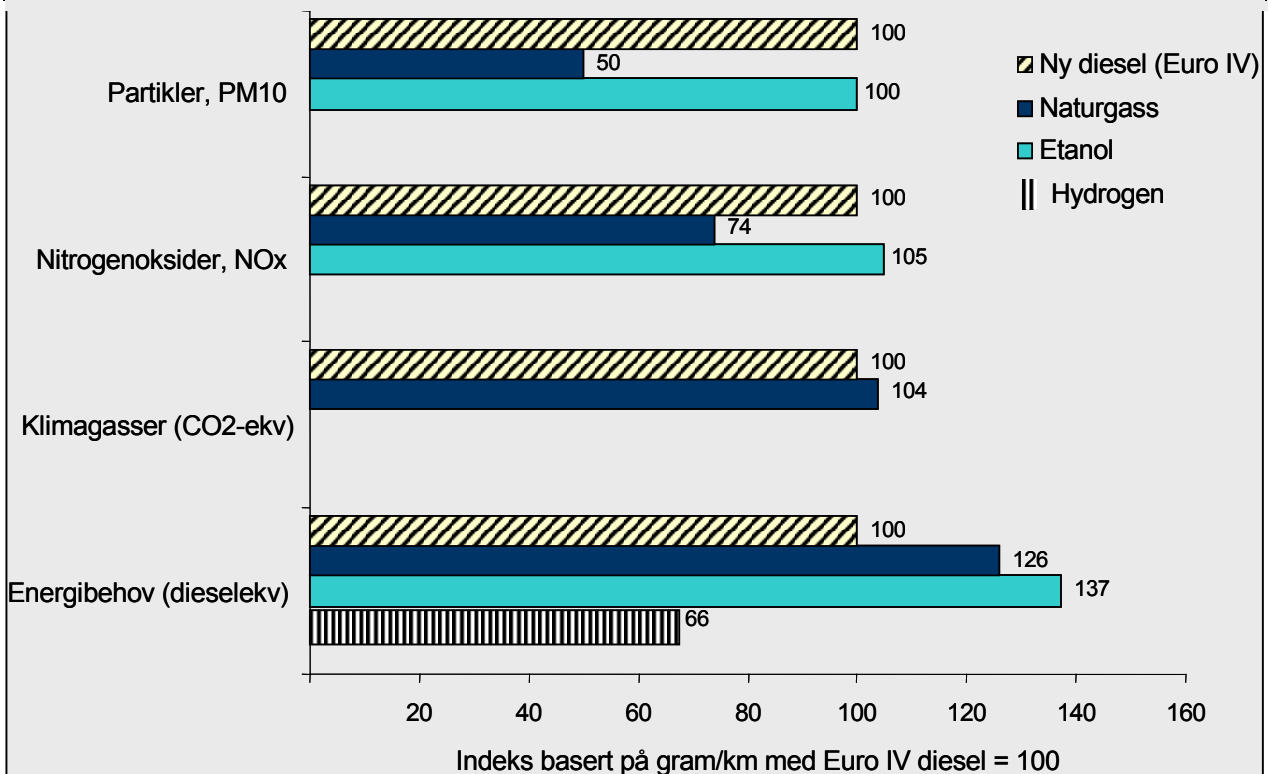
Merkostnadene ved å satse på fossilgassbusser gjør imidlertid at en trolig ville fått en større total reduksjon i bidragene til lokal forurensning om en brukte midlene på dieselbusser som del av en større satsing for å vinne reiseandeler fra privatbilisme til kollektivtrafikk.

Boks 1: Sammenlikning av utslipp for ulike teknologier

Motorteknologien i EU og Norge er underlagt såkalte Euro-krav, der det innen ulike tidsperioder ikke er tillatt å forhandle kjøretøy med høyere avgassutslipp enn det som angis i Euro-kravet. For tiden er vi i perioden Euro III, som vil vare til 30. september 2005. Deretter vil Euro IV vare i tre år, før Euro V overtar fra 1. oktober 2008. Innenfor disse periodene er det ikke tillatt å *selge* kjøretøy med høyere avgassutslipp enn det kravene tilsier. Det er imidlertid fortsatt mulig å kjøre kjøretøy som ble innkjøpt i tidligere Euro-perioder.

Bussene kan dessuten ettermontere ytterligere rensutstyr. Civitas vurderer to ulike teknologier; såkalt CRT-filter og DNO_x-katalysator. CRT-filteet består av en oksiderende katalysator og et partikkelfilter. Katalysatoren oksiderer CO og HC til CO₂ og H₂O, og omvandler noe NO_x til N₂O som igjen blir brukt til å oksidere noe av karbonpartiklene til CO₂. Partikkelutslippene reduseres dermed med 90% og CO og HC-utslippene med 80-90% (Civitas 2000: 14).

DNO_x-katalysatoren kan redusere NO_x-utslippene basert på en elektronisk styrt resirkulasjon av eksosen. NO_x-utslippet kan da reduseres med 50% i forhold til Euro I og II-motorer, og med vel 35% fra Euro III. Ettermontering koster omkring 100.000. De to systemene kan installeres sammen, og vil da føre til omkring 2% økning i dieselforbruket, og dermed en liten økning i CO₂-utslippene. Figuren under viser energiforbruk og utslipp fra Euro IV sammenliknet med gass, etanol og hydrogen.



Utslipp per vognkilometer for ulike teknologier. Kilde: Studie for miljøvennlig teknologi for kollektivtrafikk i Bergensområdet, Civitas 2000.

Fossilgassbussene i Bergen bruker komprimert fossilgass CNG og etableringen av produksjons- og distribusjonssystemet for CNG krevde aleine en ekstrabevilgning fra Olje- og energidepartementet på 10 millioner kroner (Hordaland Fylkeskommune 2002: 9). Disse midlene, sammen med summen av alle ekstrakostnader fossilgassbussene fører til sammenliknet med diesel, kunne lagt grunnlaget for en betydelig kollektivsatsing med kraftig redusert privatbilbruk og dermed reduserte totalutslipp som resultat.

I forhold til svevestøv, PM10, vil imidlertid fossilgassbussene gjøre det bedre, også i forhold til de strengere kravene til dieselteknologien som vil gjelde fra 2008. Utslippene fra fossilgassbussene vil være på 0,02 gram PM10 per kjørte kilometer mot 0,03 fra dieselbussene etter år 2010 (se boks 1).

Sammenlikning av kostnader

Civitas har også inkludert noen beregninger med hensyn til kostnadene ved de forskjellige alternativene - både de reinte bedriftsøkonomiske kostnadene, men også gjennom et kvantifisert anslag av miljøeffekten. I denne sammenheng er de totale kostnadene summen av investeringskostnader, vedlikeholdsutgifter, drivstoffkostnader og miljøbelastning.

Civitas opererer med miljøskadepkostnader basert på Transportøkonomisk Institutt's skadepkostanslag for den lokale forurensningen og SFTs tiltaksanalyse for klimagasser, forutsatt at 50% av Kyoto-forpliktelsen skal tas innenlands.

Når Civitas summerer de bedriftsøkonomiske og de samfunnsøkonomiske kostnadene, blir fossilgassbussene klart dyrere enn alle alternativene de sammenliknes med, med unntak av hydrogendrevne busser. Ti år fram i tid forventer Civitas at også disse vil være et klart billigere alternativ.

Civitas konkluderer dermed med at fossilgass ikke er tilrådelig som drivstoffalternativ i transportsektoren i Bergen. *”Satsing på renere dieselteknologi synes generelt sett mest kostnadseffektivt inntil ny hydrogenteknologi er ferdig utviklet. [...] Ut fra miljøhensyn er på sikt hydrogen det mest interessante, storskala*

alternativet til diesel.” (Civitas 2000b: 2). Civitas antyder også at det er andre interesser enn miljøinteressene som står bak presset om økt bruk av fossilgass til transport: *”Dette gjør at satsing på naturgassdrift sannsynligvis er mer interessant som en næringspolitisk satsing enn som en miljøsatsing”.*

Fossilgass i buss er altså i hvert fall ikke et bedre alternativ enn diesel, sett fra et miljøsynspunkt. Sammenliknet med det optimale alternativet – hydrogenbussene – vil en satsing på fossilgassbussene nå være kortsiktig.

Gass i skipstransporten

Mellom Søsnes og Åfarnes i Møre og Romsdal trafikkerer verdens første gassdrevne ferje, M/F Glutra. Denne er drevet av flytende nedkjølt tørrgass – LNG – som produseres ved gassmottaksanlegget på Tjeldbergodden. For ferjene, i motsetning til det som var tilfelle for bussene, reduseres CO₂-utslippene ved en overgang til fossilgass som drivstoff. En gassferje vil under optimale forhold redusere utslippene av CO₂ med 15-25%, skjønt det fortsatt er betydelig usikkerhet med hensyn til hvordan problematikken med utslipp av uforbrent metangass vil slå ut. NO_x-utslippene vil reduseres med 90%. Dessuten har ferjesektoren den fordel at en del av de rutegående skipene ikke forutsetter avanserte distribusjonsnett; det er tilstrekkelig om gassen er tilgjengelig til konkurransedyktig pris på enkelte steder langs kysten.

Riksveiferjene bidrar imidlertid med kun 0,8% av CO₂-utslippene og 2,3% av de nasjonale utslippene av NO_x. De samlede utslippene fra all skipstrafikk er selvfølgelig betydelig høyere. Dessuten er gassferjene fortsatt relativt dyre, slik at det kan vise seg å være langt mer kostnadseffektivt å installere katalysatorer på de rutegående riksveiferjene enn å sette nye gassferjer i drift. Et regnestykke Natur og Miljø Bulletin har fått utført av Vegdirektoratet, viser at man for om lag 50 millioner kroner kan redusere NO_x-utslippene fra alle ferjene i Sogn og Fjordane med 85% (Natur og Miljø Bulletin 8/2002: 6). Etterinstallering av katalysatorer er særlig aktuelt på ferjer fordi de har en levetid på 30-35 år. I denne sammenheng er det relevant at de ferjesamband som ifølge Samferdselsdeparte-

Boks 2: Alternative drivstoff

Bensin og diesel er de to suverent dominerende drivstoffene i transportsektoren i dag, og det naturlige sammenlikningsgrunnlaget ved en diskusjon av alternative drivstoff. De to drivstoffene har hver sin motorteknologi, henholdsvis Otto- og Dieselmotor. Foruten de to konvensjonelle alternativene bensin og diesel, hvor det for tiden foregår en rivende forskningsutvikling for å redusere avgassutslippene, er de mest aktuelle drivstoffalternativene: alkoholer, biodiesel, biogass, elektrisitet og hydrogen foruten fossilgassen.

Alkoholer, metanol og etanol

Alkoholene metanol og etanol kan brukes i Otto-motoren, og det tekniske utviklingspotensialet for alkoholmotoren blir da det samme som for bensinmotoren (Teknologisk Institutt 1998: 5). Alkoholene kan framstilles fra biomasse og da være utslippsfrie med hensyn til klimagasser. Eller de kan framstilles fra fossilgass og slippe ut klimagasser. I Sverige kjører en rekke busser rundt med norskprodusert CO₂-fri etanol.

Biodiesel

Biodiesel produseres fra planteoljer, fettavfall og organisk avfall, gjennom en kjemisk prosess som kalles forestring. Forbrenningsmessig likner biodieselen på diesel fra mineralolje. Biodieselen kan brukes i dieselmotorer, enten som eneste energibærer eller i ulike innblandingsforhold med regulær diesel. Biodiesel har noe dårligere egenskaper enn regulær diesel ved temperaturer under 20 minusgrader. Innblanding av autodiesel de kaldeste vinterdagene kan være en løsning (Hohle 2001: 208). Biodiesel har ingen nettoutslipp av klimagasser.

Biogass

Biogass har samme bruksområde som regulær fossilgass, men som regel et noe lavere energiinnhold som følge av at metanprosenten er noe lavere. Biogassen har som biodieselen ingen nettoutslipp av klimagasser. Biogass kan fremstilles fra husdyrgjødsel, fra pyrolyse og gassifisering av trebrensel og ved oppsamling over søppelfyllinger. I Linköping i Sverige kjører busser i permanent drift på rein biogass, lagret i tanker under gulvet.

Elektrisitet

Elmotoren får strøm fra en batteripakke og dersom elektrisiteten er produsert ved fornybar energi, er dette et utslippsfritt alternativ. Batteriteknologien er i utvikling, men det gjennomgående problemet er at batteriene foreløpig har relativt stor vekt i forhold til lagret energimengde. El-biler vil være spesielt aktuelle på tettsteder hvor gjennomsnittsreisene er relativt korte og det er lett å tilrettelegge for en infrastruktur med tilgjengelige lademuligheter. Ifølge den siste reisevaneundersøkelsen fra Transportøkonomisk Institutt er den gjennomsnittlige reise i Norge 11,9 kilometer. Hele 55% av alle reiser er under fem kilometer (Stangeby m.fl. 1999).

Brenselcelle m/hydrogen eller metanolreformer

En brenselcelle er en enhet som omdanner kjemisk energi til elektrisitet direkte. Så lenge brenselcellen tilføres kjemisk energi, vil den kontinuerlig produsere elektrisitet (og varme). Dersom hydrogenet er skaffet tilveie basert på fornybar energi, eller fra fossilgass med forsvarlig deponering av CO₂en, blir dette en utslippsfri teknologi. Det eneste avfallsproduktet som oppstår når hydrogen brenner er vann. Hydrogengassen inneholder imidlertid lite energi per volumenhet, og ombordlagring av hydrogenet blir dermed en teknologisk utfordring. Det arbeides både med ulike tanker for lagring av komprimert hydrogen og lagring i molekylstrukturen til faste stoff, blant annet såkalte metallhydrider. Brenselcellene kan også drives med metanol, og en installert metanolreformer om bord, som kontinuerlig omdanner metanolen til hydrogen. Da er det ikke lenger en utslippsfri teknologi, men vil medføre betydelige CO₂-utslipp. Hydrogen kan også brukes direkte til å drive en Otto-motor.

mentet peker seg ut som mest egnet for overgang til fossilgassdrift, nemlig stamvegsambandet på strekningen Stavanger-Trondheim samt hovedsambandene over Trondheimsfjorden, i dag betjenes av såpass nye ferjer at de ennå har mange år igjen før de eventuelt er modne for å skiftes ut med gassferjer. Innen den tid kan avgjørende gjennombrudd i forhold

til hydrogendrevne ferjer ha kommet. Norges Rederiforbund har sammen med norske og europeiske samarbeidspartnere etablert et større forskningsprosjekt for maritime brenselceller under navnet FCSHIP (Teknisk Ukeblad på nett: www.tu.no). Målet er at skip skal kunne drives med hydrogen uten andre utslipp enn vann og oksygen. Den teknologiske

utfordringen består i å utvikle brenselceller som kan dekke effektbehovet til skip, som er

vesentlig større sammenliknet med biler.

Gass i husholdninger

Det norske energi- og elektrisitetsforbruket vokser for hvert år. Dette henger sammen med den sterke økonomiske veksten landet vårt har opplevd de siste tiårene. I 1998 var gjennomsnittsförbruket av elektrisitet per nordmann 27.277 kilowattimer. Det er ti ganger mer enn verdensgjennomsnittet og fem ganger mer enn Europagjennomsnittet. Forbruksveksten er spesielt stor innen de private husholdninger. Antallet private husholdninger er dessuten også i vekst. Dette skyldes både den generelle befolkningsveksten og at antallet mennesker pr. husstand reduseres.

Det totale energiforbruket i Norge økte med 2% i 2001 i forhold til 2000. Dette skjedde til tross for at energiforbruket i industrien ble redusert. Energiforbruket i husholdninger og tjenesteytende næringer økte med 6% i forhold til året før (Statistisk sentralbyrå 2002).

En strategi for bærekraftig oppvarming av privatboliger bør gå langs tre linjer. For det første må det totale energiforbruket til oppvarming reduseres. For det andre må andelen elektrisitet brukt til oppvarming reduseres. Til oppvarming trengs ikke høyverdig elektrisk energi, det må isteden satses på vannbåren varme. Og for det tredje må denne vannbåren varmen være basert på et samspill av flere *fornybare* – og ikke fossile - energikilder. Det er en fordel å ha tilgang til flere ulike energikilder i forbindelse med disse anleggene, for å øke *energifleksibiliteten* (se boks 2).

Et fjernvarmeanlegg er et anlegg som produserer og distribuerer varme i form av varmt vann eller luft. Varmen kan være overskuddsvarme fra en industriell prosess, forbrenning av avfall eller liknende. Eller den kan produseres ved å brenne ulike energikilder. Ofte bruker fjernvarmeanleggene en rekke forskjellige energikilder, og har dermed muligheten for å variere kildene etter sesong- og prisvariasjoner. Et fjernvarmeanlegg består vanligvis av en varmesentral hvor vannet varmes opp, et

distribusjonsnett med isolerte, nedgravde rør og ulike kundesentraler. Kunden er tilknyttet nettet ved hjelp av disse kundesentralene, og disse erstatter den gamle sentralfyren. Vannet returnerer tilbake til fjernvarmeanlegget etter å ha vært hos kunden, for å bli varmet opp på ny. Transport av varme via et fjernvarmenett gir vanligvis et gjennomsnittlig varmetap på cirka 10% av den totale transporterte energimengde i løpet av året (NOU 1998/11: 55). Tapet i elektrisitetsnettet i Norge i dag er til sammenlikning på cirka 7%.

I Norge stammer en forsvinnende liten del av energileveransen til oppvarmingsformål fra fjernvarme, nærmere bestemt kun 2,4%. I Sverige er andelen 36%, i Danmark 51% og på Island, som har særskilte naturforutsetninger for bruk av geotermisk basert fjernvarme, hele 86% (NoBio 2002/2: 3). Det er politisk enighet om at andelen fjernvarme i Norge skal økes betraktelig. Spørsmålet er om energikildene til fjernvarmen skal være fossile eller fornybare.

Det finnes allerede en egen varmeanleggsordning som drives av Enova, hvor man kan søke om støtte til investeringer av varmeanlegg basert på fornybare energikilder. I årets søknadsrunde kom det inn 62 søknader med en samlet energiøkonomisering på 580 GWh per år (www.enoknorge.no). Tall fra Statistisk sentralbyrå og enkeltvise undersøkelser viser en økning i bruken av vannbåren varme i nær alle typer bygg. Eksempelvis har andelen vannbåren gulvvarme i nye eneboliger økt fra 11,5% i 1997 til 29,6% i 2001 (Olje- og energidepartementet 2002: 10).

Regjeringen Bondevik II har utarbeidet en egen handlingsplan for økt bruk av vannbåren varme. Energi- og miljøkomiteen går blant annet inn for at det i ”*alle statlige nybygg over 1000 m² skal installeres energifleksibelt system (vann- eller luftbåren varme)*” (Innst. S. nr. 240 2001-2002: 19). Flertallet i komiteen går inn for at sammensetningen av energiforbruket

må endres slik at man får en konvertering fra ”oppvarming med fossile energikilder til oppvarming med nye fornybare energikilder” (Innst. S. nr. 240 2001-2002: 19).

Oppvarming av bolighus utgjør bare 2-3 prosent av de totale norske utslippene av klimagasser (SFT 2002). Dette skyldes at det meste av oppvarmingen foregår ved panelovner som er drevet på vannkraftbasert elektrisitet. Like fullt kan en reduksjon i bruken av el til oppvarming bidra til betydelige klimagassreduksjoner ved at frigjort elektrisk kraft kan erstatte forurensende kraftproduksjon andre steder.

Det stilles ulike krav til energikvalitet for ulike formål. Tekniske formål krever energi i form av elektrisitet, mens en for termiske formål (oppvarming, tappevann) kun har behov for varme med en viss temperatur. Likevel dekker vi i Norge nærmere 70% av oppvarmings-tjenestene med elektrisitet (NOU 1998/11: 37). Det er derfor et poeng i seg selv å legge til rette for et vannbårent energisystem, basert på direktebruk av varmen fra spillvarme, fornybar energi og varmepumper. Installering av panelovner bør forbys, slik man delvis allerede har gjort i Sverige og Danmark (Bellona 1999: 39).

Fossilgassnett versus fjernvarmenett

Dersom fossilgass lanseres i stor skala som direkte oppvarmingskilde i norske husholdninger, vil en slik satsing komme i et åpenbart konkurranseforhold til de refererte ambisjonene om å vri energikildene for den vannbårene varmen fra de fossile til de fornybare. Et svært illustrerende eksempel på dette finner vi i forbindelse med Lyse Gass sin pågående utbygging av et gassrørnett i Stavanger-området. Gassrørene legges der i samme grøft som el-kabler, bredbånd - og et fjernvarmerør, i en utbygging Lyse Gass derfor lanserer som en ”infra-smart” løsning (Gassmagasinet 1/2002: 18). Tydeligere kan ikke det direkte konkurranseforholdet mellom elektrisitet, fjernvarme og fossilgass illustreres.

I et posisjonspapir om det europeiske varme-markedet har den internasjonale bioenergi-

organisasjonen Aebiom definert de to viktigste barrierene mot en ambisiøs utbygging av fjernvarme. Et velutbygd elektrisitetsnettverk og en stor andel elektrisitet brukt til oppvarming – slik tilfellet er i Norge – er den nest vanskeligste barrieren å overkomme for fjernvarme. En utbygd infrastruktur for direktebruk av gass er den aller vanskeligste: ”Most difficult is the replacement of gas heating systems by modern wood systems, which is impossible without high subsidies. In countries with a high share of natural gas in heating of houses, the chances for biomass are very limited” (Aebiom 1999: 10).

Bygges det et omfattende distribusjonsnettverk for gass i Norge, som et tillegg til det eksisterende elektrisitetsnettverket, vil en satsing på miljøvennlig vannbåren varme bli så godt som umulig. I Danmark er det forbudt å legge gassrør og fjernvarmerør i ett og samme område, for å sikre lønnsomheten i de to distribusjonsformene. Begrunnelsen er at de to systemene nødvendigvis må konkurrere om de samme kundene, og at etablering av et dobbelt distribusjonssystem dermed vil være dårlig samfunnsøkonomi.

I enkelte tilfeller kan det fra miljøsynspunkt være akseptabelt å benytte fossilgass som en delløsning for oppvarmingsformål i husholdningssektoren. Dette gjelder i fjernvarmeanlegg der grunnlastproduksjonen er basert på fornybare energikilder. Ved topplast, det vil si de dagene hvor varmebehovet er spesielt høyt, kan det installeres en effektreserve som baserer seg på blant annet gass. Dermed fungerer gassen som en garanti for at kundene kan basere seg på de miljøvennlige energikildene resten av året

Gass som benyttes i fjernvarmeanlegg kan være i form av flytende nedkjølt tørrgass (LNG). Denne kan fraktes med skip eller annen godstransport til mottakerne og trenger ikke et eget rørnett. Utbygging av et rørnett vil forutsette svært store kvanta for å bli lønnsomt, og effektreserve i et fjernvarmenett vil ikke utgjøre et tilstrekkelig markedsgrunnlag.

Boks 3: Energifleksibilitet

Begrepet energifleksibilitet står sentralt i enhver diskusjon med hensyn til oppvarming. Direkte elektriske oppvarmingsystemer er ikke fleksible for brukeren. Oppvarmingen kan kun foregå ved hjelp av elektrisitet – som rett nok kan produseres på ulike måter. Det gir heller ingen mulighet for lagring av energi utover det som lagres i bygningsmassen. Punktvarmekilder gir en noe større fleksibilitet, særlig der varmekildene kan fyres på flere ulike energibærere, oftest biobrensel i kombinasjon med olje. Vannbårne varmeanlegg eller sentralvarmeanlegg gir derimot en helt annen mulighet for fleksibilitet, ved at distribusjonen i huset og vannet i rørene er det samme uansett hvilken energikilde som benyttes. Energikilde kan velges fritt etter pris, tilgjengelighet og ikke minst miljøeffekt. Vannet er dessuten et ypperlig lagringsmedium for energi.

Trondheim Energiverk Fjernvarme AS er et eksempel på en velfungerende energifleksibel løsning, hvor gass inngår som en av mange energikilder. Fjernvarmeanlegget til Trondheim Energi leverer nesten 400 GWh til 4.000 husholdninger og 250 industri- og næringsbygg gjennom et 85 kilometer langt varmenett. Anlegget dekker 25% av oppvarmingsbehovet i Trondheim, og hele ni forskjellige energikilder utnyttes: avfallsvarme, spillvarme fra Lilleby metall, deponigass, bioenergi, varmepumpe, elektrokjeler, fossilgass, propangass og olje (Trondheim Energiverk 2002: 3). Avfallsvarmen står for 50% og spillvarmen for 25% av energibehovet. Grunnlastproduksjonen, det vil si den jevne, regulære varmeproduksjonen i de perioder forbruket av varme er stabilt og forutsigbart, er utelukkende basert på de alternative energikildene: avfallsenergi, spillvarme, biobrensel, deponigass og varmepumpe. Kun ved såkalt topplast, det vil si de få dagene hvor varmebehovet er spesielt høyt, er det installert en effektreserve som baserer seg på elektrokjeler, oljekjeler, fossilgass og propangass. I og med at mange av dem har koplet seg på fjernvarmenettet tidligere hadde oljefyring, er CO₂-utslippene i området redusert fra 90.000 tonn per år til 15.000 tonn per år (Trondheim Energiverk 2002b: 4).

Vi ser dermed at en mindre andel fossilgass, distribuert som LNG eller CNG, kan være positiv deløsning for å hjelpe en overgang til vannbåren varme basert på fleksible energivalg i husholdningssektoren. Enda bedre ville det være om spisslastbehovet ble dekket med

biogass. Et omfattende rørnett for fossilgass til oppvarming av norske hjem vil være det mest ødeleggende for en overgang til en slik miljøvennlig oppvarmingsstrategi.

Gass til industriformål

CO₂-utslippene fra norsk industri har økt gjennom hele 90-tallet, noe som skyldes en generell produksjonsvekst. CO₂-utslippene stammer dels fra fyring av olje, kull og fossilgass, og dels fra selve produksjonsprosessene. Industriprosesser stod for 13% av de nasjonale CO₂-utslippene i 1999, mens fyring generelt – som også inkluderer fyring i private boliger – stod for 15%.

Norsk industri har et energiforbruk på cirka 77 TWh/år, hvorav elektrisitet utgjør vel 45 TWh (NOU 1998/11: 155). De største norske sektorene innenfor kraftkrevende industri og treforedling i dag er: Primæraluminium, treforedling (masse, cellulose og papir/papp), ferrolegeringer og kjemiske råvarer. Den kraftkrevende industrisektoren, som aluminium og ferrolegering, bruker mye fossilt brensel i prosessene, og i treforedling brukes olje og bioenergi til varmemål (NOU 1998/11: 195). 700 av de i underkant av 800 millionene

Sm³ tørrgass som brukes i Norge brukes i industrien, mens industrien bruker ytterligere 1,5 milliarder Sm³ våtgass (GTU: 40). Denne våtgassen brukes som utgangspunkt for en rekke forskjellige produkter, som plast, bioprotein, metanol, ammoniakk, syntetisk olje og hydrogen. I produksjonen av plast bindes den fossile våtgassen opp i et produkt som ikke fører til direkte CO₂-utslipp. CO₂-problematikken tilknyttet bruk av fossilgass i norsk industri er dermed først og fremst forbundet med bruken av tørrgass til energiformål. Det brukes i dag betydelige mengder olje og kull i norsk industri og fossilgass lanseres ofte som et reinere alternativ i forhold til disse.

Det finnes ingen nasjonale utredninger om hvordan vi kan utnytte fossilgassressursene på en miljømessig og økonomisk fordelaktig måte i industrisektoren. Samtidig er det antakeligvis i industrien at potensialet er størst for en miljøvennlig fossilgassutnyttelse., men det finnes også en rekke alternative energikilder som er langt bedre enn fossilgass. Vi må derfor ikke binde oss til fossile løsninger i dag som utsetter den nødvendige omleggingen til den utslippsfrie teknologien.

Grenland

Grenland peker seg ut som den regionen hvor fossilgass til industriformål er mest aktuelt. Her brukes allerede en del våtgass til petrokjemisk industri. Denne våtgassen transporteres i dag med skip fra Kårstø til Grenland. Petrokjemiativiteten i Grenland er avhengig av ny tilførsel av konkurransedyktig råstoff i form av våtgass (GTU: 44). Derfor har det vært foreslått en egen gassrørledning fra Kårstø til Grenland som kun transporterer separert *våtgass*. Denne problemstillingen må sees isolert fra debatten om et eget grenrør med *tørrgass* til Grenland fra en eventuell eksportledning til Polen eller tilkopledd den eksisterende eksportledningen til Tyskland. Mens en våtgassledning vil kunne være akseptabel fra et miljøståsted, vil en rørledning for tørrgass forutsette forbrukskvanta av tørrgass langt utover det som kan forsvares miljøpolitisk. De enkelttiltak hvor det kan forsvares å ta i bruk tørrgass for å substituere kull og olje, må få sin tørrgass transportert med skip.

Utfasing av kull

Vi bruker omtrent like mye kull og koks i Norge som vi selv utvinner, det vil si i overkant av 1,7 millioner tonn. I 2001 brukte kraftintensiv industri 1.328.000 tonn, bergverk og industri 378.000 tonn og tjenesteyting og husholdning 4.000 tonn (Statistisk sentralbyrå 2002b). Fossilgassen nevnes ofte som en mulig erstatter av kull i industrien, men det meste av dette kullforbruket er som reduksjonsmiddel og lar seg derfor ikke erstatte av fossilgass uten videre. I ferrolegeringsindustrien er det rett nok kjemisk mulig å bruke metan i stedet for kull som reduksjonsmiddel, men det vil være vel ti ganger dyrere per dags dato (Finnes 2002). Det fossile kullet kan imidlertid erstattes av trekull som miljømessig er det optimale alternativet, fritt for netto CO₂-utslipp. Det forskes nå på hvordan slik erstatning kan bli lønnsom i regi av Forskningsrådets Klimatek-program. Analyser fra Ferrolegeringsindustriens forskningsforening viser at kostnadene ved overgang til trekull vil ligge på mellom 300 og 400 kroner per tonn reduserte CO₂-utslipp (Cicerone 1/2002: 21). Det forventes at disse prisene kan senkes betraktelig ved å ta ut det effektiviseringspotensialet som finnes for produksjon av trekull.

Kull til varme

Noe av kullet som brukes i norsk industri i dag benyttes til varmemål og er derfor mulig å erstatte med gass. I forbindelse med sementproduksjonen i Kjøpsvik og Brevik har man siden begynnelsen av 70-tallet benyttet kull som energikilde, fordi det er relativt billig og fordi man i forbindelse med sementproduksjonen kan utnytte alt avfallet fra forbrenningen av kullet som råstoff. CO₂-utslippene er imidlertid betydelige, og en målrettet overgang til fossilgass kunne vært et fornuftig reduksjonstiltak fordi forbrenning av fossilgass fører til relativt lavere CO₂-utslipp enn forbrenning av kull (Ved å substituere kull med fossilgass vil CO₂-utslippene reduseres med en faktor på 1,7 (Enova 2002: 4)). Men også her er det viktig at ikke fossilgassen fortrenger de utslippsfrie alternativene.

Ved sementfabrikken NorCem AS i Brevik har man satsset på en gradvis økning av alternative brenslere som erstatning for kull siden midten av 90-tallet. Den tidligere 100% kullfyrte

fabrikken har nå kommet opp i en andel på 30% alternativt brensel. Brenselet består av avfall (hovedsakelig spillolje), petroleumskoks (avfall fra raffinerier), spesialavfall fra norsk avfallshåndtering, kjøttbeinmel som ikke lenger kan benyttes som dyrefôr og tørravfall fra forhåndssortert husholdningsavfall. På denne måten har bedriften spart miljøet for betydelige CO₂-utslipp, og seg selv for penger. Det alternative brenselet er nemlig også billigere enn kull. Med forbedringer i forbrenningsteknologien for å hindre utslipp av miljøskadelige avgasser er det mulig å øke andelen

alternativt brensel til 50% (Skjeggerud 2002). Den resterende halvparten med kull, ønsker bedriften å erstatte med fossil tørrgass, om det blir kommersielt tilgjengelig i Grenlandsområdet. Det kan være en akseptabel bruk av fossilgass, men viser igjen viktigheten av at ikke fossilgass introduseres i en slik skala at det fortrenger de optimale og utslippsfrie alternativene. Om fossilgass hadde vært fritt tilgjengelig i Grenland på begynnelsen av 90-tallet, er det ikke sikkert bedrifter som NorCem hadde kommet opp med et prosjekt som dette.

Økt bruk av gass som klimapolitisk tiltak innenfor et 10-års perspektiv

Som nevnt tidligere, ønsker Henriksen-utvalget å ta i bruk opptill ni mrd. Sm³ fossilgass, uten at dette skulle føre til økte utslipp av klimagasser (LO 2001: 8). En sentral forutsetning for dette utvalget er at gasskraftprosjekter med deponering av CO₂ lar seg realisere. Henriksen-utvalget ønsker å bygge et CO₂-deponerende gasskraftverk som kan elektrifisere Troll/Oseberg-Tampen-aksen og erstatte de forurensende gasskraftverkene på sokkelen. Dette vil gi en årlig reduksjon av de norske CO₂-utslippene på tre millioner tonn. Dessuten ønsker utvalget at det bygges ytterligere ett eller to pilotanlegg for gasskraft med CO₂-deponering.

Elektrifisering av sokkelen kan bidra betydelig for å redusere de norske CO₂-utslippene, selv om det per i dag er høyst usikkert om prosjektene lar seg realisere. Anleggene vil uansett ikke stå klare innenfor Kyoto-avtalens første forpliktelsesperiode.

Dessuten vil all direktebruk av gass som utvalget foreslår føre til en økning av CO₂-utslippene som mer enn veier opp for de reduksjonene som disse tiltakene kanskje kan føre til en gang i framtiden. Utvalget ønsker, som nevnt, 9 mrd. Sm³ i årlig innenlandsk gassforbruk. Dersom vi antar at 3 mrd. av dette går med til gasskraftprosjekt med CO₂-deponering om og når disse lar seg realisere, står vi igjen med 6 mrd. Sm³ til direktebruk. Reint forbrenning-

steknisk vil et slikt forbruksnivå føre til et utslipp av CO₂ på 14 millioner tonn CO₂. I tillegg vil en viss lekkasje i forbindelse med bruk og distribusjon av gassen føre til utslipp av den kraftige klimagassen metan.⁴

Noe av gassen vil imidlertid substituere enda mer forurensende energibærere. Blant annet er det sannsynlig at fossilgass vil kunne erstatte en del oljefyring i husholdningene og i industrien, i tillegg til en del kull i industrien.

Beregninger vi har gjort viser at en introduksjon av 6 milliarder Sm³ fossilgass i det norske energisystemet kunne ført til en økning i de norske CO₂-utslippene på over 10 millioner tonn. (se boks 4 for forutsetningene for beregningene). Effekten av direktebruken vil altså mer enn spise opp den mulige reduksjonen som følge av de foreslåtte elektrifiseringsprosjektene i Nordsjøen. Denne økningen vil komme i tillegg til de 12 millioner tonn CO₂ som vi allerede ligger an til å overskride vår første Kyoto-forpliktelse med.

Ifølge Enova er imidlertid et forbruksnivå på 6 mrd. Sm³ fossilgass i Norge ikke realistisk. Enova opererer med et tall på mellom 3,5 og 5 milliarder, basert på en sammenlikning med erfaringer fra andre europeiske land. Hva som

⁴ Et konservativt anslag er en lekkasjeandel på 0,3 % . Dette er basert på erfaringer fra gassystemet i Canada (Dave Picard, pers. komm oktober 2002).

vrderes som realistisk, avhenger selvfølgelig av hvilke politiske føringer som forutsettes. Henriksen-utvalget ønsker betydelige statlige subsidier for å bygge ut et distribusjonsnett for fossilgass. Det at fossilgass til innenlandsk forbruk er unntatt CO₂-avgift i dag, er allerede én form for subsidiering av energikilden.

Investeringer i fossilgassdistribusjon vil dessuten binde oss til et uforsvarlig høyt gassforbruk i minst 30 år framover. De første gassrørene som er bygget for distribusjon av gass til private mottakere i Norge - Gasnor sitt rørnett i Rogaland - har en forventet levetid på over 50 år. Når gassrøret først er lagt er investeringen gjort, og gass-selskapet vil ha økonomisk interesse av å ha høyest mulig volum fossilgass i rørene. Dette gjør at investeringer i gassrør gir oss en forurensende energibærer

som det kan bli dyrt og vanskelig å bli kvitt seinere. Også om vi dropper gassrørene, men satser på storskala distribusjon av komprimert og nedkjølt gass med godstransport, vil dette kunne ha negative miljøeffekter også på lang sikt. I dag er de utslippsfrie alternativene til gass, hydrogen og nye fornybare energikilder, ikke utopiske framtidsprosjekter, men realistiske og realiserbare alternativ. Fossilgass og hydrogen står i et konkurranseforhold hvor politisk tilrettelegging for fossilgass-introduksjon kan komme til å konkurrere hydrogen og nye fornybare energikilder ut av markedet. De energipolitiske valg Stortinget tar i denne perioden, vil få omfattende konsekvenser for norske CO₂-utslipp om 30 år.

Boks 4: Hvordan vil økt innenlandsk bruk av fossilgass påvirke de norske klimagassutslippene?

Utgangspunktet vårt er at 9 milliarder standardkubikkmeter (Sm³) gass skal tas i bruk i Norge, slik Henriksen-utvalget går inn for. Vi antar at 3 mrd Sm³ av dette vil gå til gasskraftverk med CO₂-håndtering, og at forbrenningen av denne således ikke medfører klimagassutslipp til atmosfæren. Videre legger vi til grunn at det er sannsynlig at 0,3% av gassen lekker ut, enten under transport eller omlastning. Dette vil gjelde for all gassen, også den som blir brukt i gasskraftverk. En lekkasje på 0,3% er et konservativt estimat basert på erfaringer fra Canada, og vil i dette tilfellet tilsvare 27 millioner Sm³. Antar vi videre at all gassen som lekker ut er metan, gir dette et klimagassutslipp tilsvarende 366 282 tonn CO₂-ekvivalenter (27 millioner Sm³ * 0,646 kg / Sm³ = 17469 tonn. Som klimagass er metan 21 ganger så kraftig som CO₂, og dette tilsvarer derfor 366,282 tonn CO₂-ekvivalenter).

Av de 6 milliarder Sm³ som skal gå til direktebruk på fastlandet, regner vi med at 0,5 milliarder vil bli brukt i buss og ferge. Det synes å være rimelig å anta at CO₂-gevinsten i ferjesektoren spises opp av CO₂-økningen i bussektoren som en følge av introduksjon av gass (se s. 11-13). Vi kan derfor trekke fra utslippene fra den gassmengden som antas brukt i transportsektoren, fordi vi ikke forventer at den vil utgjøre en vesentlig nettoendring i klimagassutslippene. Vi sitter da igjen med 5,5 milliarder Sm³ gass som ved forbrenning gir 12,87 millioner tonn CO₂. (5,5 mrd. Sm³ * 2,34 kg CO₂ / Sm³ = 12,87 millioner tonn CO₂).

En del av gassen vil erstatte andre fossile energikilder. Meget optimistisk legger vi til grunn at 75% av oljefyringen i Norge skiftes ut med gass. I dag slippes det ut 8,54 millioner tonn CO₂ fra oljefyring. 75% av dette utgjør 6,405 mill. tonn CO₂. Ifølge Enova reduseres CO₂-utslippene ved en overgang fra olje til gass med en substitusjonsfaktor på 1,3, det betyr i vårt tilfelle at en overgang til gass vil redusere utslippene fra oljefyring med 1,92 millioner tonn CO₂.

På samme måte legger vi til grunn at 30% av dagens kullforbruk i industrien lar seg konvertere til gass. I dag er de totale CO₂-utslippet fra kull i Norge på 4,31 millioner tonn, og 30% av dette er 1,29 millioner tonn. Ifølge Enova reduseres CO₂-utslippene ved en overgang fra kull til gass med en substitusjonsfaktor på 1,7, det vil her si en overgang til gass vil redusere utslippene fra dagens kullforbruk med 900 000 tonn.

Summerer vi disse tallene får vi: 12,87 millioner tonn CO₂ (forbrenning av 5,5 milliarder Sm³) + 366 282 tonn CO₂-ekvivalenter (lekkasje) – 1,92 millioner tonn CO₂ (substitusjon av oljefyring) – 900 000 millioner tonn CO₂ (substitusjon av kull) = 10,42 millioner tonn CO₂-ekvivalenter

En innføring av 9 milliarder Sm³, hvorav 3 milliarder blir brukt i gasskraftverk med CO₂-håndtering, vil altså kunne føre til at de norske klimagassutslippene øker med over 10 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Det er grunn til å presisere at dette tallet er et forholdsvis konservativt estimat basert på forutsetningene som er redegjort for ovenfor. CO₂-utslippene avgjøres av forholdet mellom hydrogen og karbon i brenselet (C/H-forhold) og virkningsgraden til prosessen der det anvendes. I kraftproduksjon vil en overgang fra kull til naturgass påvirkes av begge disse faktorene.

Siden naturgass i hovedsak består av metan, kan CO₂-utslippene for kull og olje sammenliknes med CO₂-utslippene fra metan. Ved å substituere kull med naturgass vil CO₂-utslippene reduseres med en faktor på 1,7. Da er ikke hensynet til en forbedret virkningsgrad tatt med i betraktningen. En substitusjon av destillatolje med naturgass reduserer CO₂-utslippene med en faktor på 1,3.

De miljøvennlige alternativene

Hydrogen

Hydrogen (H) er det vanligste og enkleste grunnstoffet i universet, men finnes ikke naturlig fritt tilgjengelig på jorda. Det er imidlertid mulig å framstille hydrogengass (H₂) fra hydrogenholdige forbindelser som vann (H₂O) eller fossilgass. Hydrogen er ikke en energikilde, men en energibærer. Miljømessig er hydrogen en helt nøytral energibærer. Forbrent hydrogen fører verken til klimagassutslipp eller annen forurensning. Når hydrogen brenner slår det seg sammen med oksygen i lufta, og danner vann. Miljøverdien av hydrogen er dermed avhengig av hvordan hydrogenet blir framskaffet.

Fem kilder til hydrogen

Det finnes fem ulike hovedstrategier for å skaffe tilveie hydrogen: Fra fossile råstoffer, fra vann ved vannelektrolyse, fra biomasse, fotoelektrokjemisk og fotobiologisk. I det følgende redegjøres det kort for hver form.

"Fossilt" hydrogen

Felles for de fleste metoder som utvinner hydrogen fra fossile råstoff, er at hydrokarboner, vanndamp og eventuelt luft eller oksygen blandes i en reaktor. Hydrogenet utvinnes dermed både fra vanndampen og fossilgassen. Den eldste måten å framstille hydrogen på er ved forgassing av kull, som tidligere var vanlig i de såkalte gassverkene i de større norske byene. I dag er den vanligste metoden såkalt dampreforming, hvor metangass i en reaktor med 3-25 bar trykk, tilføres vanndamp med en temperatur på 700-1.100 grader Celsius. I tillegg til fossilgassen som inngår i prosessen, brukes det cirka 1/3 ekstra gass som energikilde for å drive reaksjonene. Ved å utnytte noe av overskuddsvarmen kan utnyttelsesgraden likevel komme opp i 85% (Bellona 2001: 17). Den kjemiske reaksjonen ved slik dampreforming kan kort oppsummeres i de to delprosessene $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ og $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$. Restproduktet blir altså CO₂, og for at dette hydrogenet ikke skal ha negativ klimaeffekt, må denne CO₂en håndteres permanent. Problematikken med hensyn til hvordan denne CO₂en kan håndteres er til-

svarende som for CO₂-deponering fra gasskraft.

Hydrogen fra vann

Hydrogen finnes i rikelige mengder i form av å være bundet opp i vann. Som kjent er 70% av jorda dekket av vann. I vekt er i overkant av 11% av vannet reint hydrogen. Dette hydrogenet kan "rives løs" fra vannmolekylene ved hjelp av elektrolyse. Elektrisk strøm sendes mellom to elektroder, atskilt av en elektrolytt med god ionisk ledningsevne, og vannet spaltes til hydrogen og oksygen. Dette har vi lange tradisjoner for i Norge. Fra slutten av 1920-tallet og fram til 1970-tallet brukte Norsk Hydro vannelektrolyse til produksjon av ammoniakk (SINTEF 2000: 23), men fra slutten av 1970-tallet overtok dampreforming av fossilgass. Miljøverdien av elektrolytisk framstilt hydrogen avhenger av hvordan elektrisiteten som driver elektrolysen skaffes tilveie. Dersom denne drives av en rein og fornybar energikilde, eller av elektrisitet som er skaffet tilveie ved hjelp av energispareiltak, blir hydrogen en rein energibærer.

Hydrogen fra biomasse

Forgassing av biomasse er et tredje alternativ for å skaffe hydrogen. Biomasseforgassing er en forbrenningsprosess hvor mengden av oksidant ikke er tilstrekkelig til fullstendig forbrenning av det faste brenselet (SINTEF 2000: 28). Slik kan H₂ utvinnes fra biomassen, mens CO₂ og N₂ oppstår som restprodukt. Fordelen med bruk av biomasse er at nettobidraget til CO₂ blir lik null, dersom ny biomasse plantes i samme takt som forbruket (se avsnitt om bioenergi). Dermed blir også hydrogen som er utvunnet på denne måten en rein energiform.

Fotoelektrokjemisk og fotobiologisk

Hydrogen kan dessuten tilveiebringes fotoelektrokjemisk og fotobiologisk. Fotoelektrokjemisk hydrogenproduksjon foregår ved å kombinere solceller og elektrolysør i ett apparat, en såkalt fotoelektrokjemisk celle (SINTEF 2000: 30), og fotobiologisk ved å utnytte ulike mikroorganismer, som grønnalger og blågrønnalger, som er i stand til å produsere hydrogen ved forskjellige metabolske prosesser. Foreløpig er virkningsgraden ved en slik

hydrogenproduksjon svært lav, men det forskes intenst på området i en rekke land, og et pilotanlegg er blant annet satt opp i Vestfold (SINTEF 2000: 32). Både fotoelektrokjemisk og fotobiologisk hydrogenproduksjon tilveiebringer i prinsippet CO₂-fri hydrogen, men den biologiske produksjonen vil kunne baseres på genetisk manipulering som vil kunne stride med andre miljøinteresser.

Lagring og transport av hydrogen

Hydrogen er en lett gass med høyt energiinnhold i forhold til vekt. Men energitettheten i forhold til volum er lav. Derfor er effektiv lagring av hydrogen en nøkkelutfordring for en smidig overgang til et hydrogensamfunn. Hydrogengass kan, som fossilgass, komprimeres og lagres i trykktank og nedkjøles til den blir flytende og lagres i godt isolerte, tanker. Den kan dessuten lagres i fast stoff. Enkelte metaller og metallegeringer kan absorbere hydrogen og danne hydrider, og igjen frigjøre den ved tilførsel av varme. En rekke slike hydrider er i kommersielt salg, men de representerer bare et alternativ der vekt ikke er noe problem; metallhydrider har nemlig høy vekt i forhold til lagret energimengde.

Hydrogen kan transporteres i rørledningsnett, eller som godstransport i flytende eller komprimert form. Norsk Hydro har utstrakt intern rørtransport av hydrogen i sine ammoniakfabrikker (SINTEF 2000: 47). Blandinger av fossilgass og hydrogen kan transporteres i de fleste eksisterende fossilgassledningene, og det er også mulig å bruke ren hydrogen i enkelte eksisterende fossilgassledninger. Imidlertid planlegges mange av de distribusjonsrørene for gass på fastlandet i Norge som plastrør med lavt trykk. Disse kan ikke konverteres til å transportere hydrogen. Dermed blir slik distribusjon av fossilgass et konkret eksempel på at det bygges opp en infrastruktur for fossilgass, som *konkurrerer* med hydrogenet og dermed virker som en barriere mot overgang til hydrogenbruk, snarere enn å fungere som en bro.

Bruk av hydrogen

Ved bruk av hydrogen spiller oppfinnelsen som Sir William Grove patenterte i 1839 en svært sentral rolle: Brenselcellen. En brenselcelle representerer den eneste teknologi som kontinuerlig omvandler kjemisk energi direkte

til elektrisitet (SINTEF 2000: 48). Ulikt et batteri som stopper når den lagrede energien tar slutt, fortsetter brenselcellene å produsere elektrisitet så lenge de blir tilført brensel. Brenselcellen er som et batteri med kontinuerlig påfyll, og konverteringen foregår uten bevegelige deler og uten å gå via varme. Brenselcellen har høy driftssikkerhet og lavt støynivå.

Når hydrogen brenner skjer det en reaksjon mellom oksygen og hydrogen som danner vann og energi i form av varme. I en brenselcelle deles denne prosessen i to, hvor de to halve prosessene foregår på hver sin side av en elektrolytt som holder gassene atskilt, men transporterer ioner. De negativt ladde elektronene går i en ytre elektrisk krets, og slik konverteres en del av den kjemiske energien direkte til elektrisk energi.

Det finnes flere ulike typer brenselceller, som jeg ikke skal komme inn på her. De siste ti årene har forskningen skutt fart i forbindelse med én spesiell brenselcelle kalt polymerbrenselcelle (PEM). Tidligere var det kun romfartsindustrien som interesserte seg for brenselceller i stor skala. I dag er omkring 1.000 selskaper involvert i brenselcelleutvikling i verden, med en samlet omsetning på 15 milliarder NOK (SINTEF 2000: 49).

Hydrogen kan også forbrennes direkte som annen gass, og forbrenningsvarmen kan brukes til oppvarming, koking, til å drive turbiner eller i forbrenningsmotorer. Hydrogendrevne biler kan drives både ved hjelp av brenselceller og ved direkte forbrenning. Av dagens hydrogenproduksjon brukes vel 1% til energiformål, og da som drivstoff i romfart (Norges Forskningsråd 2001: 50).

Hydrogen i transportsektoren

I 1999 kom 17% av de norske CO₂-utslippene fra transportsektoren. Her finnes det store reduksjonsmuligheter ved en overgang til hydrogen. Hydrogen har et enormt potensial som drivstoff i transportsektoren, både i privatbiler, busser, tog, fly og skip. Foruten å være en CO₂-fri energibærer, forutsatt CO₂-fri fremstilling, fører hydrogendrevne brenselcellebiler til kraftig reduksjon i trafikkstøy og eliminasjon av lokal luftforurensing.

Kjøretøyene kan drives med brenselceller basert på hydrogen, og hydrogenet kan lagres ombord og etterfylles fra fyllstasjoner. Hydrogenet kan også lagres i ulike medium som metanol og metallegeringer. Toyota har i sine første hydrogenbiler brukt metallhydrid som lagringsmedium. I deres nåværende prototype brukes hydrogen som er komprimert ved et trykk på 250 bar (Bellona 2002: 34).

Busser er spesielt velegnet for å benytte hydrogen som drivstoff. Dette er fordi bussene har kapasitet for hydrogenlagring ombord, og fordi busser normalt fyller drivstoff fra et begrenset antall stasjoner. Utbygging av nødvendig infrastruktur blir dermed enkelt. Et pilotprosjekt med utprøving av en hydrogenbuss i rutetrafikk i Oslo er allerede utprøvd med svært gode erfaringer. Bussen ble prøvd ut i august 1999, kjørte gjennomsnittlig 82 kilometer per dag og brukte 1,1 normal-kubikkmeter hydrogen per kilometer, som tilsvarer 0,33 liter diesel/km. Bussene til Stor-Oslo Lokaltrafikk bruker 0,38 liter/km i snitt, og 0,4-0,5 liter/km ved bykjøring. Gasstrykket i bussen var 200 bar og et midlertidig tankingsanlegg ble satt opp på Kolbotn. Tankingen av bussen tok 10-15 minutter. Sjåføren rapporterte om gode kjøreegenskaper og brukerne sa seg svært fornøyde med prøveprosjektet (Stor-Oslo Lokaltrafikk 2000: 12).

Også privatbilismen kan i stor grad basere seg på hydrogen som drivstoff. Av de store bilprodusentene har både Ford, General Motors, BMW, Toyota og Daimler Chrysler lansert hydrogenbiler. Daimler Chrysler har lenge vært ledende på utvikling av brenselcellebiler, og har lansert fem generasjoner av sin Daimler Benz Necar, som står for No Emission Car. Necar I, II og IV var hydrogendrevne, mens Necar III og V brukte metanol som drivstoff (Bellona 2002: 33). Fra et miljøperspektiv er hydrogen å foretrekke framfor metanol (Se avsnittet under: Omveien om metanol). Hydrogenbilen Necar IV kan lagre 5 kilo hydrogen og har en rekkevidde på 450 kilometer mellom tanking. Den har fem seter, god kjøredynamikk og samme bagasjekapasitet som en ordinær Mercedes A-klasse. Toppfarten er 145 km/t og den veier vel 300 kilo mer enn bensinvarianten. Serieproduksjon av bilen kan komme i gang i 2004 (GTU: 85).

Politiske incentiver

California har vært en foregangsstat internasjonalt med hensyn til å utvikle politiske incentiver for å få fortgang i hydrogenbilbruken. 95% av innbyggerne i California bor i områder som overskrider de føderale og statlige luftkvalitetsstandardene. For å bøte på dette, vedtok man i 1990 et ZEV-program, der ZEV står for Zero Emission Vehicle (for mer informasjon se: www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/zevprog.htm). Opprinnelig ble det vedtatt at 10% av alle nye solgte biler skulle være nullutslippsbiler i år 2003. Dette er nå moderert til at fire prosent av bilene skal være ZEV-biler, mens seks prosent skal være lavutslippskjøretøy, såkalte PZEV. Dette er et pålegg fra myndighetene overfor bilselgerne. I 2018 skal andelen ZEV-kjøretøy være 16%. Vilkårene for en slik innfasing er spesielt gunstige i California, fordi de fleste husholdninger har minst to biler. Dermed svekkes ikke mobiliteten nevneverdig ved at en av bilene er en ZEV-bil, og dermed har en noe mindre rekkevidde. 70% av innbyggerne i California reiser mindre enn 50 miles per dag, noe som er godt innenfor ZEV-bilenes rekkevidde (CARB 2002).

En avgjørende utfordring for en omlegging til hydrogenbasert privatbilisme, er etableringen av en fungerende infrastruktur for hydrogenfyllstasjoner. Miljøstiftelsen Bellona har utført en regneoperasjon som viser at man kan etablere et fungerende nettverk av fyllstasjoner over hele Sør-Norge fra Steinkjer og sørover, med fyllstasjoner for hver tiende mil, og en kapasitet på 100 biler i døgnet ved hver fyllstasjon, om vi tar beskjedne 4,5 øre per fylte liter fra bensin- og dieselavgiften i fem år. Bensinavgiften er i dag på 72 øre per liter og dieselavgiften er 48 øre. Da har Bellona regnet inn en sikkerhetsmargin på hele 50% (Bellona 2002: 39).

Også motorsykler, tog og fly kan drives med hydrogen som drivstoff. Flere selskaper arbeider med å utvikle motorsykelprototyper og NSB samarbeider med Statens Järnvägar i Sverige om å utvikle et brenselcellelokomotiv, som skal kunne settes inn på strekninger som kjøres med diesellokomotiv i dag. Hydrogen kan også benyttes i lufttransport, både i luftskip og fly.

Omveien om metanol

Teknisk og politisk er produksjon av hydrogen fra metanol et svært aktuelt alternativ, men fra et miljøståsted er det ikke å anbefale. Metanol regnes som en hydrogenbærer fordi hydrogeninnholdet per karbonatom er såpass høyt – CH₃OH – og fordi hydrogeninnholdet så lett kan frigjøres ved spalting eller reformering. Metanol er flytende ved normalt trykk og temperatur og er interessant som drivstoff fordi man stort sett kan bruke samme system for lagring, transport og påfylling som for bensin (SINTEF: 45).

Metanol er imidlertid giftig, kreftfremkallende, korrosivt og kan forurense grunnvannet. Dessuten, og viktigst i denne sammenheng, vil CO₂-utslippene i en brenselcellebil med metanolreformer ombord være hele 60-70% av utslippene fra en tilsvarende bensinbil med forbrenningsmotor (NOU 1998/11: 285). Etablering av en infrastruktur for metanol vil forsinke utbyggingen av det optimale miljøalternativet; en infrastruktur for hydrogen. Metanolinfrastrukturen er dessuten ikke bare et mindre miljøvennlig alternativ enn hydrogen, den er også dyrere. Ogden et al. 1999 har sammenliknet fire mulige drivstoffsystemer for brenselcelledrevne biler, og funnet ut at metanol på lang sikt vil føre til merkostander på 500-600 dollar per bil i forhold til komprimert hydrogen (SINTEF: 45).

Hydrogen i energisektoren

Hydrogenproduksjon ved elektrolyse kan være en glimrende løsning for å utnytte variable, fornybare energikilder som sol og vind, der det er behov for energilagring utover det vanlige oppladbare batterier kan tilby. Hydrogen blir da et lagringsmedium for energi. I perioder med overskudd av kraft, for eksempel når det blåser mye eller innstrålt solmengde er stabilt høy, kan hydrogen produseres ved vannelektrolyse fra overskuddskraft. I perioder med underskudd av kraft kan dette hydrogenet konverteres til elektrisk kraft i brenselceller. Dette er spesielt aktuelt for aleinestående kraftforsyningsanlegg, såkalte SAPS (Stand Alone Power Systems). Dette er kraftforsyningsanlegg som ikke er tilknyttet større el-nett, som i isolerte samfunn (øysamfunn) eller enestående hus og hytter. Det er spesielt vind-/hydrogensystem og sol-/hydrogensystem som har blitt studert. Ved Institutt for energiteknikk på Kjeller har man

utviklet programvare som simulerer forbruk og produksjon i et SAPS, og som vil være et nyttig verktøy for dimensjonering av behovet for lagringskapasitet i slike system.

SAPS-systemer med hydrogenlagring er dessuten ideelle i en desentralisert småskala kraftproduksjon. Sentralisert kraftproduksjon er sårbar, ofte ineffektiv ved at mye energi tapes som spillvarme, og det blir et stort press på naturødeleggende utbygging av fordelingsnett. Spredt og desentralisert kraft/varmeproduksjon i liten skala er mer energieffektivt og miljøvennlig, og allerede på sterk frammarsj i mange industriland. Her er hydrogen den mest interessante energibærer som brensel i små kraftverk, basert på brenselceller eller mikroturbiner, og med utnyttelse av spillvarmen. En rekke selskaper i USA og Europa utvikler nå små brenselceller for forsyning av strøm og varme i husholdninger, og det tyske selskapet Vaillant anslår et marked i 2010 med 100.000 enheter (GTU: 83).

Ved hjelp av hydrogenlagring kan misforholdet mellom tilbud og etterspørsel på kraft jevnes ut, slik at man får utnyttet ledig kapasitet i kraftnettet. Ifølge Institutt for elkraftteknikk ved NTNU er brukstiden på kraftnettet i Norge mindre enn 50% (SINTEF 2000: 60). Dette tallet indikerer at man ved hjelp av elektrolyse/hydrogenbuffer/brenselcellesystem kan øke utnyttelsen av kraftnettet betydelig (SINTEF 2000: 60).

Ifølge SINTEF Energiforskning ligger forholdene svært godt til rette for lagring av overskudds vindenergi i form av hydrogen i Norge. Dette fordi vi har et meget godt utbygd strømnett basert på vannkraft, et liberalisert el-marked og et stort vindkraftpotensiale (12 TWh/år). I sum gir dette Norge en unik anledning til å spesialisere seg på nett-tilknyttede vind/H₂-system. Statkraft SF og Hydro Electrolysers er interesserte i dette markedet. SINTEF anbefaler en koordinert innsats mellom industri og FoU-miljø mot ett godt demonstrasjonsprosjekt.

Hydrogen og sikkerhet

Hydrogen har andre - men ikke nødvendigvis større - sikkerhetsrisiki i forhold til andre energibærere. Hydrogengass er ikke giftig, den er fargeløs og luktfri. Men ved en konsen-

trasjon på 18 volumprosent eller mer i luft er hydrogen eksplosjonsfarlig. Nesten alle gnister vil antenne hydrogen, selv ned i fire volumprosent. Men til sammenlikning vil de fleste gnister også antenne damp av diesel og bensin, i luft med én og to volumprosent (GTU: 72). Hydrogenflammen beveger seg 10 ganger raskere enn hydrokarbonflammen, men har mye lavere varmestråling (1:10). Hydrogen-gassen har lett for å lekke fordi molekylene er så små, og materialer og konstruksjoner for hydrogenutstyr må derfor være omhyggelig utvalgte. I friluft er eksplosjonsfaren minimal fordi hydrogen så raskt forsvinner tilværs som følge av sin lave tetthet. Den diffunderer dessuten lett i stål og andre metaller og kan forårsake materialsprøhet.

Det må derfor tas egne forholdsregler ved bruk av hydrogen, som det må ved bruk av alle drivstoff. BMW 750 hl, som er hydrogen-drevet, har soltak og vinduer som automatisk åpner seg lenge før hydrogeninnholdet inne i bilen nærmer seg fire prosent (Hart 1998, gjengitt i Bellona 2002: 44). Lockheed Martin og Arthur D. Little foretok i 1980 parallelle studier av sikkerheten av hydrogendrevne fly versus fly som var drevet med regulær flyparafin. Konklusjonen var at flytende hydrogen gir mindre skader enn dagens flyparafin, blant annet fordi hydrogen fordampes så raskt og brenner så fort med lav strålevarme.

De nye fornybare energikildene

Alternativet til fossilgass er ikke kull, olje eller kjernekraft, men energisparing, hydrogen og nye fornybare energikilder. Satsingen på nye fornybare energikilder i Norge har vært liten, uforutsigbar og ustabil. Derfor har vi fortsatt et stort urealisert potensial for rein energi. Våre naboland ligger langt foran oss på dette området. I 1999 sysselsatte Dansk vindkraftindustri 15.000 mennesker og omsatte for 11 milliarder danske kroner. På siste halvdel av 90-tallet var den årlige veksten i dansk vindkraftindustri på rundt 40% (Norges Forskningsråd 2001: 6).

I det følgende går vi raskt gjennom status og potensial for bioenergi, vindenergi, solenergi, bølgeenergi, geotermisk energi, saltkraft og varmepumper. Hensikten med denne gjennomgangen er å tydeliggjøre de fore-

liggende, realiserbare og utslippsfrie alternativene til en storstilt fossilgassatsing.

Ifølge NOU 1998:11 *Energi- og kraftbalansen mot 2020*, finnes følgende potensial for ulike energikilder/energiteknologier i Norge i 2020, med pris til sluttbruker på under 70 øre/kWh: vindkraft 6 TWh, bioenergi og avfall 22 TWh, varmepumper 10 TWh, solenergi 8 TWh, geotermisk 0,1 TWh og bølgeenergi 0,5 TWh. Disse tallene representerer imidlertid hver teknologis isolerte potensial. Siden de konkurrerer i det samme markedet kan man ikke uten videre summere dem for å finne det samlede potensialet.

Bioenergi

I Norden er bioenergi en større energikilde enn vannkraft, med en produksjon i 1998 på 213 TWh og en årlig vekst på 6-7 TWh (Nobio 2001: 6). Bioenergi produseres ved omdannelse av biomasse. Biomasse produseres i fotosyntesen ved å utnytte sollys, karbondioksid og vann. Når biomasse brytes ned frigjøres energi. Det frigjøres like mye CO₂ ved nedbryting som det bindes ved produksjon av biomasse. I et kretsløp i likevekt, hvor tilveksten av ny biomasse er like stor eller større enn uttaket, vil bruk av biomasse til energiformål være en CO₂-fri energikilde.

Det finnes mange metoder og formål for nyttiggjørelse av bioenergi. For om lag halvparten av verdens befolkning er biobrensler den viktigste av alle energikildene. Da er det først og fremst snakk om vedfyring og bruk av husdyrgjødsel. Men biobrenselet kan foredles til en rekke ulike brensler, avhengig av hva man ønsker å bruke den frigjorte energien til.

Hovedsaklig kan vi skille mellom fire typer biobrensler: Uforedlede faste biobrensler, foredlede faste biobrensler, biogass og flytende biobrensler.

Uforedlede faste biobrensler er oftest ved, flis, bark og halm, som kun er tørket og opphøgd råstoff, og som først og fremst er aktuelt i større forbrenningsanlegg.

Foredlede brensler kan være *briketter*, biobrensel som er komprimert til stavformede kubber med en diameter større enn 25 millimeter, *pellets*, biobrensel som er komprimert til små sylindere med en diameter mindre enn 25 mil-

limeter og med omtrent de samme håndterings-egenskaper som fyringsolje eller *trepulver*, pulverisert trevirke med partikkelstørrelser på under én millimeter. Biomasse kan også for- edles til *treull* ved pyrolyse. Det vil si oppvar- ming av biomassen til temperaturer over 300 grader Celsius i en oksygenfri atmosfære (Nobio 2001/2: 3).

Flytende biobrensler kan være bio-olje, bio- diesel eller bioetanol. *Bioolje* er oftest vege- tabilske oljer, men kan også framstilles fra fri- tyrfett, destruksjonsfett, fiskeolje og slakte- avfall. Spesielle dieselmotorer kan tilpasses bruk av vegetabilsk olje. *Biodiesel* produseres fra biooljer gjennom en kjemisk prosess som kalles forestring. Forbrenningsmessig likner biodieselen svært mye på diesel fra mineralolje og biodieselen kan brukes i transportsektoren, enten som eneste drivstoff eller i ulike inn- blandingsforhold. *Bioetanol* kan fremstilles av cellulose, sukker, poteter, beinmel eller korn. Bioalkoholene, som etanol, har et noe lavere energiinnhold enn diesel, men i en tilpasset motor kan alkoholer blandes i både bensin, autodiesel og biodiesel (Nobio 2001/2: 3). Brasil er verdensledende når det gjelder bruk av etanol til drivstoff, men også i Sverige kjører en rekke busser rundt med etanol som eneste drivstoff. Det samlede teoretiske poten- sialet for produksjon av biodrivstoff i Norge tilsvarer cirka 15 prosent av det totale driv- stoff-forbruket (NOU 1998/11: 243).

Biogass har tilnærmet samme bruksområde som regulær fossilgass, men som regel et noe lavere energiinnhold som følge av at metan- prosenten er noe lavere. Biogass kan brukes i kraftanlegg til el-produksjon eller som driv- stoff i transportsektoren. Det er tre hovedkilder til biogass. For det første kan biogass samles opp fra søppelfyllinger og benyttes til energi- formål. Dermed skåner man samtidig atmos- færen for direkteutslipp av den drivhussterke metangassen. For det andre kan biogass produ- seres ved at husdyrgjødsel, slakte- og fiske- avfall, kloakkslam og annet våtorganisk avfall pumpes inn i en gass tett reaktor som varmes opp. I Norge er det registrert 17 bioreaktorer til behandling av kloakkslam i renseanlegg (Nobio 2001/2: 4), men potensialet er mye større ikke minst i tilknytning til landbruket. Husdyrgjødselens egenskaper som jordforbed- rer reduseres ikke av å ha gjennomgått denne prosessen (Bellona 1999: 34). Dessuten kan

biogass produseres termokjemisk ved pyrolyse og gassifisering av trebrensel. På denne måten kan vi skaffe tilveie metan, propan og hydrogen, uten netto CO₂-utslipp.

Det kan også realiseres et visst bioenergi- potensial ved teknologiforbedringer. En utskif- ting av gamle forbrenningsanlegg, med mod- erne utstyr og økt bruk av foredlet bioenergi, vil kunne øke virkningsgraden fra 50-60% til opp mot 90% og gi en energigevinst på 2-3 TWh. Dette er energigevinst som først og fremst vil komme i husholdningssektoren, men frigjorte bioenergiressurser kan komme alle sektorer til gode (NOU 1998/11: 162).

Den samlede biomasseproduksjonen i Norge er på om lag 400 TWh i året. Av dette er 30,7 TWh teknisk utnyttbart (Nobio 2001/1: 4). Bioenergi bør først og fremst benyttes som erstatning for fyringsolje i forbindelse med oppvarming og innblandet som drivstoff. For hver terrawattime varme fra fyringsolje vi er- statte med bioenergi, vil Norges samlede ut- slipp av CO₂ reduseres med én prosent (Nobio 2001/3: 1). I EU brukes det i dag cirka 477 TWh bioenergi. EU har vedtatt en målsetning om at bioenergiproduksjonen skal økes til 1521 TWh i 2010 (Norges Forskningsråd 2001: 23)

Vindenergi

Norge har svært gode forhold for vindenergi. Faktisk har vi bedre vindressurser enn store vindkraftnasjoner som Danmark og Tyskland. I Norge er den gjennomsnittlige årlige vindhastigheten 50 meter over bakken på godt eksponerte kystlokaliteter cirka 8 m/s, og 9 m/s på steder med lokal akselerasjon (rygger og åser) (Norges Forskningsråd 2001: 34). I Danmark og Tyskland regnes 7 m/s for å være bra. Energiinnholdet i vinden øker proporsjonalt med vindhastigheten i tredje potens, og en får dermed over dobbelt så mye energi på en lokalitet med 8 m/s som på en med 6 m/s. Norge er derfor et land hvor vindkraft kan produseres relativt billig.

Det kartlagte tekniske potensialet for vindkraft i Norge er anslått til 12 TWh om en tar hensyn til naturvernområder, vanskelig tilgjengelighet, og liknende (Norges Forskningsråd 2001: 34). Et mindre restriktivt anslag er på hele 32 TWh. Det er en vedtatt politisk målsetning at det innen 2010 skal produseres 3 TWh med vindkraft i Norge. Vindkraft er et ypperlig

supplement til vannkraft. Vannmagasinene kan fungere som energilagre og veie opp for det at vindkraftproduksjonen kun foregår når det blåser.

Vindturbiner samles som regel i vindparker. Dette gjøres for å utnytte de beste vindlokalitetene maksimalt. Selve vindturbinene opptar bare cirka 1% av arealet i en vindpark, og jordbruk og annen næringsvirksomhet kan derfor fortsette mellom turbinene. Mange land er dessuten interesserte i ”offshore” vindparker, som er realiserbart forutsatt relativt grunt vann. Danmark har som mål å bygge ut 4000 MW vindkraft offshore innen 2030 (Norges Forskningsråd 2001: 37). Noe støy genereres fra vindturbinene og man tilråder 400 meters avstand til nærmeste bebyggelse for en enkeltstående vindturbin, og vel én kilometer for en hel park.

KWh-prisen for vindkraft avgjøres hovedsaklig av investeringsprisen, vinden er som kjent gratis. Totalinvesteringen for et stort vindkraftanlegg er nå på vel 7000 kr/kW. Med en brukstid på 3500 timer i året, en levetid på 25 år, realrente på 7% og en annuitetsfaktor på 0,086, gir dette en kWh-pris på 21 øre. Da er også driftsutgifter på 2% inkludert (Norges Forskningsråd 2001: 37). Vindkraft er dermed billigst av de nye fornybare energikildene, på sikt kan den bli billigst av samtlige energikilder.

Vindkraftproduksjonen er en næring i hurtig vekst. Tyskland er ledende med 6100 MW vindkraft installert ved utgangen av 2000 (Norges Forskningsråd 2001: 38). USA er nummer to, mens Spania er i ferd med å passere Danmark og innta tredjeplassen. Den årlige veksten i installert effekt i verden har variert mellom 22 og 37% fra 1995 til 2000 (Norges Forskningsråd 2001: 38). Norge er foreløpig en sinke med bare 13 MW installert effekt.

Solenergi

Mengden solenergi som treffer kloden i løpet av ett år utgjør vel 15.000 ganger hele verdens årlige energiforbruk. Over Norge er innstrålt solmengde 1700 ganger vårt årlige energiforbruk. De geografiske variasjonene, og sesongvariasjonene innenfor disse, er store.

Solenergien kan enten benyttes direkte til oppvarming (og nedkjøling) eller indirekte ved å produsere elektrisitet. Solenergi brukt direkte til oppvarming kalles ofte termisk solenergi. Det er her vi har det største potensialet i Norge. Alle bygninger har, bevisst eller ubevisst fra arkitektens side, en del passiv soloppvarming. For en typisk bolig utgjør dette vel 20% av det årlige oppvarmingsbehovet. For Norges del utgjør det anslagsvis 10 TWh. Potensialet for ytterligere utnyttelse av solenergi på denne måten er imidlertid beregnet til hele 20 TWh (Norges Forskningsråd 2001: 7). Det finnes en rekke tekniske og arkitektoniske løsninger som kan bidra til at dette potensialet realiseres. Her kan nevnes: Riktig dimensjonering og orientering av vindusåpninger, svartmalte sørvegger med høy varmekapasitet, sørvendte glasshus atskilt fra de oppvarmede delene, ”energi”-vinduer fylt med edelgass eller vakuumbindu med vakuumbeskyttelse mellom to glassplater og såkalte transparente isolasjonsmaterialer. Alle disse metodene regnes som *passiv* bruk av solenergi.

Solenergien kan også utnyttes direkte ved *aktive* anlegg. Det vil si at det monteres egne solfangere som absorberer varmen og transporterer denne til et forbrukssted. Oftest er et slikt system også tilkopledd et varmelager, gjerne med vann eller stein, for å ta høyde for at varmeinnstrålingen kommer til tider da det ikke er behov for varme. Det finnes en rekke ulike teknologier og anvendelsesområder for en slik form for aktiv soloppfangning. I Norge brukes dette først og fremst i forhold til høy- og korntørker. Totalt er det bygget over 300.000 m² med enkle solfangerløsninger for høy- og korntørker i Norge (Norges Forskningsråd 2001: 14). Foreløpige evalueringer av anleggene har vært så godt som utelukkende positive. EU har som mål at det skal være satt opp 100 millioner m² med solfangere innen 2010. Israel er det ledende landet i verden i forhold til solfangning. En million anlegg dekker varmtvannsbehovet i 83% av boligene i landet (Norges Forskningsråd 2001: 14).

Slike solfangere er blant de mest miljøvennlige energiteknologiene som eksisterer. I Sverige har man regnet ut at totalt energibehov for å produsere én kvadratmeter solfanger er på cirka 150 kWh. Det vil si at solfangeren bruker under ett halvt år på å tilbakebetale energiforbruket sitt (Norges Forskningsråd 2001: 14).

Solvarme kan også benyttes til nedkjøling, enten ved å øke den naturlige ventilasjonen gjennom oppdriftskrefter eller ved konvensjonelle kjøleprinsipp med absorpsjonskjøling gjennom kondensasjon og fordampning av et kuldemedium. Solvarmen kan også benyttes til å produsere elektrisitet direkte, ved å fokusere strålingen mot et brennpunkt og der produsere damp som driver dampturbiner. Dampturbinene trenger temperaturer opp mot 350 grader Celsius for å oppnå rimelig virkningsgrad, og fortsatt er denne teknologien umoden. Likefullt anses dette for å være den mest konkurransedyktige teknologien på sikt for el-produksjon fra nye fornybare energikilder, sammen med vindenergi. I Norge vil dette neppe bli aktuelt.

Den vanligste måten å produsere elektrisitet fra sol er imidlertid fortsatt ved hjelp av solceller som omdanner lys direkte til elektrisk energi. Denne teknologien baserer seg på den såkalte fotovoltaiske effekt, som ble oppdaget av Edmund Becquerel allerede i 1839 (Norges Forskningsråd 2001: 17). De første solcellene ble laget på slutten av 1800-tallet og var laget av selén. Det vanligste solcellematerialet i verden i dag er silisium. Norge er faktisk en storforbruker av solcelleanlegg, med over 100.000 installerte anlegg, hovedsaklig i hytter og fritidshus uten tilknytning til el-nett. Dessuten er rundt 2000 fyrenheter, det vil si vel halvparten av kystdirektoratets fyrenheter, elektrifisert med solceller (Norges Forskningsråd 2001: 20). Gjennom ScanWafer ASA har dessuten Norge en av verdens ledende produsenter av silikon-wafere til solcellepanel.

Bølgeenergi

Det finnes ulike teknologier for å omdanne bølgeenergi til elektrisk energi. Den vanligste metoden er at bølgebevegelsen benyttes mekanisk til å pumpe vann under trykk gjennom en turbin som driver en elektrisk generator. I motsetning til den moderne vindkraftteknologien er bølgekraftsteknologien fortsatt på et tidlig utviklingsstadium, og det er følgelig vanskelig å komme med realistiske kostnadsanslag for installasjon og energiproduksjon. Et dansk utviklingsprogram regner med en produksjonskostnad på over én krone per kWh, mens interessentene bak OWC-anlegget på Islay i Australia tror det er mulig å komme ned i en pris på 30 øre/kWh om fem år (Norges Forskningsråd 2001: 45). I Norge kan neppe

mer enn 0,5 TWh bølgekraft realiseres innen de nærmeste 20 årene (NOU 1998:11: 258).

Geotermisk energi

Geotermisk energi kalles også jordvarme. Temperaturen i selve jordkloden stiger i gjennomsnitt med 30-35 grader Celsius per kilometer dybde fra jordoverflaten, men temperaturen varierer sterkt med de geologiske strukturene. Ved fem kilometers dyp kan temperaturen variere fra 70 til mer enn 500 grader Celsius (NOU 1998/11: 250). Fem kilometer regnes dessuten som det maksimale dyp for praktisk uttak av varme. Av geotermisk energi på store dyp stammer 70% av energimengden fra radioaktiv spalting i de øvre 30 km av jordskorpen og 30% er nedkjøling av jordens indre (Norges Forskningsråd 2001: 56). Geotermisk energi blir dermed blant de få energikildene som i siste instans ikke har sitt opphav i solen.

Geotermisk energi kan både produsere elektrisitet eller brukes til varme direkte. Det tekniske potensialet i Norge ned til fem km er anslått til 64 TWh per år, men bare en svært liten del av dette kan utnyttes til konkurransedyktige priser. Potensialet er dessuten lavtemperert og egner seg kun til oppvarming (Norges Forskningsråd 2001: 56).

Saltkraft

Saltkraft baserer seg på prinsippet om at saltløsninger trekker til seg vann fra sine omgivelser, og slik danner et osmotisk trykk. Den osmotiske trykkforskjellen mellom sjøvann og ferskvann tilsvarer en vannsøyle på om lag 270 meter (Norges Forskningsråd 2001: 57). Ved hjelp av ny membranteknologi er det mulig å bygge saltkraftanlegg på steder hvor ferskvann og saltvann naturlig møtes (elveutløp), og utnytte denne trykkforskjellen til kraftproduksjon. Fortsatt foregår det utviklingsarbeid med hensyn til egnede membraner. Statkraft anslår at dette utviklingsarbeidet vil vare i fem år, men at saltkraft kan være kommersielt tilgjengelig i Norge fra 2010.

Det er beregnet et teoretisk energipotensial i Norge fra saltkraft på 250 TWh, hvorav det praktisk utnyttbare potensialet anslås til vel en tidel av dette, altså omkring 25 TWh. Det antas at saltkraft kan produseres til kWh-priser som

er konkurransedyktige med annen ny fornybar energi.

Varmepumper

Varmepumper kan utnytte energien i varmekilder med relativt lav temperatur, som luft, jord, berggrunn, sjøvann og ferskvann. Sjøvann egn seg spesielt godt, fordi temperaturen holder seg relativt høy gjennom hele fyringssesongen.

All varme strømmer naturlig fra steder med høy temperatur til steder med lavere temperaturer. I en varmepumpe overføres varme andre veien, fra kalde omgivelser til et varmere medium. De fleste varmepumper drives på elektrisk kraft, men varmen som overføres er typisk to til fire ganger så stor som den tilførte elektriske energien. Varmepumper kan også drives på gass eller varme fra industriprosesser. Varmepumper er avhengige av et kulde-

medium, og tidligere ble de ozonnedbrytende mediene KFK og HKFK brukt. I dag finnes miljøvennlige alternativ som CO₂, ammoniakk og propan.

Ved utgangen av 2000 var det installert over 30.000 varmepumpeanlegg i Norge, og varmepumper utgjorde dermed det fjerde største bidraget til energiforsyningen i Norge (Norges Forskningsråd 2001: 59). Totalt bidro varmepumpene med 4,5-5,0 TWh, hvorav industrien stod for vel halvparten.

En varmepumpesentral utformes som regel med en eller flere varmepumpeaggregater for dekning av grunnlastbehovet, og med en eller flere fyrkjeler for dekning av spisslastbehovet. Spisslasten kan dekkes med biogass og fossilgass.

Konklusjoner og tilrådinger

Norge står nå ved et energipolitisk veiskille. Spørsmålet er om vi skal legge politisk til rette for introduksjon av en ny fossil hovedenergibærer, eller om vi skal satse på de fornybare alternativene. Alle tekniske innretninger for energiproduksjon og –distribusjon har begrenset levetid og vil i løpet av en viss tid bli stengt av tekniske årsaker. Om vi ikke innfører nye energikilder som forurensere, vil utslippene av seg selv gå nedover mot null. Om vi utelukkende satser på de utslippsfrie alternativene, som hydrogen og fornybar energiproduksjon, vil vi i løpet av få år ha et forurensningsfritt energiforbruk.

Det ligger liten eller ingen miljøgevinst i å erstatte en oljefyr som likevel snart skulle ha blitt byttet ut, med et gassbasert oppvarmingssystem med en levetid på mange tiår. Det ligger slett ingen gevinst i å bytte ut eksisterende dieselbusser med fossilgassbusser når de nye dieselbussene allerede er bedre enn gassbussene på utslipp av klimagasser og de utslippsfrie hydrogenbussene vil være økonomisk konkurransedyktige om ti til femten år. Og det ligger ingen gevinst i å erstatte bruken av fossile energikilder i

industrien med fossilgass, når vi allerede i dag kunne erstatte kull og olje med trekull og alternative brensler.

Et omfattende rørrnett for distribusjon av gass vil gi oss et forurensningsproblem i lang tid framover. Når gassrøret først er lagt, er investeringen gjort, og selskapet vil ha økonomisk interesse av å ha høyest mulig volum fossilgass i rørene. Vi vil dermed låse oss til en forurensende energibærer som det vil bli dyrt og vanskelig å kvitte seg med igjen.

På de områder der fossilgass bør tas i bruk, må det skje på en slik måte at vi ikke låser energiforsyningen til den fossile gassen. I praksis betyr det at tørrgass levert i rør aldri kan bli en god idé i Norge, mens CNG og LNG, distribuert med godstrafikk kan forsvares til enkelte formål.

Fra før har Norge et svært godt utbygd elektrisitetsnett. Som jeg har vært inne på, arbeider nå myndighetene for å supplere dette med et utstrakt fjernvarmenett. Dessuten er det et tidsspørsmål før hydrogen vil etablere seg som den utslippsfrie energibæreren. Hydrogen

kan produseres lokalt fra fornybar energi, men det vil sannsynligvis også bli bygget storskala hydrogenfabrikker med rørdistribusjon av hydrogen. Denne hydrogendistribusjonen kan ikke benytte det rørsystemet som planlegges brukt for fossilgassdistribusjon i Norge, fordi disse er planlagt som plastrør med lavt trykk.

Dermed vil en nasjonal infrastruktur for fossilgass utgjøre en fjerde infrastruktur for energi i landet. Det er ikke bare dårlig miljøpolitikk, det er også elendig samfunnsøkonomi. Om ikke Stortinget holder hodet kaldt når den norske fossilgassatsingen skal utformes, kan norsk energipolitikk ende i en fossil blindgate!

Kilder

- Aebiom 1999: Position paper of Aebiom. The European heat market and the Kyoto protocol (www.ecop.ucl.ac.be/aebiom/)
- Beutler, M. og Naumann, M. 1998: „Erdgas – Ein alternativer Kraftstoff für den Verkehrssektor“. I *Automobiltechnische Zeitschrift (ATZ)*, September, 1998
- Bellona 1999: Grønn kraft og varme. Miljøeffektive energiløsninger i det 21. århundre, Bellona Rapport nr. 3, 1999
- Bellona 2002: Hydrogen. Status og muligheter, Bellona Rapport nr. 6, 2002
- CARB 2002: www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/zevprog.htm
- Cicerone 1/2002: Tidsskrift utgitt av Cicero – Senter for klimaforskning, Oslo, 2002
- Civitas 2000: Miljøvennlig teknologi for kollektivtrafikk i Bergensområdet. Temanotat: Utslipps- og kostnads karakteristika for aktuell teknologi, Selvig, E. og Bang, J., Civitas, på oppdrag fra Hordaland fylkeskommune og Bergen kommune, 2001
- Civitas 2000b: Stølan A., Gillebo R., Selvig E og Bang J. R., Miljøvennlig teknologi for kollektivtrafikk i Bergensområdet. En analyse av utslipp og kostnader ved bruk av ulike teknologier, Civitas, på oppdrag fra Hordaland fylkeskommune og Bergen kommune, 2001
- Finnes 2002: Personlig samtale med Sindre Finnes, Prosessindustriens Landsforening
- Fridtjof Nansens Institutt 2002: Juridiske- og institusjonelle betraktninger omkring deponering av CO₂, Christiansen Atle m.fl, Fridtjof Nansens Institutt, 2002
- GasLex 2001: www.gassmagasinet.no
- Gassmagasinet 1/2002: ”Gassmagasinet. Nyhetsmagasin om energi og gass”, nr 1/2002, Årgang 7
- Gassteknologiutvalget 2002: Gassteknologi, miljø og verdiskaping, Gassteknologiutvalget, 2001
- Hart 1998: ”Hydrogen Power: The commercial future of the ultimate fuel”, ISBN 1853347604, Financial Times Energy Publishing, London
- Havskjold 2001: Morgendagens energisystem. Behov for planlegging?, rapport fra Calor Consult AS, på oppdrag fra Energi-bedriftenes Landsforening, prosjektansvarlig: Monica Havskjold, 2001
- Hohle 2001: Bioenergi. Miljø, teknikk og marked, Erik Eid Hohle (red.), Energi-gården, 2001
- Innst. S. Nr. 240 2001-2002: Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Norsk klimapolitikk og om Tilleggsmelding til Norsk klimapolitikk. St. meld. Nr. 54 (2000-2001) og St. meld. Nr. 15 (2001-2002)
- Hordaland Fylkeskommune 2002: Evaluering av gassbussprosjektet. Notat 25. januar 2002, Hordaland Fylkeskommune, Bergen, 2002
- Kyoto 1997: ”Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change”, vedtatt på tredje sesjon av Conference of the Parties, under UNFCCC i Kyoto, desember 1997
- LO 2001: Ta naturgassen i bruk!, Arent M. Henriksen m. fl, (LO/Ap-utvalget), LO/Ap, 2001
- Natur og Miljø Bulletin 8/2002, Norges Naturvernforbund, Oslo, 2002
- Nobio 2001: Bioenergi og miljø, Nobio Norsk Bioenergiforening, Oslo, 2001

- Nobio 2001/1: Dette er bioenergi, Faktaark 1/2001, Nobio Norsk Bioenergiforening, Oslo, 2001
- Nobio 2001/2: Biomasse – en energikilde!, Faktaark 2/2001, Nobio Norsk Bioenergiforening, Oslo, 2001
- Nobio 2001/3: Bioenergi i et miljøperspektiv, Faktark 3/2001, Nobio Norsk Bioenergiforening, Oslo, 2001
- Nobio 2002/2: Fjernvarme, Faktark 2/2002, Nobio Norsk Bioenergiforening, Oslo, 2002
- Norges Forskningsråd 2001: Nye fornybare energikilder. Revidert utgave 2001, Kan Energi AS, finansiert og utgitt av Norges Forskningsråd i samarbeid med Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2001
- OED 2001: Fakta 2001. Norsk Petroleumsvirksomhet, Olje- og energidepartementet, 2001
- OED 2001b: Miljø 2001. Petroleumssektoren i Norge, Olje- og energidepartementet, 2001
- Picard, Dave, pers. komm oktober 2002 Clearstone Engineering, Kanada.
- Samferdselsdepartementet 1995: Naturgass i transportsektoren, Samferdselsdepartementet, 1995
- Samferdselsdepartementet 2002: <http://www.odin.dep.no/sd/norsk/aktuelt/pressem/028031-070092/index-dok000-b-n-a.html>
- OED 2002: Strategi for utbygging av vannbåren varme, Olje- og energidepartementet, 2002
- Sem-erklæringen 2001: Politisk grunnlag for en Samarbeidsregjering, Utgått av Høyre, Kristelig Folkeparti og Venstre, 2001
- SFT 2000: Reduksjon av klimagassutslipp i Norge. En tiltaksanalyse for 2010, Statens forurensningstilsyn 2000
- SFT 2001: Utslipp av klimagasser i Norge. Historisk utvikling, Statens forurensningstilsyn, 2001
- SINTEF Energiforskning 2000: Hydrogen-samfunnet – en nasjonal mulighetsstudie, Prosjektansvarlig: Hanne Marie Kvamsdal, SINTEF Energiforskning, 2002
- Skjeggerud 2002: Personlig samtale med Kjell Skjeggerud, fabrikkjef NorCem, 2002
- Stangeby m.fl. 1999: Reisevaner i Norge 1998, Ingunn Stangeby, Jan Vidar Haukeland og Anne Skogli, TØI-rapport 418/1999, Transportøkonomisk Institutt, Oslo
- Statistisk sentralbyrå 2002: <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energiregn/>
- Statistisk sentralbyrå 2002b: Energivarebalanse for Norge 2001. Foreløpige tall.
- St. meld. nr. 44 (1994-1995): Norge som gassnasjon – bruk av naturgass i Norge
- St. meld. nr. 24 (2000-2001): Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- St. meld. nr. 54 (2000-2001): Norsk klimapolitikk
- St. meld. nr. 15 (2001-2002): Tilleggsmelding til St. meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk Klimapolitikk
- Stor-Oslo Lokaltrafikk 2000: Hydrogenbussprosjektet i Oslo. Fase 1999-2000. Med framtiden i tankene..., Stor-Oslo Lokaltrafikk, Oslo, 2000
- Svenska Naturskyddsföreningen m fl. 1999: Behöver Sverige mer fossilgas? 12 frågor och svar om ett nytt fossilgasnät, Svenska Naturskyddsföreningen, Svebio og Lantbrukarnas Riksförbund, 1999
- Trondheim Energiverk 2002: Utvidelse av avfallsforbrenningsanlegget ved Heimdal varmesentral – En kort orientering, Trondheim Energiverk (www.tev.no), 2002
- Trondheim Energiverk 2002b: Fjernvarme i Trondheim – for et bedre miljø, Trondheim Energiverk (www.tev.no), 2002