

Særskilt vedlegg nr. 1 til NOU 2004: 11

Hydrogen som fremtidens energibærere

Rapport utarbeidet av en ekspertgruppe for produksjon og stasjonært bruk av hydrogen

Til Olje- og energidepartementet

Olje- og energidepartementet nedsatte 20. juni 2003 en ekspertgruppe som skulle utarbeide en rapport om produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen, samt stasjonært bruk av hydrogen til energiformål. Nedsettelsen av ekspertgruppen var knyttet til oppnevningen av et utvalg som skulle fremme forslag til videre norsk satsing på hydrogen som energibærer gjennom utforming av et nasjonalt hydrogenprogram. Rapporten fra ekspertgruppen danner et faglig grunnlag for hydrogenutvalgets arbeid med å løse sitt mandat.

Ekspertgruppen har på enkelte områder samarbeidet med en tilsvarende ekspertgruppe for bruk av hydrogen i transportsektoren nedsatt av Samferdselsdepartementet.

Rapporten er enstemmig

Oslo, 1. mai 2004

Hanne Lekva
leder

Ragne Hildrum

Ronny Glöckner

Geir Vollsæter

Johan Hustad

Fritjof Salvesen
sekretariatsleder

Innhold

	Sammendrag	7	4.2.1	Flytendegjøring	52
Del I	Introduksjon og bakgrunn	11	4.2.2	Tanker for flytende hydrogen	52
1	Innledning	13	4.2.3	Kryogene trykktanker	53
1.1	Bakgrunn	13	4.3	Lagring av hydrogen i fast fase	53
1.2	Mandat og sammensetning	13	4.3.1	Interstitielle metallhydrider	54
1.3	Arbeidsmetode og rapportens oppbygging	14	4.3.2	Komplekse metallhydrider	54
2	Hydrogen i Energisystemet	16	4.4	Andre lagringsmetoder	55
2.1	Energibæreren hydrogen	16	4.4.1	Natriumhydrid og natrium- og litium borhydrider	55
2.2	Den norske energisituasjonen	17	4.4.2	Mikrokuler av glass	55
2.3	Den nordiske energisituasjonen ...	18	4.4.3	Mikroporøse materialer	56
2.4	Den europeiske energisituasjonen .	21	4.4.4	Kryo-adsorpsjon på aktivert karbon	56
2.5	Drivkrefter for stasjonært bruk av hydrogen i Norge	22	4.4.5	Nanomaterialer av karbon	56
2.6	Hydrogen fra naturgass	25	4.4.6	Organiske hydrider og fullerener ..	56
2.7	Hydrogen fra fornybare energikilder	27	4.4.7	Andre	57
2.8	Sikkerhet	30	5	Transport og distribusjon av hydrogen	58
Del II	Teknologisk status	31	5.1	Lastebiltransport	58
3	Produksjon av Hydrogen	33	5.2	Transport i rørledninger	59
3.1	Innledning	33	5.2.1	Hydrogen	59
3.1.1	Dampreforming (SMR)	35	5.2.2	Hydrogen innblandet i naturgass (HCNG)	59
3.1.2	Partiell oksidasjon (POX)	37	5.3	Transport på skip	60
3.1.3	Autotermisk reformering (ATR) ...	38	6	Stasjonære sluttbrukerteknologier	61
3.1.4	Termokatalytisk cracking av metan	38	6.1	Innledning	61
3.1.5	Carbon Black og Hydrogen Prosessen	38	6.2	Forbrenningsteknologier	61
3.1.6	Plasma reformeringsprosess	39	6.2.1	Hydrogenbrenner	61
3.2	Hydrogen fra biomasse	39	6.2.2	Forbrenningsmotor (ICE)	62
3.2.1	Dampgassifisering	39	6.2.3	Gassturbiner	63
3.3	Hydrogen fra vann	41	6.3	Brenselceller til kraft- og kraftvarme produksjon	63
3.3.1	Elektrolyse	41	6.3.1	Polymerelektrolytt brenselceller (PEMFC)	64
3.3.2	Fotoelektrokjemisk produksjon av hydrogen	42	6.3.2	Alkaliske brenselceller (AFC)	65
3.3.3	Syntetisk fotosyntese	43	6.3.3	Fosforsyre brenselceller (PAFC) ..	66
3.3.4	Termokjemisk splitting av vann ...	43	6.3.4	Smeltekarbonat brenselceller (MCFC)	66
3.4	Biohydrogen	44	6.3.5	Fastoksid brenselceller (SOFC) ...	67
3.4.1	Fotobiologisk produksjon av hydrogen	44	6.3.6	Aktiviteter innen brenselceller	68
3.4.2	Produksjon av hydrogen via en «mørk fermenteringsprosess»	45	6.4	Fremtidig utvikling	69
4	Lagring av hydrogen	47	6.5	Hydrogenanriket komprimert naturgass (HCNG) i sluttbruk	69
4.1	Komprimert hydrogen	49	7	Stasjonære hydrogensystemer – Demoanlegg	71
4.1.1	Kompresjon	49	7.1	Sentral generering	71
4.1.2	Tanker for komprimert hydrogen ..	50	7.2	Distribuert generering	72
4.2	Flytende hydrogen	52	7.3	Fyllestasjoner	74

Del III	Energikjeder, anbefalinger og virkemidler	77	10.2	Overskudd fra vindkraft	96
8	Energikjeder	79	10.3	Desentral energiforsyning	96
8.1	Begrunnelse for bruk av energikjeder	79	10.4	Hydrogen/HCNG som lav-NO _x brensel	97
8.2	Sentral generering	80	11	Anbefalte satsingsområder for næringsutvikling	98
8.2.1	Definisjon av sentrale kjeder	80	11.1	Storskala hydrogenproduksjon fra naturgass med CO ₂ fangst	98
8.2.2	Resultater	81	11.2	Elektrolysørteknologi	99
8.3	Distribuert generering	83	11.3	Lagringsteknologi	99
8.3.1	Definisjon av distribuerte energikjeder	83	11.4	Sluttbrukerteknologi	99
8.3.2	Resultater	85	11.5	Småskala reformere med CO ₂ -fangst	99
8.4	Analyser av energikjedene	86	12	Virkemidler for satsing på hydrogen i Norge	100
8.5	Forutsetninger for analysen	89	12.1	Forskning og utvikling	100
8.5.1	Generelle forutsetninger	89	12.2	Plan for demonstrasjonsprosjekter	101
8.5.2	Sentral generering av hydrogen	90	12.3	Tilretteleggelse av virkemidler for markedsintroduksjon	101
8.5.3	Desentral generering av hydrogen	90	12.4	Finansiering	102
9	Utviklingstakten fram mot hydrogen- og elektrisitetssamfunnet	92	Vedlegg		
9.1	Framtidsbilder	92	1	Forkortelser og definisjoner	104
9.2	Lærekurver	93	2	Dataark	106
10	Anbefalte satsingsområder for energiforsyning	95			
10.1	Hydrogenproduksjon fra naturgass med CO ₂ -fangst	95			

Sammendrag

Hydrogen er en energibærer og ikke en energikilde. Dette fordi hydrogen ikke finnes fritt i naturen og derfor må produseres fra en hydrogenholdig forbindelse. Slike hydrogenholdige forbindelser kan for eksempel være fossile kilder eller vann. På verdensbasis produseres 95 prosent av hydrogenet fra fossile kilder mens 4 prosent produseres fra vann ved hjelp av elektrolyse. Kun 1 prosent av det hydrogenet som produseres benyttes til energiformål. I stasjonær sektor må hydrogen konkurrere med blant annet olje og elektrisitet, og det vil bare være i spesielle tilfeller at hydrogen er et reelt alternativ til disse. I Norge produseres hydrogen i dag som råstoff til videre bruk i industrielle produkter som kunstgjødsel, metanol og raffinerte oljeprodukter.

Forsyningsmessig er Norge i en særstilling internasjonalt. Norge produserer om lag 10 ganger mer energi enn vi bruker innenlands. Norge er således en stor eksportør av energi. Norsk elproduksjon er basert på over 99 prosent vannkraft. Norge er en del av det integrerte nordiske kraftmarkedet og svikt i vannkraftproduksjonen kan dermed fordeles på et større marked. Dette øker forsyningsfleksibiliteten og bedrer Norges forsyningssikkerhet. Norges kraftbalanse har blitt strammere de siste 10 år. I dag er Norge netto importør av elektrisk kraft i et normalår.

Den viktigste drivkraften for introduksjon av hydrogen i det norske energisystemet er miljøhensyn. Hydrogen gir ingen skadelige utslipp ved bruk. Norge har betydelige utfordringer i arbeidet med å redusere utslippene av klimagasser i henhold til Kyotoavtalens forpliktelser¹. Hydrogen er imidlertid en langsiktig mulighet som ikke vil kunne få betydning innen Kyotoavtalens tidsperspektiv (2012), men vil kunne bidra til å oppnå Kyotoavtalens eventuelle etterfølgere.

Hydrogen vil ikke kunne spille en rolle i stasjonær energiforsyning på kort sikt. På lang sikt vil

hydrogen kunne spille en rolle dersom miljø får en sentral rolle i global energipolitikk. Et slikt energisystem vil bestå av CO₂-fritt hydrogen og elektrisitet i samspill og kan beskrives som et hydrogen- og elektrisitetssamfunn.

Hydrogen produsert fra naturgass vil gi utslipp av CO₂. Fangst, transport og lagring av CO₂ er derfor en forutsetning for en CO₂-fri hydrogenproduksjon. Produksjon av hydrogen kan kombineres med kraftproduksjon ved at naturgassen omdannes til hydrogenrik gass og CO₂ skilles ut før forbrenning. Utskilt CO₂ må deretter tørkes, komprimeres og transporteres til en egnet geologisk formasjon for lagring eller for bruk til å øke oljeutvinningen. Norsk sokkel er nå inne i en fase hvor oljefelt nærmer seg haleproduksjon. Dette åpner muligheten for å bruke CO₂ til økt oljeutvinning på de felt hvor dette er en egnet løsning. Bruk av CO₂ til økt oljeutvinning gjør at CO₂ får en verdi. Dette vil kunne være nøkkelen til å utløse gasskraft med CO₂-håndtering og dermed hydrogenproduksjon på sikt.

Hydrogen produsert fra vann ved elektrolyse gir ikke utslipp av CO₂ dersom elektrisiteten som elektrolysøren benytter er basert på fornybare energikilder. Dersom elektrisiteten er basert på naturgass må CO₂ utslipp fra elproduksjonen håndteres. Bruk av overskuddselektrisitet fra vindkraft er den mest aktuelle fornybare energikilden i et slikt system for norske forhold.

Ekspertgruppen har identifisert energikjeder for produksjon og stasjonær bruk av hydrogen som er relevante for norske forhold. Dette gjør det mulig å sammenlikne kjeder hvor hydrogen inngår som energibærer med andre energibærere som elektrisitet og salgsgass. For de utvalgte kjedene er det gjennomført beregninger av CO₂-utslipp, virkningsgrad og forventede kostnader for alle elementene i energikjeden.

Energikjeder der hydrogen produseres fra vind er mest konkurransedyktig når hydrogenet brukes som energilager. Det innebærer at hydrogen produseres fra overskudds vindkraft som ikke har alternative avsetningsmåter og hydrogenet benyttes til å produsere elektrisitet når vindforholdene gjør at elektrisitetsbehovet ikke kan dekkes av

1. Kyoto-avtalen, internasjonal avtale inngått i Kyoto, Japan, 10/12 1997 om reduksjon av drivhusgasser. Industrilandene forpliktet seg til å redusere sine utslipp av slike gasser med 5,2 % innen perioden 2008–12 i forhold til nivået i 1990. Avtalen trer i kraft når den har blitt ratifisert av minst 55 av landene som samtidig må stå for minst 55 % av utslippene.

vind alene. Under slike forhold kan vindkraften regnes som gratis overskuddskraft.

Energikjeder hvor hydrogen produseres fra naturgass viser seg å ha lavere kostnader enn vindkraftkjedene. Dette på tross av at naturgasskjedene genererer elektrisitet i en så stor skala at distribusjonskostnader via nettet må medregnes. Dette gjelder også når overskuddskraften fra vind er gratis og hydrogen produseres fra naturgass hvor kostnader med CO₂-fangst er inkludert. Hovedårsaken til dette er høye kostnader forbundet med elektrolyse på grunn av lav brukstid i stasjonære anvendelser. Enten produseres det kun når det er overskuddskraft tilgjengelig eller så har hydrogenet rollen som back-up system med en brukstid som begrenses av hydrogenlageret. Dette er forskjellig fra hvordan sluttbruk av hydrogen fra fyllestasjoner vil kunne være. I dette tilfellet vil elektolysører som er koblet til kraftnettet kunne ha en høyere brukstid basert på jevn tilgang på kraft og jevnt avtak.

Resultatene viser at infrastruktur for transport av hydrogen er kostbart. Det er derfor mest lønnsomt å samlokalisere produksjon og sluttbruk av hydrogen. Hydrogenanriket naturgass (HCNG) kan imidlertid være en interessant mellomløsning. Som energibærer vil HCNG være egnet både til stasjonær bruk og i transportsektoren. HCNG vil kunne bruke eksisterende infrastruktur for gass og kan derfor være et skritt på veien mot realisering av et hydrogen- og elektrisitetssamfunn.

Innen sluttbrukerteknologi viser analysene at energikjeder med høytemperatur brenselceller, som virker attraktive ut fra brenselcellenes høye virkningsgrader og lave utslipp, kommer vesentlig dyrere ut enn energikjeder med turbin. Dette på tross av at det er benyttet forventede kostnadsdata for brenselceller i 2015 som ligger en tierpotens under dagens kostnader. Det forventes derfor at turbiner og motorer vil være aktuelle sluttbrukerteknologier for hydrogen i flere tiår framover. Likevel vil det være av avgjørende betydning at brenselcelleteknologi får et gjennombrudd for at hydrogen skal bli vanlig som energibærer.

Bruk av virkningsgrader for sammenlikning av energikjeder kan gi upresise svar, da bruk av nedre eller øvre brennverdi kan gi ulikt utslag for ulike typer brenslers. Dessuten vil det være mulig å øke systemvirkningsgraden dersom produksjonen foregår distribuert og anleggene kan dimensjoneres etter lokale varmebehov. I stasjonære energikjeder vil det derfor hovedsaklig være kostnader og CO₂-utslipp som må vurderes opp mot hverandre. Basert på europeiske kvotepriser for CO₂ og forventede avgifter ved ikke å oppfylle kvotefor-

pliktelsene, viser resultatene fra energikjedeberegningene tiltakskostnader som er vesentlig høyere enn avgiftsnivået.

I sine anbefalinger legger ekspertgruppen til grunn en framtid som vil følge utviklingsbaner som i dag er synlige, da overgang til en ny energibærer med tilhørende infrastruktur er en langsom samfunnsprosess. Dersom brenselceller og ny teknologi for hydrogenlagring får et gjennombrudd teknisk så vel som økonomisk, vil deler av transportsektoren kunne ta disse nye teknologene i bruk i stor utstrekning. Utfordringene kommer i høy grad til å være knyttet opp mot tilgjengeligheten av hydrogen i et utstrakt distribusjonsnett. Det er sannsynlig at flåteanvendelser av hydrogen vil komme før utstrakt anvendelse i privatbilsektoren.

For stasjonære anvendelser er bildet mer sammensatt, og distribusjonssystemet vil være mindre kritisk fordi man kan anvende hydrogen på et mindre antall sentrale steder til å produsere elektrisk kraft som kan distribueres ved bruk av eksisterende infrastruktur. Bruk av hydrogen i mer konvensjonelle sammenhenger som motorer, turbiner og brennere er teknisk mulig allerede i dag. Dette gjør anvendelsen av hydrogen mindre avhengig av et gjennombrudd av ny teknologi. Kostnadsreduksjon vil være hovedutfordringen innen stasjonære anvendelser. I dag koster hydrogen fremstilt fra naturgass anslagsvis dobbelt så mye som naturgasen, og et tilsvarende relativt kostnadsbilde eksisterer for hydrogen fremstilt ved elektrolyse i forhold til elektrisk strøm.

Ekspertgruppen har redegjort for teknologisk status for produksjon, distribusjon, lagring og stasjonær sluttbruk av hydrogen. Resultatet viser at det gjenstår mye forskning og teknologiutvikling før hydrogenteknologi blir kommersiell teknologi. Ekspertgruppen anbefaler følgende fire satsingsområder for energiforsyning:

- Hydrogenproduksjon fra naturgass med CO₂ håndtering
- Hydrogen produsert fra overskudds vindkraft
- Desentral produksjon av hydrogen
- Hydrogenanriket naturgass (HCNG)

Den internasjonale satsing på hydrogenteknologi og introduksjon av hydrogen i energisystemet er i sterk vekst. Ved å legge til rette for en satsing på næringsutvikling innen de områder hvor norske miljøer i dag har en sterk konkurransemessig posisjon, vil det skapes muligheter for økt verdiskapning for norske aktører. Ekspertgruppen anbefaler følgende satsingsområder for næringsutvikling:

- Storskala hydrogenproduksjon fra naturgass med CO₂ fangst

- Elektrolyserteknologi
- Lagringsteknologi
- Sluttbrukerteknologi
- Småskala reformere med CO₂-fangst

For både energiforsyning og næringsutvikling innen området hydrogenproduksjon fra naturgass, anbefales det å satse på en teknologi hvor elektrisitet og hydrogen samproduseres. Dette gir mulighet for å skaffe verdifull erfaring fra hydrogenproduksjon samtidig som det også finnes en avsetningsmulighet i elektrisitetsmarkedet.

Den viktigste forutsetningen for å lykkes med å introdusere hydrogen i energisystemet vil være

økt satsing på forskning, utvikling og demonstrasjon av hydrogenteknologi. Norsk innsats på hydrogenområdet bør i stor grad samordnes og harmoniseres med hovedsatsingene på hydrogenområdet internasjonalt. Sammenlignet med andre lands satsing på hydrogenforskning, og sett i lys av de muligheter som finnes for næringsutvikling og miljøforbedringer basert på norske naturressurser og norsk teknologi, er dagens satsing på hydrogenforskning i Norge beskjeden. Norge kan således ikke forventes å ta en ledende rolle i hydrogenforskning internasjonalt uten en vesentlig økning av denne innsatsen. Det er av avgjørende betydning at en satsing får en langsiktig og forutsigbar karakter.

Del I
Introduksjon og bakgrunn

Kapittel 1

Innledning

1.1 Bakgrunn

Regjeringen gikk i St.meld. nr. 9 (2002–2003) «Om innenlands bruk av naturgass mv» (Gassmeldingen) inn for å øke satsingen på hydrogen og legge til rette for et større nasjonalt hydrogenprogram. Ved behandling av meldingen ba en samlet Energi- og miljøkomité regjeringen om å opprette et nasjonalt hydrogenutvalg med følgende begrunnelse:

«Hydrogen kan komme til å få en viktig rolle i framtidens energisystem både som energibærer og som bidrag til bedre miljø ved at hydrogen ikke har noen miljøskadelige utslipp ved bruk. Norge har solid erfaring i produksjon av hydrogen, både på basis av fornybar energi og fossile råstoffer, og har etablert industri innenfor ulike hydrogenområder. Det fins samtidig forskningskompetanse av høy kvalitet innenfor viktige nisjeområder. Norge har også store gassressurser som representerer en naturlig kilde for storskala hydrogenproduksjon. Forholdene ligger derfor godt til rette for økt bruk av hydrogen i Norge, og for framtidig norsk eksport av hydrogenrelatert teknologi og kompetanse.

Med dette som utgangspunkt, vil det være et mål for myndighetene å legge forholdene best mulig til rette for økt satsing på utvikling av hydrogenrelatert teknologi og hydrogen som energibærer i Norge»

Dette er bakgrunnen for at Olje- og energidepartementet i tett samarbeid med Samferdselsdepartementet ved kongelig resolusjon av 20.06.03 nedsatte et offentlig utvalg som skulle se på hydrogen til stasjonært bruk og til transportformål. Utvalget skulle bygge på grunnlagsarbeid fra to ekspertgrupper, en for produksjon og stasjonær bruk og en for transport.

Ekspertgruppen for transport er nedsatt av Samferdselsdepartementet. Gruppen skal i sitt arbeid fokusere på bruk av hydrogen og nullutslippsteknologi i transportsektoren.

Ekspertgruppen for produksjon og stasjonær bruk er nedsatt av Olje- og energidepartementet. Gruppen skal i sitt arbeid fokusere på produksjon,

lagring og distribusjon av hydrogen, samt stasjonært bruk av hydrogen til energiformål.

Denne rapporten er resultatet av den sistnevnte ekspertgruppes arbeid.

1.2 Mandat og sammensetning

Ekspertgruppens oppgaver er presentert i mandat fra Olje- og energidepartementet av 10.09.03:

«Ekspertgruppen for produksjon og stasjonært bruk av hydrogen skal utarbeide en rapport som skal danne et faglig grunnlag for Hydrogenutvalgets arbeid med å løse sitt mandat.

Gruppen skal redegjøre for status når det gjelder produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen, samt stasjonært bruk av hydrogen til energiformål, både nasjonalt og internasjonalt, herunder

- teknologisk status
- funksjonalitet
- kostnader
- infrastruktur
- tidsaspekter knyttet til FoU og markedsintroduksjon
- virkemidler

Det legges til grunn at det er god kontakt mellom ekspertgruppene for henholdsvis stasjonær bruk og transport slik at man kan oppnå en god arbeidsdeling og i størst mulig grad unngår dublering av arbeid.

Gruppen skal videre:

- Identifisere og kartlegge muligheter, barrierer og drivkrefter (både tekniske og ikke tekniske/-økonomiske) knyttet til produksjon, lagring, distribusjon og sluttbruk av hydrogen i Norge
- Drøfte alternative virkemidler og rammebetingelser knyttet til en framtidig satsing på hydrogen i Norge (for eksempel støtte til FoU, demo, infrastruktur, avgifter, fond, særskilte lover og regler, etc.).
- Fokusere på områder hvor økt innsats fra Norges side kan bidra til å påvirke utviklingen på hydrogenområdet nasjonalt og internasjonalt.

Drøfting av nasjonale mål og hvilken rolle hydrogen skal spille i en framtidig norsk ener-

gipolitikk, vil være utenfor ekspertgruppen sitt mandat. Samtidig blir det viktig for gruppen å omtale energiforsyningsalternativer som utgangspunkt for å vurdere ulike praktiske muligheter for overgang til bruk av hydrogen i stasjonær energiforsyning.

Gruppen skal blant annet utnytte det fakta-grunnlag og den omtale av hydrogen som allerede foreligger i Gassteknologiutvalgets innstilling og i Gassmeldingen.

Gruppen kan gjennomføre særskilte utredninger som er nødvendig for å bygge oppunder utvalgets arbeid for å løse sitt mandat. Dette skal diskuteres med Hydrogenutvalget på forhånd. Hydrogenutvalget kan be ekspertgruppen ta ansvar for å gjennomføre aktuelle utredninger.

Det forutsettes at Enova trekkes inn i ekspertgruppens arbeid på en hensiktsmessig måte. Det forutsettes også tett kontakt med Ekspertgruppen for transport.

Hydrogenutvalgets sekretariat skal kunne ha mulighet til å delta som observatør på ekspertgruppemøtene.

Rapporten fra ekspertgruppene skal framlegges for de respektive ministerne innen 1. mai 2004.»

Ekspertgruppen har hatt følgende sammensetning:

- Hanne Lekva, Direktør Ny Energi, Statoil ASA (ekspertgruppens leder)
- Ragne Hildrum, Prosjektleder, Statkraft SF
- Ronny Glöckner, Forsker, Institutt for energiteknikk
- Johan E. Hustad, Professor, Institutt for energi- og prosesseteknikk, NTNU
- Geir Vollsæter, Rådgiver, AS Norske Shell

Norges forskningsråd fikk ansvaret for sekretærfunksjonen og engasjerte Fritjof Salvesen, daglig leder i KanEnergi AS til oppdraget.

1.3 Arbeidsmetode og rapportens oppbygging

I mandatet bes gruppen om en redegjørelse for status innen teknologiområdet hydrogen både nasjonalt og internasjonalt. Faktagrunnlag og omtale av hydrogen i Gassteknologiutvalgets innstilling og i Gassmeldingen er lagt til grunn for arbeidet samtidig som ekspertgruppen har funnet det riktig å gjennomføre en bred statusbeskrivelse som basis for denne redegjørelsen. Institutt for energiteknikk (IFE) har hatt ansvar for utredninger knyttet til dette.

Ekspertgruppen har videre identifisert områder der gruppen mener hydrogen kan utnyttes og bidra i norsk stasjonær energiforsyning. Basert på dette arbeidet er det valgt ut energikjeder¹ som gruppen mener er mulige energiforsyningsalternativ. For alle ledd i energikjedene er det utviklet dataark som beskriver status og fremtidige muligheter med hensyn til teknologi, økonomi og miljø. Disse dataarkene er benyttet som input til beregninger av virkningsgrad, miljøkonsekvenser og økonomi for energikjedene. SINTEF og IFE har hatt ansvar for utredninger og beregninger knyttet til dette, med unntak av kostnadsberegningene som gruppen selv har gjennomført.

Basert på ovennevnte tekniske underlag har ekspertgruppen anbefalt framtidige satsingsområder for produksjon og sluttbruk av hydrogen i stasjonær sektor. Teknologiske, økonomiske, markedsmessige og miljømessige barrierer og muligheter har vært sentrale utvalgskriterier i denne prosessen.

Drivkrefter for introduksjon av hydrogen i det norske energisystemet er behandlet i eget kapittel i rapporten. Barrierer er omtalt fortløpende og oppsummert på et overordnet nivå i sammenheng med anbefaling av virkemidler.

Det er gjennomført et møte med Enova hvor muligheter for stasjonær bruk av hydrogen ble diskutert. Det har dessuten vært nær kontakt med både Hydrogenutvalget og Ekspertgruppen for transport i arbeidet med denne rapporten.

Ekspertgruppen vil takke SINTEF Energiforskning og Institutt for energiteknikk (IFE) for godt samarbeid om teknologisk status innen hydrogen-teknologi. Ekspertgruppen vil også takke NTNU v/ Olav Bolland for hjelp til å kvalitetssikre rapporten og Ceoto v/Kristian M. Lien som har vært tilknyttet sekretariatet de siste to månedene av ekspertgruppens arbeid. Ekspertgruppen står imidlertid selv ansvarlig for tall og fakta som det vises til.

Rapporten er delt inn i tre deler:

Del I: Introduksjon og Bakgrunn. Denne delen inneholder bakgrunnsinformasjon om hydrogen som energibærer, en oversikt over energisituasjon i Norge, Norden og Europa samt en omtale av drivkreftene for den store oppmerksomheten rundt temaet nasjonalt og internasjonalt.

Del II: Teknologisk status. Denne delen gir en teknisk, miljømessig og økonomisk status for de ulike teknologier og bruksområder, samt forventninger fremover. Denne delen beskriver dessuten

1. Fra energikilde til sluttbruk av hydrogen

nasjonale og internasjonale demonstrasjonsprosjekter.

Del III: Energikjeder, anbefalinger og virkemidler. Denne delen ser på muligheter for Norge, både knyttet til næringsutvikling og betydning av

hydrogen i det norske energisystemet. Anbefalte satsingsområder for produksjon og sluttbruk av hydrogen presenteres. Virkemidler og rammebetingelser blir anbefalt

Kapittel 2

Hydrogen i Energisystemet

2.1 Energibæreren hydrogen

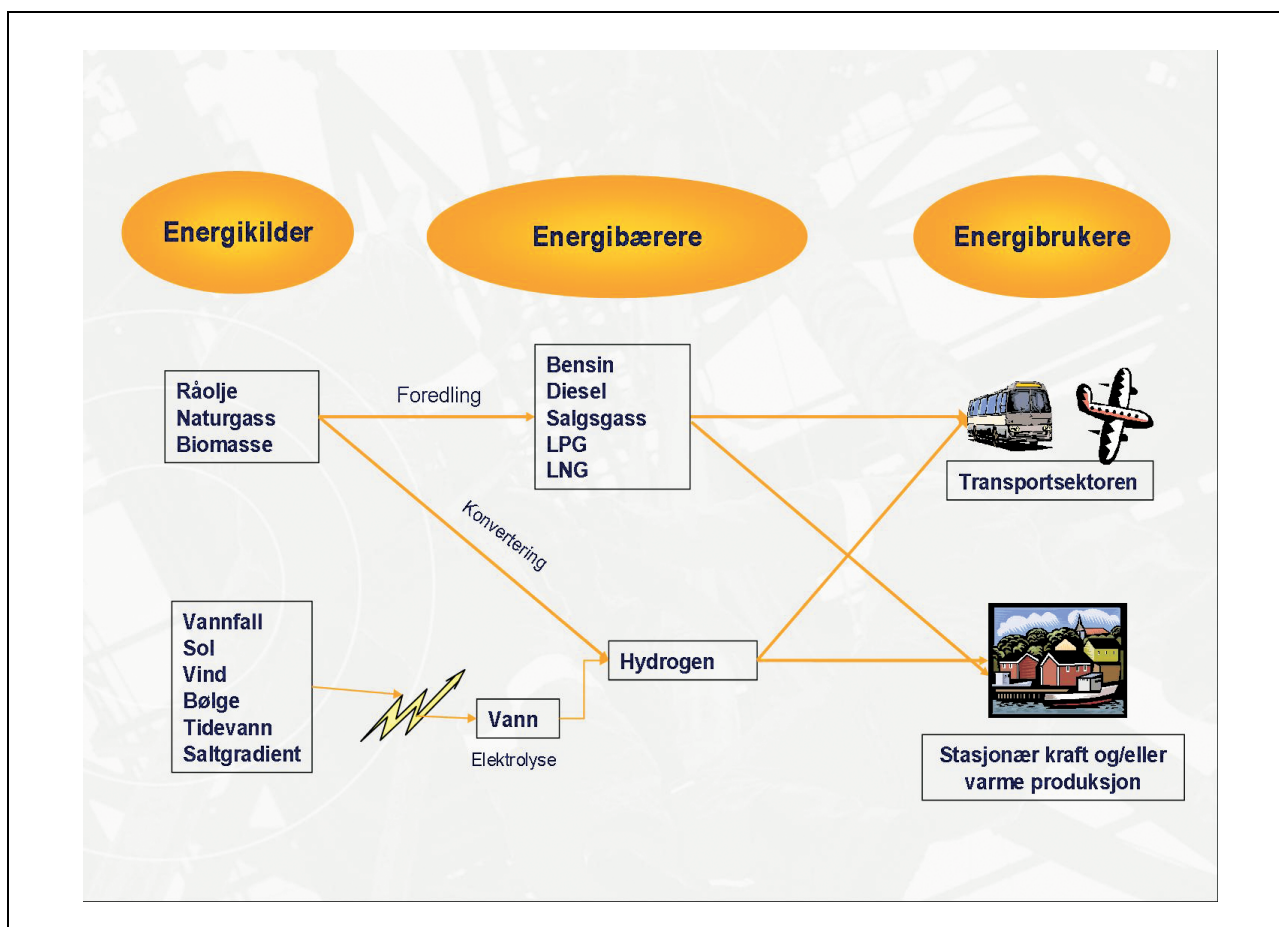
Grunnstoffet hydrogen (H) er det letteste kjemiske elementet med atomnummer 1 i det periodiske systemet. Hydrogen finnes ikke fritt i naturen men er bundet til andre grunnstoff i kjemiske forbindelser. Hydrogen må derfor fremstilles fra slike hydrogenholdige forbindelser, også kalt hydrogenbærere. Hydrogenbærerne kan være ulike typer fossile brenslers, biomasse eller vann. Hydrogen er derfor en *energibærer på lik linje med bensin og elektrisitet* og ikke en *energikilde* som råolje og naturgass. Sammenhengen mellom aktuelle norske energikilder og energibærere er illustrert i fig 2.1.

Ved en atmosfære trykk har hydrogengass en tetthet på $0,09 \text{ kg/m}^3$ og en volumetrisk energitetthet på bare 3 kWh/m^3 tross den høye spesifikke energien på $33,3 \text{ kWh/kg}$. Hydrogen utgjør mer enn 90 prosent av universets atomer og tre fjerdedeler av universets masse i følge estimer¹.

På verdensbasis produseres årlig mer enn 500 milliarder Nm^3 hydrogen² med et samlet energinnhold som tilsvarer omlag 1,5 prosent av verdens totale energiforbruk. Omlag 95 prosent er produ-

1. Norsk Hydrogenforum

2. En Nm^3 , en normalkubikkmeter, er definert som en kubikkmeter ved $T=0^\circ\text{C}$, $p=1.01325 \text{ bar}$, mens en Sm^3 , en standardkubikkmeter, er definert som en kubikkmeter ved $T=15^\circ\text{C}$, $p=1.01325 \text{ bar}$



Figur 2.1 Sammenhengen mellom energikilde, energibærer og energibruker

Kilde: Statoil

sert fra fossile energikilder, hovedsaklig naturgass. Omlag halvparten av all produsert hydrogen brukes til fremstilling av kunstgjødsel, omlag 37 prosent brukes i raffinerier, ca 8 prosent brukes til metanolproduksjon og ca 4 prosent brukes til ulike prosesser i kjemisk-, metall- og næringsmiddelindustrien. Av dagens hydrogenproduksjon brukes omlag 1 prosent til energiformål, og da som drivstoff i romfart.³

I Norge produseres det hydrogen fra naturgass som industrielt mellomprodukt i forbindelse med raffinering av oljeprodukter, produksjon av ammoniakk og produksjon av metanol. Hydrogen produseres også som industrielt råstoff i mindre skala fra vann.

2.2 Den norske energisituasjonen

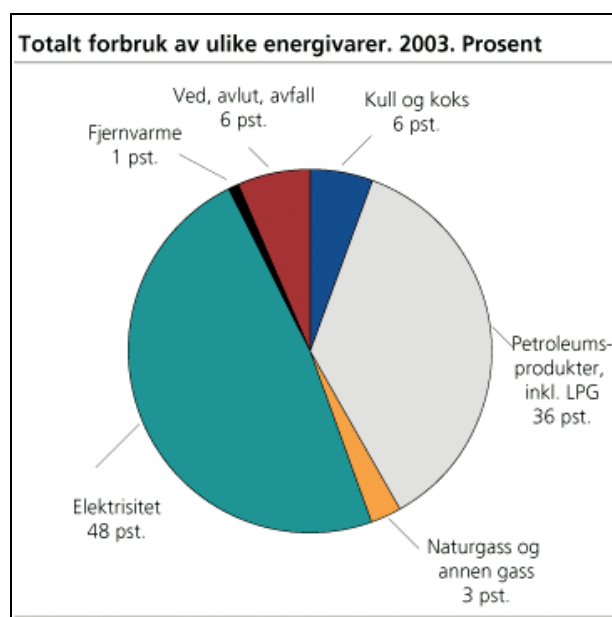
Norges energisituasjon står i en særstilling i internasjonal sammenheng. Mens de fleste land importerer en stor andel av sitt energiforbruk og er opptatt av forsyningssikkerhet, produserer Norge omlag 10 ganger mer energi enn vårt innenlandske behov.

Produksjonen av elektrisitet utgjorde 107,3 TWh i 2003, noe som er 18 prosent mindre enn året før, og det laveste nivået siden tørråret 1996. Dette har sammenheng med nedbørsituasjonen fra høsten 2002 og mindre tilsig fra snøsmelting enn normalt våren 2003.⁴

Vannkraft utgjør mer enn 99 prosent av elproduksjonen, mens vindkraft hadde en kraftig produksjonsøkning fra 39 GWh i 2002 til 222 GWh i 2003.⁴ Nye innvilgede vindkraftkonsesjoner inkl. søknader tyder på at myndighetenes mål om 3 TWh innen 2010 vil oppnås med god margin.

Den termiske elproduksjonen utgjør en liten men økende andel av innenlandsk kraftproduksjon. Dette er stort sett mindre anlegg knyttet til industribedrifter som dekker sine behov for både elektrisitet og varme fra disse installasjonene.

Netto innenlands energiforbruk utgjorde 218,8 TWh i 2003, derav 163,6 TWh for stasjonært bruk. Elektrisitet utgjorde 103,4 TWh mens vi hadde et forbruk på 2,3 TWh naturgass og 3,6 TWh andre gasser (jernverksgass, raffinerigass, deponigass og brenngass). Den registrerte bruken av bioenergi utgjorde 14,5 TWh.⁷ Totalt forbruk fordelt på ulike energiråvarer er gitt i figur 2.2.



Figur 2.2 Prosent totalt energiforbruk av ulike energiråvarer, 2003

Kilde: Statistisk Sentralbyrå

Differansen mellom krafttilgangen (elproduksjon pluss nettoimport) og elforbruket utgjorde 11,8 TWh i 2003. Av dette utgjorde tap i elnettet fra produksjonssted til forbruker 8,5 TWh, mens 2,8 TWh skyldes forbruk i energisektorene (fjernvarme, pumpekraft, olje- og gassproduksjon, kraftstasjoner m.m.) og omlag 0,5 TWh var omforming til andre energibærere.⁵

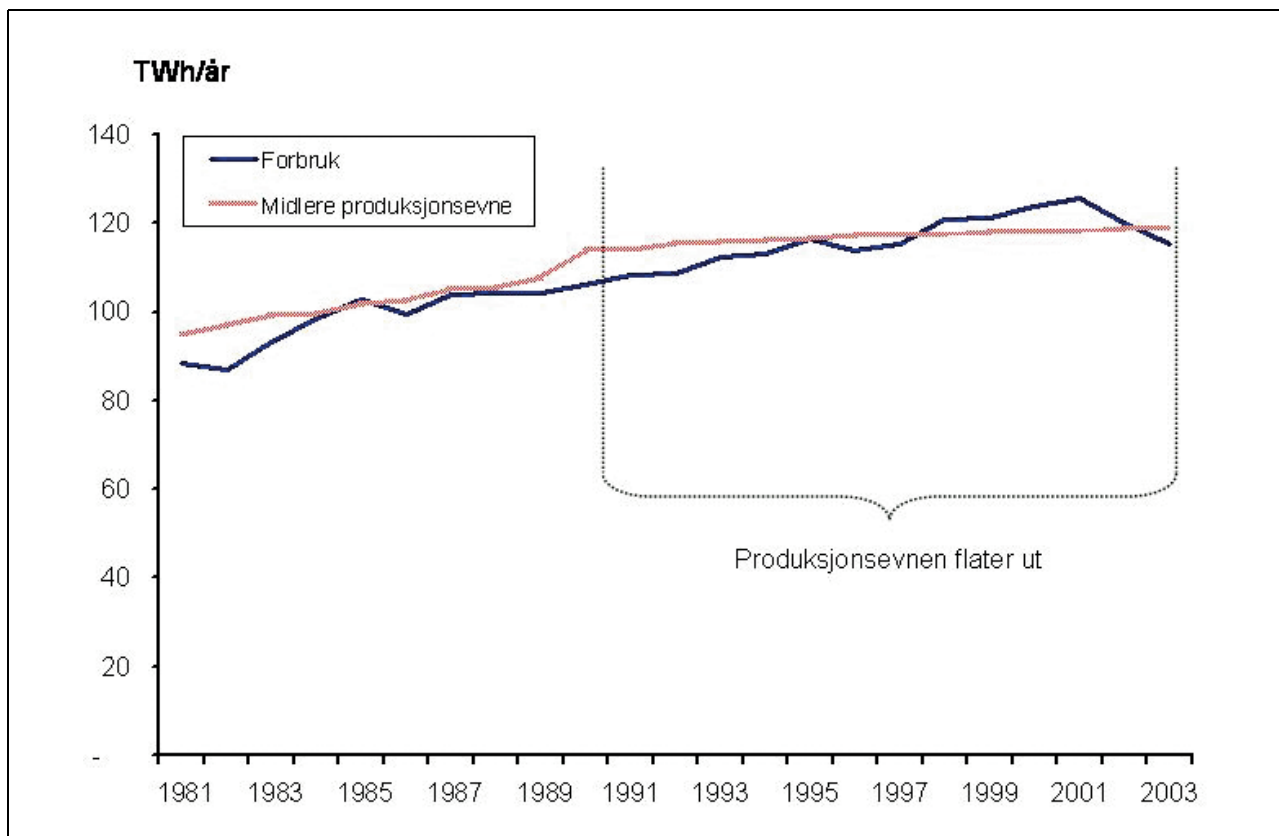
Forbruket av elektrisitet i 2003 er det laveste siden 1996. Også det totale energiforbruket var relativt lavt både i 2002 og 2003 i forhold til tidligere år. Dette forklares blant annet med varmere vær enn normalt begge disse årene. Energiforbruket gikk mest ned innenfor husholdninger og tjenesteytende sektor. Dette kan blant annet forklares ved at strømprisen til husholdninger var rekordhøy, med 90 øre/kWh i gjennomsnitt inkl. avgifter. Til sammenligning var tilsvarende priser på 60 øre/kWh i 2001 og 2002 mens gjennomsnittet de fem foregående år var 50 øre/kWh.⁴

Fra 1980 til 2001 steg netto innenlandsk forbruk med 1,4 prosent årlig på tross av en viss nedgang i industriens forbruk. Energiøkningen forklares med den generelle økonomiske oppgangen samt et økt antall husholdninger. I følge Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) økte antall husholdninger fra omlag 1,5 mill. i 1980 til nærmere 2 mill. i 2001.⁶

3. Nye fornybare energikilder; Revidert utgave 2001; Norges forskningsråd/Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

4. Energibalanse for Norge. Foreløpige tall, 2003; SSB; <http://www.ssb.no/energiregn/>

5. Energivarebalanse for Norge 2003; SSB, 2004; <http://www.ssb.no/energiregn/tab-2004-03-25-01.html>



Figur 2.3 Utviklingen i den norske elkraftbalansen – de siste ti årene merket

Kilde: OED/Energidata

Figur 2.3 viser at kraftbalansen i Norge er blitt strammere for de siste 10 årene, hvilket skyldes at ny kraftutbygging har vært meget begrenset siden liberaliseringen av kraftmarkedet på begynnelsen av 1990 tallet. Norge har i et normalår gått fra å være en netto eksportør av elektrisitet til å bli en netto importør.

I løpet av 2003 ble det eksportert 5,5 TWh og importert 13,4 TWh, som altså gir en netto kraftimport på 7,9 TWh.⁷

Utfordringer knyttet til den norske energibalansen vil måtte håndteres ved energieffektivisering eller ny tilgang. Ny tilgang må komme fra flere kilder og en økende grad av distribuert energiproduksjon. Dette vil være vindkraft, småskala vannkraft, bioenergi, solenergi, ved opprusting av eksisterende vannkraft og gasskraft med CO₂-håndtering.

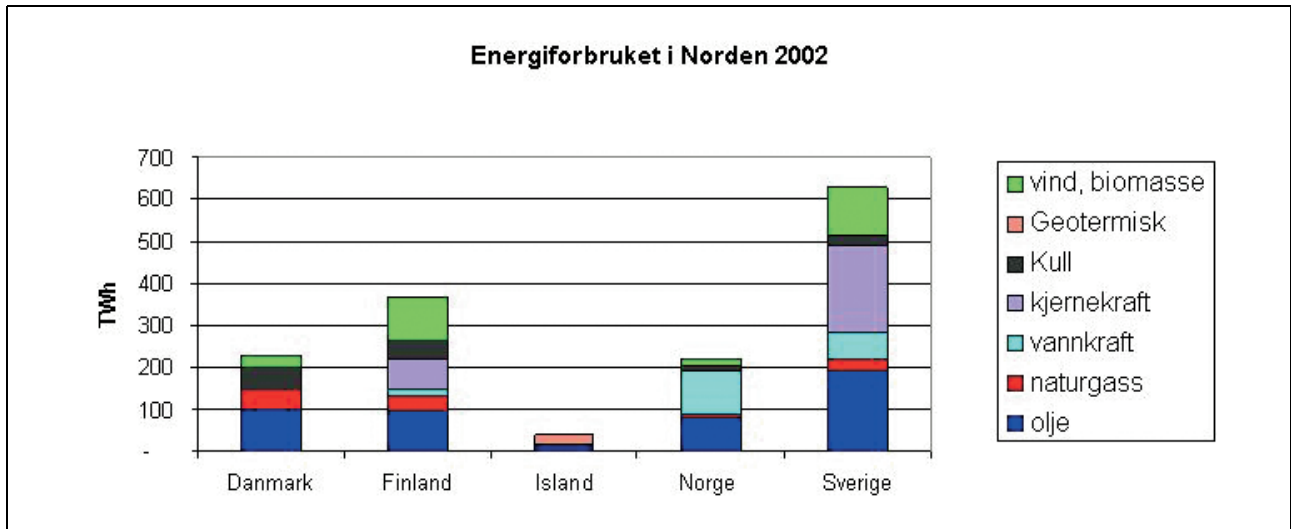
2.3 Den nordiske energisituasjonen

Olje er den dominerende energikilden i Norden og utgjør nesten en tredjedel av det totale forbruket av energi mens vannkraft utgjør 13 prosent. Kjernekraft og annen fornybar (vind og biomasse) er om lag like store med henholdsvis 19 og 18 prosent av forbruket. Kull og naturgass er også omtrent like store, henholdsvis 9 og 8 prosent. Figur 2.4. viser hvordan energiforbruket fordeler seg på de ulike kilder i de nordiske landene.

Vannkraft er den dominerende energikilden i nordisk elproduksjon, og utgjør om lag 54 prosent av den totale produksjon. Kjernekraft og termisk er om lag like store med henholdsvis 22 og 21 prosent av kraftproduksjonen. Annen fornybar (vind og biokraft) dekket om lag 2 prosent mens Norden samlet måtte importere omlag 5 TWh eller 1 prosent av sitt behov i 2002. Figur 2.5 viser sammensetningen av kraftproduksjon og import/eksport i de nordiske land i 2002. Som det fremgår av figuren, hadde Danmark og Norge en netto eksport dette året med henholdsvis 2,1 og 9,7 TWh, mens Finland og Sverige importerte kraft.

6. Renewable energy and energy efficiency; Recent developments and activities in Norway; September 2003; KanEnergi AS

7. Energibalanse for Norge. 2003; SSB; <http://www.ssb.no/energiregn/tab-2004-03-25-03.html>

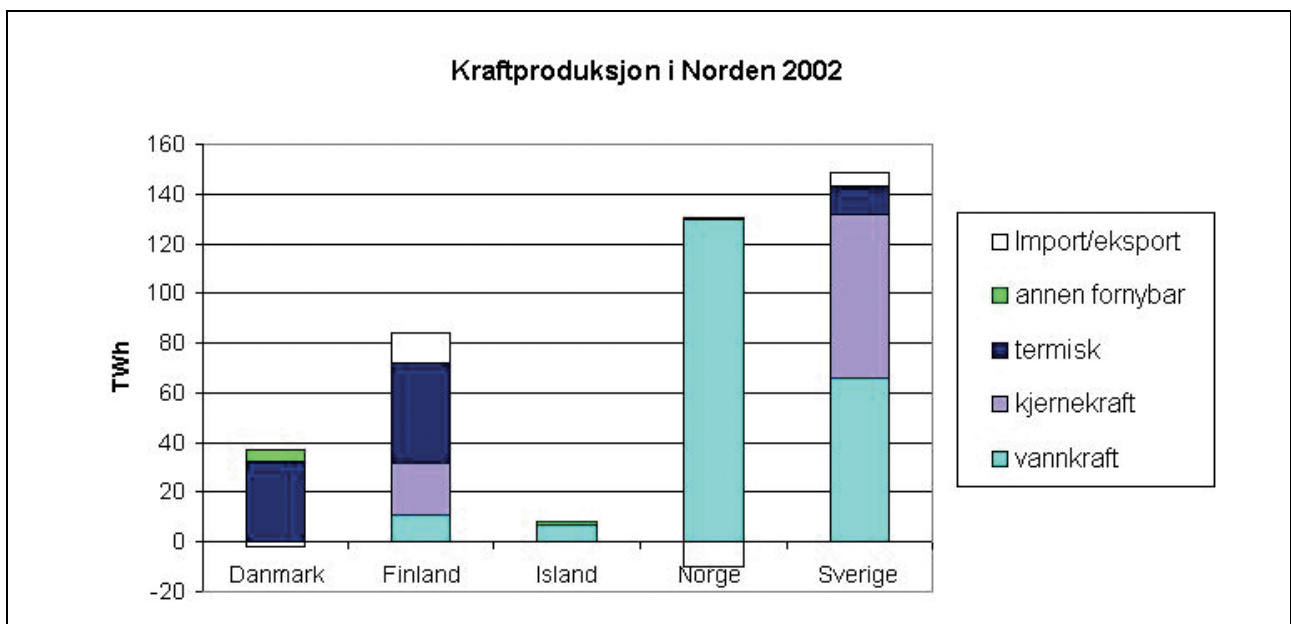
Figur 2.4 Energiforbruket i Norden i 2002¹

Kilde: Nordic H2 energy foresikt, SSB/KanEnergi

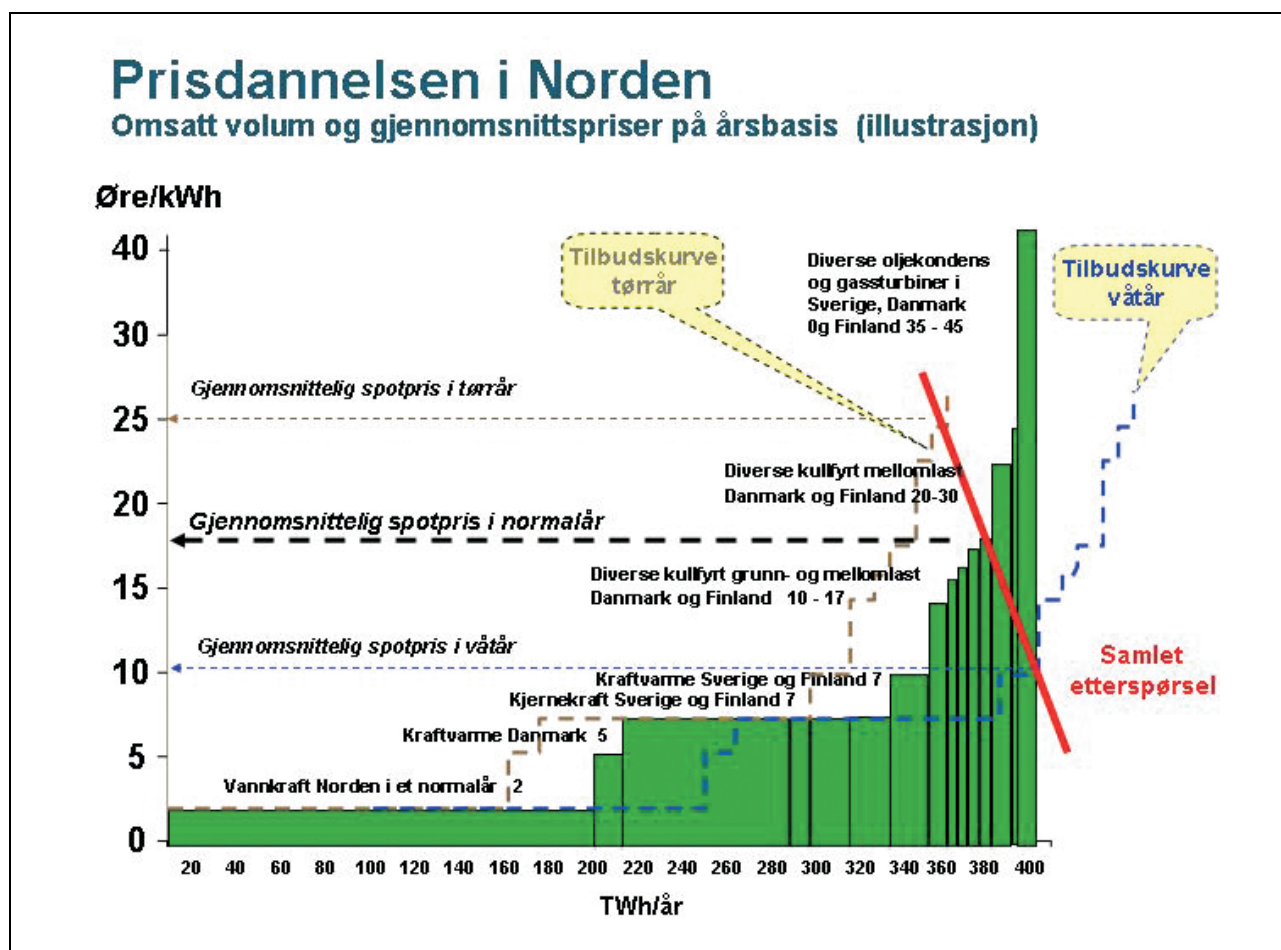
Sverige, Finland, Danmark og Norge er i dag integrert i et felles nordisk kraftmarked. Dette innebærer at norske produsenter og forbrukere i markedet fritt kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med produsenter og forbrukere i de øvrige nordiske land. Nord Pool er en felles nordisk kraftbørs der aktørene melder inn sine tilbud. I økende grad spiller også land som Polen og Tyskland en rolle i dette systemet. Gjennom det felles nordiske markedet fordeles en svikt i vannkraftproduksjonen på et større marked og markedets fleksibilitet kan

utnyttes. Det nordiske kraftmarkedet er derfor viktig for forsyningssikkerheten i Norge.

Under normale forsyningsforhold vil det være produksjonen i varmekraftverk som balanserer tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Prisen på elektrisitet i de nordiske landene er derfor ofte bestemt av produksjonskostnadene i slike kraftverk. I perioder med mer anstrengt kraftsituasjon vil det være kraftverk med høyere produksjonskostnader som vil være prissettende, for eksempel oljekondens eller rene gassturbiner.

Figur 2.5 Kraftproduksjonen i Norden¹

Kilde: Nordic H2 energy foresikt, SSB/KanEnergi



Figur 2.6 Produksjonspris og markedspris i Norden

Kilde: Statkraft

Figur 2.6 viser sammenhengen mellom produksjonsteknologi med tilhørende potensial samt produksjonsprisen. Den røde etterspørselslinjen illustrerer effekten av prisvariasjoner, ved lavere pris øker etterspørselen.

I Stortingsmelding om forsyningssikkerhet⁸ vurderes sårbarheten i kraftforsyningen å ha blitt større med årene. Det henger sammen med at produksjonskapasiteten har økt vesentlig mindre enn økningen i forbruket i husholdninger, næringsliv og offentlig forvaltning. Fra 1992 til 2002 økte forbruket av elektrisitet i Norden med om lag 16 prosent mens produksjonsveksten økte med 6 prosent. Veksten i forbruket har vært særlig høy i Finland, men også Sverige og Norge har hatt en betydelig vekst. I Danmark har elforbruket ligget på et relativt stabilt nivå i de siste ti årene. Kapasitetsutnyttelsen av produksjonsapparatet i Norden er derfor blitt vesentlig høyere enn tidligere. Det samme gjelder utnyttelsen av det sentrale overføringsnet-

tet. Den buffer som man tidligere hadde i forhold til svikt i nedbøren har derfor blitt mindre.

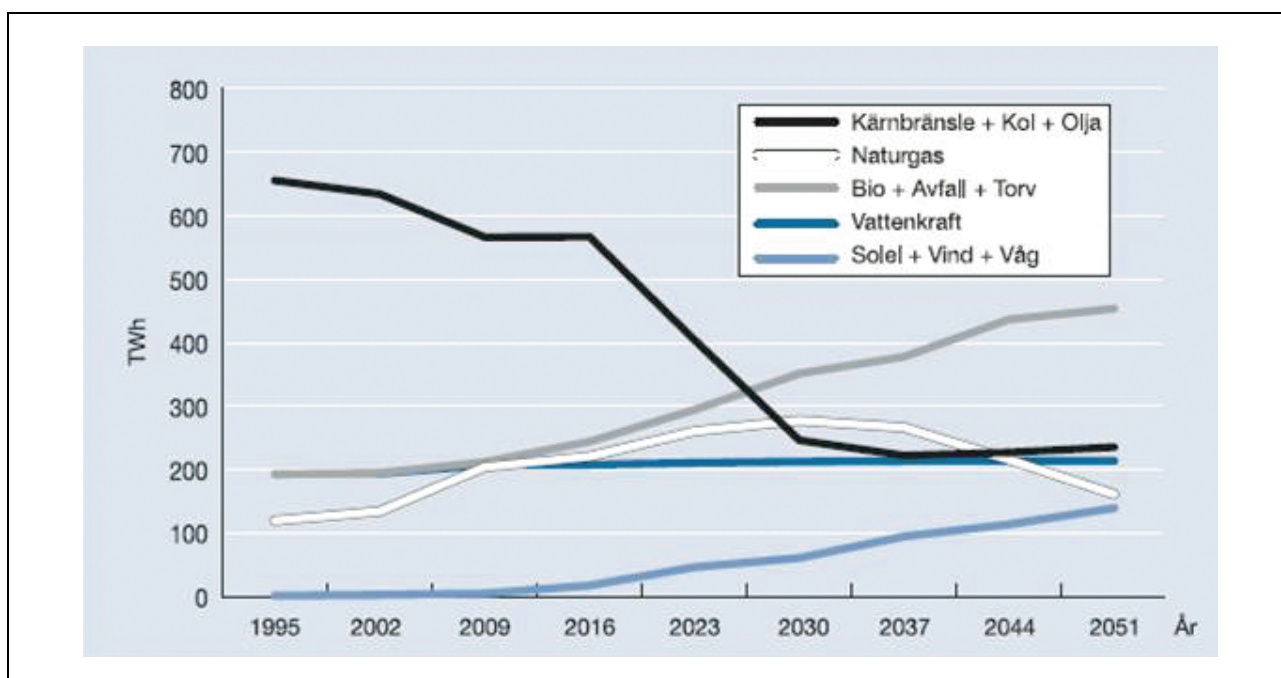
Det nordiske prosjektet Nordleden har analysert utviklingen i det nordeuropeiske kraftmarkedet.⁹ Her beskrives forventninger om store endringer i kraftbalansen den neste 10-årsperioden uavhengig av prisen på utslippskvoter. Kraftbalansen forverres særlig for Sverige og Tyskland, mens ny produksjonskapasitet først og fremst vil bli etablert i Norge og Nederland.

Nordleden anser at et felles nordisk marked for grønne sertifikater vil være en kraftig stimulanse for vindkraft på kort sikt, særlig i Danmark og Norge. I løpet av 20 år kan opp mot 40 TWh vindkraft bli produsert.

Figur 2.7 viser resultatet av Nordledens trendsimuleringer i stasjonær nordisk energiforsyning gitt at man ønsker å redusere CO₂-utslippene med 50 prosent frem til 2050. Det forutsettes her blant annet at svensk kjernekraft fases ut innen 2030. Som det fremgår av diagrammet, tar etable-

8. St.meld. nr. 18 (2003–2004) «Om forsyningssikkerheten for strøm m.v.»

9. Nordleden, sluttrapport etapp 2; <http://www.nordleden.nu>



Figur 2.7 Forventet utvikling i nordisk stasjonær energiforsyning

Kilde: Nordleden

ringen av et fornybart energisystem tid. Først mot slutten av perioden begynner andelen fornybar energi å bli dominerende (vannkraft, biobrensler, vindkraft og solenergi).

I det nordiske energipolitiske samarbeidet utgjør klimapolitiske spørsmål en av tre fokusområder.¹⁰ Fornybar energi vurderes som et av de viktigste verktøy i den nordiske klimapolitikken, og fornybar energi skal ivaretas i forbindelse med oppsett av rammevilkår for elmarkedet. Nordisk energiforskning har fått i oppdrag å se på muligheter for bruk av hydrogen i tynt befolkede områder, og analysere i hvilken grad hydrogenbaserte tiltak kan benyttes for å løse deler av energiforsyningsproblematikken.

2.4 Den europeiske energisituasjonen

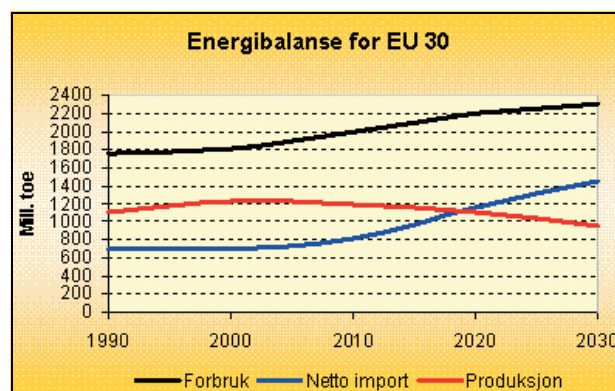
EU er en viktig aktør i det globale energimarkedet og representerer 14–15 prosent av verdens energibehov. EU er den største importøren av olje (19 prosent av globalt forbruk) og naturgass (16 prosent av globalt forbruk).

Innen EU er forsyningssikkerhet for energi blitt et viktig tema. I dag importerer EU-landene omlag 50 prosent av sitt energiforbruk og i løpet av

de neste 20–30 år er det forventet at denne avhengigheten vil stige til 70 prosent, for olje vil importen utgjøre helt opp mot 90 prosent.¹¹ Figur 2.8 viser energibalansen i EU fra 1990 frem til 2030.

Selv om EU har redusert energiintensiteten vesentlig (nødvendig mengde energi for produksjon av en enhet velstand), stiger energiforbruket med mellom 1 til 2 prosent årlig. Det er husholdninger/servicesektor og transport som har den største økningen, mens industri står stille.

Formelt sett har EU ingen felles energipolitikk da det ikke eksisterer egne energibestemmelser i

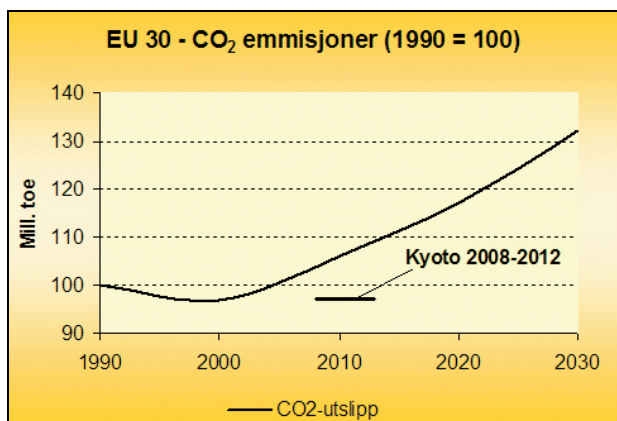


Figur 2.8 Energi balansen i Europa

Kilde: EU-kommisjonen

10. «Det framtida nordiske energipolitiske samarbeidet»; Nordisk Ministerråd, Energiministrarna, 2001.

11. «ENERGY Let us overcome our dependence»; EU 2002; ISBN 92-894-1349-2



Figur 2.9 Effekt av økt bruk av fossilt brensel i EU på CO₂ utslipp

Kilde: EU-kommisjonen

EU-traktatene. Gjennom at regelverket om det indre markedet stadig utvides også på energiområdet, resulterer dette i praksis i en felles energipolitikk. En ny konstitusjonell EU-traktat er dessuten under utarbeidelse og forventes vedtatt i 2004. Denne vil trolig inneholde energipolitiske bestemmelser.¹²

Innen EU er det etablert en rekke forordninger og direktiv som også er innlemmet i EØS-avtalen (Det europeiske økonomiske samarbeidsområdet), og som har innvirkning på den fremtidige utviklingen av energimarkedet. Et av disse direktivene setter som mål at aktører som til sammen står for en viss prosentandel av landenes totale elforbruk skal kunne handle elektrisitet fritt. Gassmarkedsdirektivet etablerer felles regler for medlemslandenes regulering av transmisjon, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass.

Det nye el-direktivet som ble vedtatt sommeren 2003 skal tre i kraft 1. juli 2004.¹³ Dette direktivet krever at el-leverandører må dokumentere hvordan elektrisiteten er produsert og den miljømessige konsekvens i form av kjerneavfall og/eller klimagasser denne produksjonen har medført. Varedeklarasjonen skal bygge på anskaffelsen av elektrisitet foregående år. Dette skal komme tydelig frem i markedsføringen av elektrisiteten, og vil trolig føre til økt fokus fra kundene på hva slags elektrisitet de ulike elleverandørene leverer.

Direktivet om å fremme kogenerering av kraftvarme ble vedtatt i februar 2004.¹⁴ Direktivet har som formål å bedre energieffektivitet og forsy-

ningssikkerhet ved å fremme høyeffektiv kogenerering (kraft og varme) der det er en varmeetterspørsel. Høyeffektive kogenereringsanlegg er definert som anlegg som innebærer minst 10 prosent besparelse på primærenergien i forhold til separat kraft og varmeproduksjon basert på samme brensel.

Økt forbruk av fossilt brensel vil føre til sterk økning i utslipp av klimagasser. Figur 2.9 viser effekten av det økte forbruket i forhold til de Kyotoforpliktelser EU har påtatt seg.

EU har utformet sitt kvotedirektiv som også vil få betydning for energimarkedet. Dette trådte i kraft 25. oktober 2003 og skal legge grunnlaget for innføringen av et kvotesystem for klimagasser i EU i 2005.¹⁵ De kildene som omfattes er energianlegg og større industri. Kvotesystemet skal i utgangspunktet være obligatorisk for EU-landene. Et direktiv som kopler EUs kvotesystem opp mot land utenfor EU ble vedtatt i april 2004. Dette systemet gjør at EUs kvotesystem vil tre i kraft uavhengig av om Kyotoprotokollen ratifiseres.

EU-kommisjonen har nylig igangsatt et politisk initiativ med hensyn til strategier for introduksjon av alternative drivstoffer i transportsektoren. Biodrivstoff og naturgass skal introduseres på kort og mellomlang sikt, mens hydrogen kommer inn som energibærer på lengre sikt. Det er foreslått at innen 2020 skal 20 prosent av bensin/dieselforbruket i transportsektoren i EU erstattes med 10 prosent naturgass, 5 prosent en kombinasjon av ulike biodrivstoffer og 5 prosent hydrogen. Dersom 5 prosent av transportsektoren skal drives på hydrogen i 2020 så tilsvarer dette 35–40 milliarder Nm³ hydrogen per år. Denne hydrogenmengden vil kunne produseres av ca 15 milliarder Sm³ naturgass som tilsvarer over 20 prosent av Norges naturgasseksport.

2.5 Drivkrefter for stasjonært bruk av hydrogen i Norge

Miljø

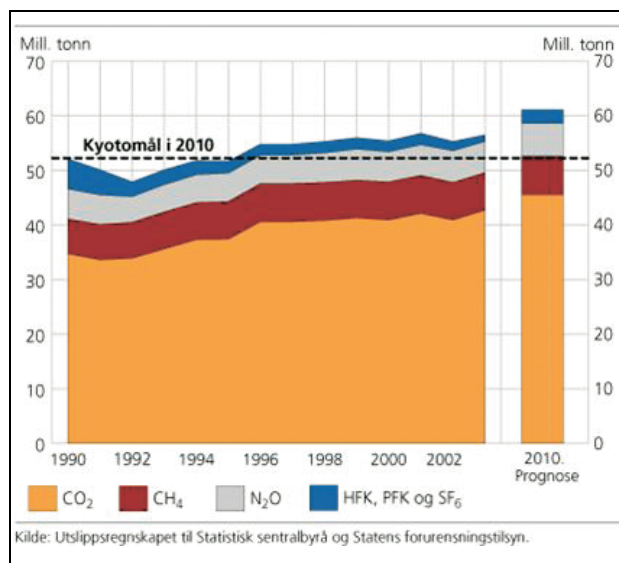
En viktig drivkraft for bruk av hydrogen og elektrisitet som energibærer er lave skadelige utslipp ved bruk. Ved å ta i bruk hydrogen til energiformål i Norge, kan energibruket øke uten at utslippet av klimagasser økes forutsatt at hydrogen fremstilles med små eller ingen utslipp av CO₂. Dette er mulig med vannkraftbasert hydrogenproduksjon ved

12. EUs energipolitikk; <http://www.dep.no/oed/norsk/europa/026001-130004/index-dok000-b-n-a.html>

13. (EU-direktiv 2003/54/EC) www.enviro-energi.no

14. Rammenotat om direktiv 2004/8/EC; www.dep.no/archive/oedvedlegg/01/11/Kogen004.pdf

15. Kvotedirektivet; MD, www.dep.no/md/norsk/europa/eusaker/efta/022021-210077/index-dok000-b-n-a.html



Figur 2.10 Norges CO₂ utslipp og forpliktelse i Kyoto protokollen

Kilde: Utslippsregnskapet til Statistisk sentralbyrå og Statens forurensningstilsyn

hjelp av elektrolyse, eller fra biomasse eller naturgass med CO₂ håndtering.

Vi har sett at energibehovet i Norge, Norden og EU forventes å øke betraktelig i fremtiden. På verdensbasis forventes energibehov å øke med 1,8 prosent årlig i perioden 2000 – 2030.¹⁶ Den forventede økningen i globalt CO₂-utslipp representerer en alvorlig utfordring sett i lys av FN's klimapanel (IPCC), som gjennom flere rapporter har sannsynliggjort sammenhengen mellom menneskeskapte utslipp av klimagasser og endringer i jordklodens klima. Allerede i 1990 konkluderte IPCC med at det menneskeskapte utslippet måtte reduseres med 50–60 prosent innen 2050 dersom man skulle unngå alvorlige klimatiske ubalanser i fremtiden. Senere rapporter underbygger dette. I en slik sammenheng blir Kyoto-avtalen med sine 5 prosent utslippsreduksjon kun en første start på de nødvendige tiltak.

Norge har betydelige utfordringer i arbeidet med å redusere utslippene av klimagasser. Figur 2.10 viser norske utslipp siden 1990 og Kyotoavtalens forpliktelser. I følge Kyoto-protokollen skal de norske utslippene av klimagasser i 2008–2012 ikke være mer enn 1 prosent høyere enn 1990-nivået etter at det er tatt hensyn til kvotehandel og de andre mekanismene for reduserte utslipp. Norges samlede utslipp av klimagasser har imidlertid økt

med drøye 8 prosent i perioden 1990–2003 og i 2003 alene var økningen på hele 2 prosent.

Hydrogen er en langsiktig mulighet som ikke vil kunne få betydning innen Kyotoavtalens tidsperspektiv (2012), men vil kunne bidra til å oppnå Kyotoavtalens eventuelle etterfølgere.

Hydrogen vil også kunne ha positive lokale miljøeffekter gjennom at utslippene av NO_x, SO_x og partikler vil kunne reduseres vesentlig. Dette vil spesielt være interessant innen transportsektoren i store byer med sterk lokal forurensning.

Norsk kraftforsyning er nært knyttet til det nordeuropeiske kraftnettet. Endringer i det norske elforbruket vil ha effekter på den marginale nordeuropeiske kraftproduksjonen. Dette innebærer at økt norsk elforbruk vil føre til økt CO₂-utslipp fra de nordeuropeiske varmekraftverkene. Produksjon av hydrogen fra elektrisitet vil dermed føre til økte CO₂-utslipp. Men dersom hydrogen brukes som drivstoff vil dette føre til en reduksjon av CO₂-utslipp i transportsektoren, en sektor der hydrogen er et av få alternativ for CO₂-reduksjonen. Det kan derfor stilles spørsmål ved om det alltid er riktig at marginale økninger i elforbruket skal belastes med de økte CO₂-utslippene som dette økte elforbruk direkte representerer. Det kan argumenteres for at sektorer der det er langt enklere og billigere med substitusjon fra elektrisitet til andre alternativer (for eksempel elektrisk oppvarming) heller skulle belastes CO₂-utslippene.

Hydrogen kan også bli sentral i forbindelse med energilagring i systemer som baseres på fornybare energikilder som har stor variasjon i produksjonsevnen. Slike systemer vil kreve et energilager som kan ta vare på overskuddsenergi og sikre energileveranser i perioder uten tilgang fra energikilden. Dette kan være systemer uten nettilknytning hvor hydrogen produseres gjennom elektrolyse med elektrisitet fra solceller og/eller vindkraft. I perioder med mye sol/vind vil det produseres hydrogen som lagres for senere bruk. I perioder der elbehovet overstiger tilgangen fra sol/vind vil elektrisitet kunne produseres fra hydrogen ved hjelp av brenselceller, turbiner eller forbrenningsmotor.

Forsyningssikkerhet

For USA, Japan og EU er forsyningssikkerhet hoveddrivkraften for å engasjere seg i hydrogen som energibærer. Disse landene er netto importør av energi og ønsker å gjøre seg mer uavhengig av import. I norsk sammenheng, hvor den totale energiproduksjonen langt overgår energiforbruket og vi eksporterer store mengder energi til kontinentet

16. «Hydrogen Energy and Fuel Cells – A Vision of our future»; EU High Level Group for Hydrogen and Fuel Cells Technologies, 2003

i form av gass og olje, er ikke importuavhengighet et tema. Imidlertid vil også vi til sine tider være avhengig av import av europeisk gass-, kull- og kjernekraft. Satsingen på hydrogen som energibærer i USA, Japan og EU er omtalt i Hydrogenutvalgets rapport: «NOU 2004: 11»

Hydrogen og brenselceller blir av mange sett på som en nøkkel til en ren og effektiv produksjon av elektrisitet i et fremtidens energisystem. Hydrogen kan produseres fra en rekke ulike energikilder, og vil dermed bidra til å bedre forsyningssikkerheten for de land som i dag er sterkt avhengig av import av fossile energikilder. Denne importen kommer oftest fra regioner med betydelig politisk ustabilitet.

Det kan argumenteres for at forsyningssikkerhet også er en faktor i norsk sammenheng. Dette kan begrunnes ut fra dagens norske energisituasjon hvor vi i et normalår er netto importør av elektrisitet. Vi er i en politisk situasjon hvor det hverken er ønskelig å bygge ut ny vannkraft eller å utnytte de fossile energiressursene uten at CO₂-utslippene håndteres. Kraftoppdekningen i Norge er derfor sterkt påvirket av det nordiske og nordeuropeiske kraftmarkedet. Som en del av et internasjonalt marked, er det lite sannsynlig at norske forbrukere vil få tilgang til olje og gass fra Nordsjøen til lavere priser enn på det internasjonale markedet i en eventuell ny oljekrise. Vi er med andre ord prisgitt det internasjonale markedet både når det gjelder kraftoppdekning og det fossile energimarkedet.

Teknologi og næringsutvikling

En tredje drivkraft for å fokusere på hydrogen som energibærer i Norge er den teknologi og kompetansebasen vi allerede besitter på hydrogen i Norge. Selv om Norge ikke har de sterkeste drivkreftene til å innføre hydrogen i sammenliknet med USA, Japan og EU, så kan Norge spille en viktig rolle som leverandør av teknologi og kompetanse. Norge har fortrinn innen flere viktige områder for utvikling av hydrogen som energibærer:

- Norge har et sterkt forskningsmiljø innen material- og lagringsteknologi.
- Norge har lange tradisjoner med produksjon av hydrogen fra naturgass i stor skala til industriformål.
- Norge har kompetanse på storskala håndtering av CO₂
- Norge har Europas største lagringsmuligheter for CO₂ under Nordsjøen

- Norge produserer og selger elektrolysører
- Norges store ressurser innen naturgass og fornybar energi vil på sikt kunne utnyttes for hydrogenproduksjon for eksportmarkedet

Det eksisterer derfor gode muligheter for norsk næringsutvikling i et fremtidig marked for hydrogen teknologi.

Sikring av gass-formuen

Det er en voksende erkjennelse at dagens kullkraftbaserte energisystemer i USA og EU må legges om og redusere sine CO₂-utslipp betydelig. USA har de siste årene opplevd betydelige prisøkninger på naturgass på grunn av en tiltagende knapphet på denne energiressursen. En storstilt overgang fra kull til naturgass betraktes derfor ikke som en realistisk løsning. I EU kan en slik omlegging delvis gjennomføres ved overgang fra kull til naturgass i energiproduksjonen, men ikke uten en økt avhengighet av import. Dette forverrer handelsbalansen i EU-området. Spesielt gjelder dette for noen av de nye medlemslandene, som er gamle «kull-stater» i det tidligere Øst-Europa. Både i EU og i USA er det derfor startet opp betydelige aktiviteter rettet mot utvikling av CO₂-fri kullkraft, og da gjerne med samproduksjon av hydrogen.

Svenske Vattenfall, som de siste årene har gått tungt inn i tysk og polsk kullkraftindustri, har nylig utført en studie av kostnader for CO₂-håndtering for et større kullkraftverk¹⁷ der de konkluderer med følgende:

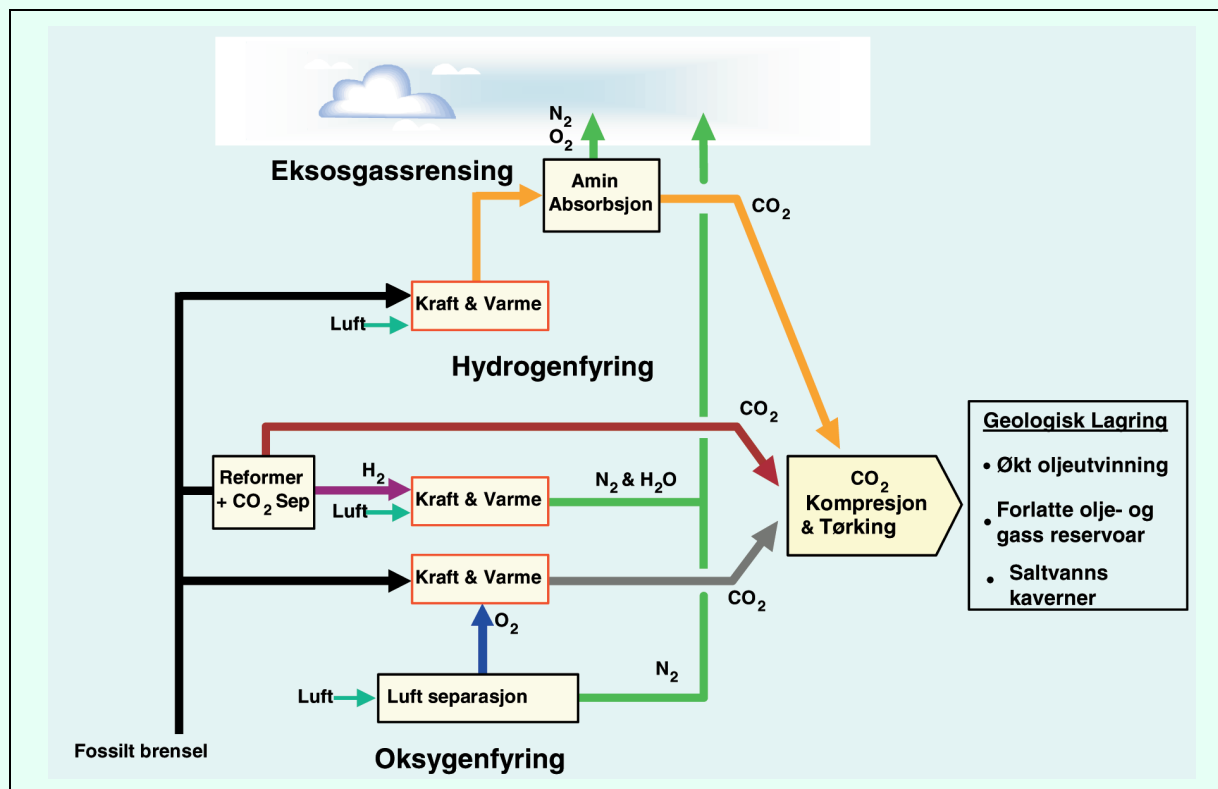
- Utslippsfrie kullkraftverk (med deponering av CO₂ og andre forurensende komponenter som svovel og kvikksølv) kan realiseres med omtrent samme investeringsnivå som dagens kullkraftverk¹⁸.
- Total kostnadsøkning for elproduksjon blir rundt 30 prosent¹⁹.
- Kostnadene for CO₂-håndteringen i et slikt anlegg forventes å bli i området 12 – 23 EURO/tonn.

Som gassnasjon må Norge derfor være oppmerksom på og være i stand til å møte den konkurranse som fremtidig kullkraft med CO₂-håndtering vil kunne representere.

17. http://www.euro-case.org/Activities/CO2_management_030516/Stroemberg_part2.pdf

18. CO₂-rensing blir i dette konseptet ikke vesentlig dyrere enn konvensjonelle renseanlegg ville vært i et konvensjonelt anlegg.

19. Skyldes at virkningsgraden i anlegget blir redusert med 30 prosent i forhold til et konvensjonelt anlegg.

Boks 2.1 Kraftproduksjon med CO₂ håndteringFigur 2.11 Kraftproduksjon med CO₂ håndtering – prinsippskisse tre alternativer

Det arbeides i hovedsak med 3 hovedprinsipper for elektrisitetsproduksjon med CO₂-håndtering:

Eksosgassrensing: Dette innebærer at CO₂ fjernes fra røykgassen i et konvensjonelt gasskraftanlegg. Konseptet er utprøvd kommersielt og kan ettermonteres på eksisterende anlegg. Ulempen er høye fangstkostnader.

Hydrogenfyring: Innebærer at man behandler naturgassen før forbrenning i turbinen, for eksempel ved dampreforming. Da omdannes naturgassen først til en blanding av H₂ samt CO og videre til CO₂. Hydrogenet kan så brukes videre i energiproduksjonen. CO₂ kan lettere tas hånd om da det er separert ut og i konsentrert form.

Oksygenfyring: Prinsippet innebærer at naturgassen forbrennes i ren oksygen (ikke luft). Dette kan for eksempel gjøres ved at luft separeres til ren O₂ i en luftgassfabrikk. Ved å forbrenne metan i ren oksygen blir forbrenningsproduktet konsentrert CO₂ etter at vandamp er kondensert ut. Ulempen er høye kostnader forbundet med separering av luftgasser.

De tre løsningene har varierende teknologisk modenhet. Ingen av ovennevnte teknologer er konkurransedyktige med dagens markedsbetingelser, men det er norske aktører som er eller har vært involvert i utvikling innenfor alle tre. For alle løsningene må CO₂ håndteres, dvs. transporteres og lagres, deponeres eller brukes.

2.6 Hydrogen fra naturgass

Hydrogen- og elektrisitetssamfunnets krav om lavere CO₂-utslipp kan et stykke på vei imøtekommes av forbedringer i ytelsen på eksisterende teknologi, av reduksjon i energiforbruket, og i utfasing av energikilder med høye CO₂-utslipp pr.

energienhet (kull, olje) til fordel for mer miljøvennlige alternativ (naturgass). Men når disse virkemidlene er utnyttet så langt det er praktisk og økonomisk mulig, er det kun oppsamling av CO₂-utslippene og isolering av dem fra atmosfæren som kan redusere CO₂-utslippene ytterligere i en ver-

den som i hovedsak er basert på kull, olje og naturgass.

I denne situasjonen har Norge et mulig fortrinn. Som gassnasjon med tilgang på naturgass, har Norge en unik mulighet til å utvikle og demonstrere gassbasert energiproduksjon og bruk med CO₂-håndtering i forkant av forventet behov i de store markedene. Dette er en posisjon som kan ha store industrielle implikasjoner dersom den utnyttes. Norge har vært en stor eksportør av vannkraftteknologi, på basis av vår egen vannkraftutbygging. Her er det nå nye muligheter for å utvikle tilsvarende industrier på basis av nye energiløsninger med CO₂-håndtering.

Det må imidlertid presiseres at energiløsninger med CO₂-håndtering ikke nødvendigvis er synonymt med at hydrogen blir produsert. Av de tre alternative prosessene som i dag vurderes som aktuelle basert på CO₂-lagring: «hydrogenfyring», «oksygenfyring» og «eksosgassrensing», er det kun den første som gir hydrogen direkte. De to andre teknologiene gir elektrisitet, og dersom denne elektriske energien skal brukes til å produsere hydrogen må dette skje indirekte ved elektrolyse av vann.

Fremstilling av hydrogen fra fossilt brensel vil altså resultere i betydelig CO₂-produksjon. Dersom dette ikke tas hånd om og sikres mot utslipp til atmosfæren, vil ikke økt bruk av hydrogen gi positive klimaeffekter. Snarere tvert i mot, fordi prosesser knyttet til produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen trolig vil kreve mer fossil energi enn om den fossile energien ble utnyttet direkte hos sluttbruker. Imidlertid vil økt bruk av hydrogen som drivstoff i transportsektoren kunne ha lokale miljøeffekter i storbyer ved at utslipp av skadelige eksosgasser og partikler reduseres. Dette gjelder også lokale kraftvarme/kuldesystemer med hydrogen som brensel i de samme områdene.

Industrielt interessante drivkrefter for fangst, transport og lagring av CO₂ er en kritisk suksessfaktor for realisering av CO₂-fri kraft. Slike drivkrefter finnes i norsk olje- og gassektor i dag gjennom mulighetene som åpner seg på norsk sokkel til å bruke CO₂ til økt oljeutvinning etter hvert som feltene på norsk sokkel modnes.²⁰ I en slik sammenheng vil det være en betalingsevne for CO₂ som kan bidra til å redusere totalkostnaden for CO₂-håndtering til et akseptabelt nivå. Her vil derfor

Boks 2.2 CO₂ injeksjoner på Sleipner

Sleipner Vest feltet i Nordsjøen produserer naturgass som inneholder mer CO₂ enn det som er tillatt i salgsgassspesifikasjonene. CO₂ må derfor separeres fra naturgassen. Av miljømessige hensyn valgte Statoil å injisere den separerte CO₂-strømmen i et geologiske saltvannsreservoar kalt «Utsira formasjonen». Formasjonen er en sandsteinsformasjon forseglet med et kompakt lag leirskifer. Siden oppstart i 1996 har omlag 1 mill. tonn/år CO₂ blitt fjernet fra naturgassen og reinjisert i «Utsira formasjonen» om lag 1000 m under sjøbunnen. Utsira-formasjonens lagringskapasitet er estimert til å kunne lagre Europas samlede CO₂-utslipp i ca 200 år.

Denne injeksjonen ga en unik sjanse til å undersøke geologiske lagring av CO₂. Dette har vært gjort gjennom de europeiske forskningsprogrammet SACS (Saline Aquifer CO₂ Storage) hvor sentrale europeiske forskningsmiljø, deriblant SINTEF, har deltatt. Resultater viser at CO₂ beveger seg fra injiseringspunktet og oppover mot toppen av formasjonen. Det er ingen tegn på lekkasje. Reservoar studier og simuleringer viser at CO₂ vil oppløses og synke ned mot bunnen av Utsira.

utnyttelse av CO₂ representere en mulig vinn-vinn situasjon for industrien og for norske myndigheter ved at utvinningsgraden av olje økes og dermed inntekter og levetid for oljefelt. Samtidig fører CO₂-injeksjonen til reduserte utslipp av CO₂. I en oppstartsfase kan det være behov for økonomiske overgangsordninger for å kunne realisere slike prosjekter.

Også i denne situasjonen har Norge et mulig fortrinn. Som verdensledende på storskala injeksjon og overvåking av CO₂ i geologiske formasjoner og geografisk nærhet til egnede geologiske formasjoner og oljefelt, har Norge kompetanse og naturgitte forutsetninger for å utvikle og demonstrere helhetlige CO₂-håndteringsløsninger. I denne sammenheng kan Norge dekke egne så vel som europeiske CO₂-lagringsbehov i framtiden.

20. Mathiassen, Odd Magne: «CO₂ as injection gas for Enhanced oil recovery and estimation of potential on the Norwegian continental Shelf» NTNU og Oljedirektoratet mai 2003

2.7 Hydrogen fra fornybare energikilder

I et fremtidig energisystem vil produksjon av hydrogen også kunne skje ved bruk av fornybare energikilder. Lokal eller regional produksjon av hydrogen er ofte å foretrekke fremfor storskala sentraliserte produksjonsanlegg som krever betydelig transport av både energiråvarer og den ferdige energi. Fornybare energikilder er ofte tilgjengelig lokalt og kan dermed utnyttes i lokal energi-produksjon.

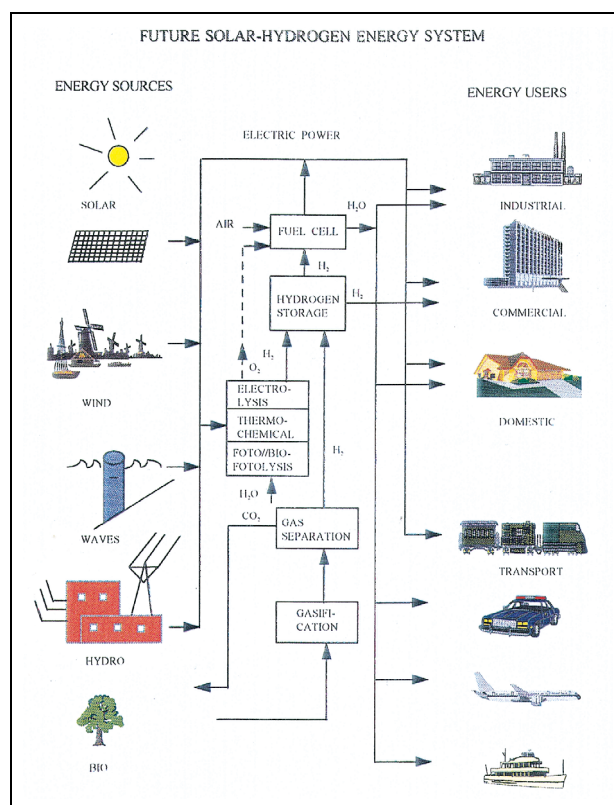
Fornybar energi kjennetegnes dessuten ved at den ikke bruker opp begrensede ressurser, og er i utgangspunktet forurensningsfri bortsett fra bioenergi som vil ha lokale utslipp ved forbrenning. Fra enkelte hold blir det hevdet at noen installasjoner kan medføre visuelle forurensninger, for eksempel vindturbiner.

I tillegg til vannkraften har Norge betydelige ubenyttede ressurser innen fornybar energi. Norge har svært gode vindforhold, blant det beste i Europa. En godt plassert vindpark i Norge gir 50 prosent mer energi enn tilsvarende i Tyskland.²¹ Enova angir at bare de allerede planlagte vindprosjektene vil gi energi tilsvarende tre gasskraftverk.²²

I tillegg til store bioenergiressurser, har Norge en langstrakt kyst med et betydelig potensial for kraftproduksjon fra bølger, tidevann og saltgradienter. Også solenergi kan gi betydelige energimengder selv under norske klimaforhold. I «Energi- og kraftbalansen mot 2020»²³ ble potensialet for bruk av fornybare energikilder analysert. Rapporten angir et potensial innen 2020 på 22 TWh for bioenergi og 6 TWh vindkraft. Det er her forutsatt en energipris til forbruker på mindre enn 70 øre/kWh eksklusive merverdiavgift men ellers med alle avgifter og overføringskostnader.

Flere land har satt opp konkrete mål når det gjelder å øke andelen fornybar energi, og EU har et mål om å doble andelen nye fornybare energikilder fra 6 til 12 prosent i perioden 1995–2010. Begrepet nye fornybare energikilder benyttes for å skille ut storskala vannkraft. Selv om vannkraft i høyeste grad er en fornybar energikilde, regnes teknologien som fullt kommersielt utviklet.

De fleste tilgjengelige prosesser for hydrogenproduksjon fra nye fornybare energikilder går



Figur 2.12 Skjematisk fremstilling av et fremtidens el- og hydrogensamfunn

Kilde: Institutt for energiteknikk

veien via elektrisitet og elektrolyse. Imidlertid finnes det også prosesser der hydrogen kan produseres direkte uten å gå via elektrisitet, men mange av disse er foreløpig langt fra et kommersielt marked.

I henhold til IEA²⁴ blir en økende andel av de nye fornybare energiteknologiene for elproduksjon konkurransedyktige i stadig større markeder. For teknologier knyttet til solenergi (PV og soltermisk), er det forventet kostnadsreduksjoner på 30–50 prosent for hver av neste to tiårsperioder. For vindkraft er det forventet en reduksjon på 25 prosent for hver av tiårsperiodene. For mer markedsmodne teknologier som minivannkraft og biomasse, er det forventet kostnadsreduksjoner på 5–10 prosent for hvert av de neste to tiår. I ressursrike områder gir dette produksjonskostnader for elektrisitet i 2020 på 15–30 øre/kWh for vindkraft, 70–105 øre/kWh for solceller samt 15–25 øre/kWh for geotermisk kraft, biokraft og minivannkraft.

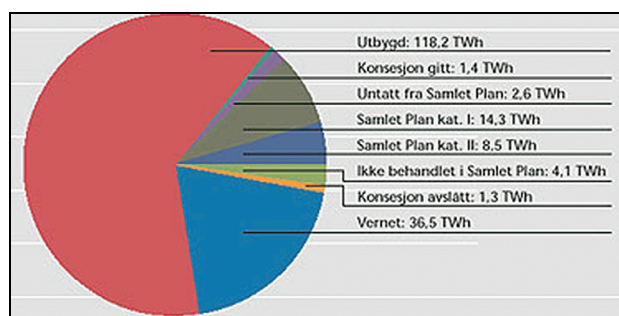
Nedenfor er det satt opp en kort beskrivelse av de ulike energikilder som vil kunne egne seg til hydrogenproduksjon for norske forhold.

21. Jon O.G.Tande, SINTEF Energiforskning AS; Vindkraftseminar NTNU, januar 2004

22. Enova: «Vindkraft – en sovende gigant»

23. NOU 1998: 11 Energi- og kraftbalansen mot 2020.

24. Renewables for Power Generation (2003) – Status & Prospects, IEA, ISBN 92-64-01918-9



Figur 2.13 Vannkraftsituasjonen i Norge

Kilde: NVE

Vannkraft

Installert effekt i de norske vannkraftverkene frem til 2003 er 27.596 MW som fordeler seg med 575 kraftverk større enn 1 MW og 160 kraftverk med installert effekt mindre enn 1 MW. Tilgjengelig vintereffekt kan være betydelig lavere grunnet tilsig til uregulerte kraftverk, vannstand i magasinene, revisjoner og feil etc. Vintrene 2001/02 og 2002/03 var maksimal tilgjengelig effekt i januar på 24.500 MW.²⁶

I 2001 gjennomgikk NVE tallene for tilsig til vannkraftverkene, og i forbindelse med dette ble anslaget for vannkraftproduksjonen i et normalår justert opp fra 113,4 TWh til omlag 118,2 TWh.²⁵ Produksjonen de siste 10 årene har ligget på omlag 120 TWh. Unntakene var tørråret 1996 med en produksjon på 104 TWh og det nedbørsrike 2000 med 142 TWh.²⁶ Vannkraftpotensialet for kraftverk over 1 MW er på 187 TWh, hvorav altså 118,2 TWh er utbygget og 36,5 TWh er vernet.

I de senere årene er det blitt en økende interesse for mindre kraftverk, såkalte minikraftverk opp til 10 MW. Regjeringen er opptatt av å legge til rette for økt bygging av småkraftverk.²⁷ Både krafttoppdekning og lokal næringsutvikling ligger til grunn for dette. NVE har anslått at det foreligger et betydelig potensial for småkraftverk under 5 MW, og det er iverksatt en nærmere kartlegging av det teknisk-økonomiske potensialet. Arbeidet skal avsluttes sommeren 2004.⁸

Vind

Vindkraft har hatt en meget sterk vekst de siste årene, og den internasjonale vindkraftindustrien

forventer fortsatt sterk økning. Innen 2012 er det ventet at den installerte effekten globalt øker til 150.000 MW fra dagens omlag 40.000 MW.²⁸ Tyskland er fortsatt verdens største marked og innen 2012 er det der ventet en installert effekt på mer enn 29.000 MW. Det finnes prognoser som tilsier at opp til 30 prosent av kraftbehovet i Tyskland vil kunne bli dekket med vindkraft i 2030.

Også i Norge har det vært en sterk vekst i installert effekt fra 13 MW i 1999 til mer enn 100 MW i 2002. Enova har som mål å medvirke til 3 TWh produsert vindkraft i 2010 hvilket innebærer i underkant av 1000 MW installert effekt. Mye tyder på at denne målsetningen nås med god margin.

Biomasse

Grunnlaget for produksjon av biomasse er fotosyntesen. Gjennom fotosyntesen utnyttes energien fra sollyset til å produsere plantemateriale fra karbondioksid (CO₂) og vann. Når biomassen nedbrytes frigjøres like mye CO₂ som bindes ved produksjon av ny biomasse. Balansert bruk av biomasse gir derfor ingen netto tilførsel av klimagassen CO₂ til atmosfæren. Biomasse medfører dessuten lave utslipp av SO_x og NO_x ved forbrenning. Som det fremgår av figur 2.14 kan en rekke ulike teknologier benyttes til elproduksjon som igjen kan produsere hydrogen med elektrolyse.

Biomasse kan omdannes til biolje eller -gass gjennom pyrolyse og gassifisering. Disse brenslene kan dermed benyttes i dieselmotorer og gass-turbiner for drift av generator som igjen produserer elektrisitet for elektrolyse og hydrogenproduksjon.

Verdensproduksjonen av elektrisitet fra biomasse utgjorde globalt i underkant av 80 TWh i 2001, et resultat av en årlig vekst på 2,7 prosent siden 1990. I tillegg kommer i overkant av 33 TWh elektrisitet fra avfallsforbrenning og omlag 13,6 TWh elektrisitet fra anlegg med biogass som brensel.²⁷ Det meste av dette er installert i siste del av perioden 1990–2001, og det forventes fortsatt sterk økning i de nærmeste år.

Det er beregnet at investeringer i størrelsesorden 1,7–2 milliarder kroner vil kunne gi omlag 500 GWh biomassebasert kraftproduksjon i Norge.²⁹

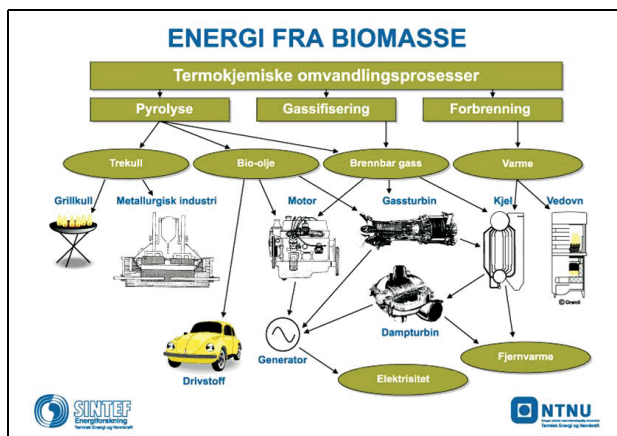
25. Fakta 2002 – Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge; OED 2002

26. Energistatus; NVE 2003

27. Strategi for økt etablering av små vannkraftverk; OED 2003

28. Europower mars 2004 og det tyske instituttet for vindenergi (DEWI)

29. Biokraftpotensialet i Norge; KanEnergi AS



Figur 2.14 Ulike veier for utnyttelse av biomasse til energiformål

Kilde: SINTEF og NTNU

Solenergi

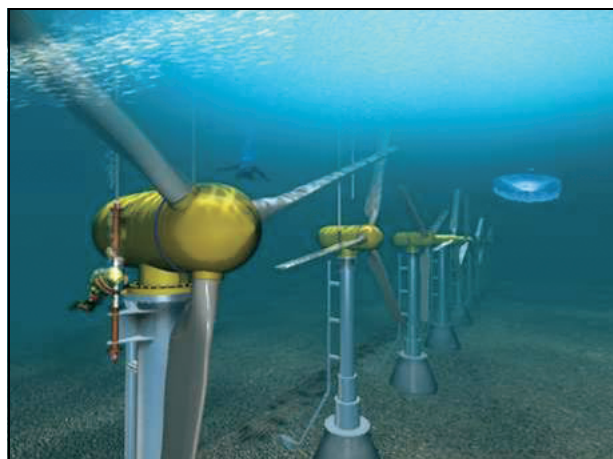
Den energimengden som treffer jordkloden i løpet av et år tilsvarer omlag 15.000 ganger verdens årlige energiforbruk. Den årlige innstrålingen varierer sterkt med geografisk plassering, med omlag 2.500 kWh/m² i de mest solrike områder, i Norge varierer den mellom 700–1000 kWh/m².

Solenergi kan utnyttes til å produsere strøm med solceller eller soltermiske kraftverk og varme med solfangere. Det er estimert at solceller på et areal tilsvarende 0,1 prosent av jordas ørkener vil produsere tilstrekkelig energi til å dekke hele verdens behov. Etter hvert som prisene reduseres vil markedene øke, men fortsatt er solceller for dyrt til å kunne produsere strøm i et bulkmarked. For «off-grid» markedet er solceller i mange tilfeller allerede et konkurransedyktig alternativ. Fra 1990 til 2001 økte produksjonen fra 16 GWh til 339 GWh, dvs. en årlig vekst på 32 prosent.²⁷ De seneste årene har hatt en tilsvarende vekstrate.

For produksjon av hydrogen fra solenergi i Norge vil det trolig benyttes elektrolyse med elektrisitet fra solceller. Det er lite trolig at solceller vil få noen stor betydning i norsk energiforsyning frem til 2020. Imidlertid vil hydrogen kunne inngå som energilager i autonome solcelleanlegg.

Bølger/tidevann

I 2001 ble det globalt sett produsert omlag 644 GWh elektrisitet fra anlegg knyttet til tidevann, bølger og havstrømmer. Årlig økning har vært 0,7 prosent fra 1990 til 2001, hvilket forteller at det ikke har vært stor fokus på dette området i denne perioden. Det meste er produsert fra et tidevannsanlegg i Frankrike (543 GWh).



Figur 2.15 Illustrasjon av tidevannsmøller. En prototyp er plassert i Kvalsundet

Kilde: Hammerfest strøm AS

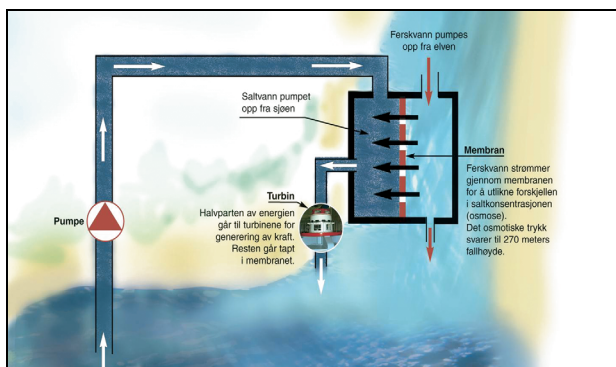
Med lang kyst og store havområder i sin nærhet, har Norge naturgitte muligheter for å utnytte havenergi. I havet utenfor norskekysten er bølgeenergitransporten i gjennomsnitt 30–40 kW/m bølgefront mellom Stadt og Lofoten. Lenger sør og lenger nord vil typiske tall være 20–30 kW/m. Totalt representerer dette et energipotensial som tilsvarer energipotensialet i alle norske vassdrag.³

På begynnelsen av 1980 tallet var det betydelig FoU-innsats i Norge knyttet til utnyttelse av bølgeenergi. I de siste 10–15 årene har nivået imidlertid vært meget beskjedent, og for tiden er det kun en liten håndfull bedrifter som er involvert i bølgeenergi.

Internasjonalt er det også stor aktivitet på tidevann. Mange ulike konsepter utprøves, spesielt i Norge og Storbritannia. Potensialet for tidevann er estimert til 2 TWh i Norge, over 100 TWh i EU og mer enn 500 TWh i verden. Verdens første anlegg for produksjon av elektrisitet til nettet fra tidevann er installert i Kvalsundet. Her utnyttes vannstrømmen som forårsakes av tidevannsforskjell til produksjon av energi fra «undervannsmøller».

Saltkraft

Det har lenger vært kjent at saltløsninger trekker til seg vann fra sine omgivelser, og danner såkalt osmotisk trykk. Den osmotiske trykkforskjellen mellom ferskvann og sjøvann tilsvarer omlag 270 m vannsøyle³, og denne kraften kan utnyttes der ferskvann møter saltvann ved elveutløp. En vannmengde på 1 m³/s vil kunne gi en effekt på omlag 1 MW. Et praktisk utnyttbart potensial i Norge er anslått til 25 TWh. Det globale utnyttbare



Figur 2.16 Prinsippskisse saltkraftverk

Kilde: Statkraft

potensialet er estimert til 2.000 TWh, hvorav i overkant av 250 TWh i Europa.

Norske miljøer er sentrale i et stort internasjonalt prosjekt knyttet til utnyttelse av saltkraft, og det er estimert en elkostnad på 35–45 øre/kWh. Anleggstørrelse betyr trolig lite for energikostnadene, et 1 MW anlegg gir omlag samme energikostnad som 50 MW.

2.8 Sikkerhet

Gassteknologiutvalget³⁰ har omtalt sikkerhet knyttet til hydrogen:

«Generelt kan det sies at hydrogen ikke er farligere enn andre brensler og drivstoffer, men risikomomentene er til dels forskjellige og bruk av hydrogen krever tilpasset teknologi. Hydrogengass er fargeløs og luktfri, og den er ikke giftig. Blandinger av hydrogen og luft er imidlertid eksplosive, med vide grenser for antenning og detonasjon. En konsentrasjon på 18 volumprosent eller mer hydrogen i luft er eksplosjonsfarlig. Nesten alle gnister (også fra statisk elektrisitet) vil antenne hydrogen, selv ned i 4 volumprosent. De fleste gnister vil til sammenligning også antenne damp av bensin

og diesel, for disse allerede ved 1–2 volumprosent i luft. Hydrogen blander seg imidlertid meget hurtig med luft og fortynnes dermed raskt til ufarlige konsentrasjoner. Utslipp av 2000 liter flytende hydrogen i friluft vil nå ufarlige konsentrasjoner i løpet av om lag 1 minutt. Hydrogenflammen beveger seg 10 ganger raskere enn flammer fra hydrokarboner og brenner uten synlig flamme. Imidlertid er varmestrålingen fra en hydrogenflamme mye mindre enn stråling fra hydrokarbonflammer. Det betyr redusert risiko for at nærstående stoffer tar fyr eller at mennesker skades.

Man må være omhyggelig ved valg av materialer og konstruksjon av utstyr for hydrogen. Gassen har lett for å lekke gjennom små sprekker, pakninger, etc., fordi molekylerne er så små. Hydrogen diffunderer inn i stål og andre metaller. Dette kan forårsake materialsprøhet («hydrogensprøhet») som kan svekke materialet og gi brudd.

Disse problemene kan imidlertid ivaretas ved tilstrekkelige sikkerhetsforanstaltninger. I lukkede rom må det utvises stor forsiktighet. Det er viktig med utluftningsmuligheter på de høyeste punktene i taket, og det er viktig å ha gode og pålitelige detektorer som gir alarm ved lekkasje. Ute i friluft er det svært liten sannsynlighet for eksplosjoner, fordi hydrogen som leker ut vil forsvinne fort til værs på grunn av sin lave tetthet. Dette i motsetning til tyngre gasser som propan eller bensindamp, som vil samles opp nær bakken og utgjøre stor eksplosjonsfare. Hvis en bensinbrann i en bil varer i for eksempel 20 minutter, vil en tilsvarende hydrogenbrann være over på tiendeparten av den tiden.»

Sikkerhetsaspektet er en viktig faktor ved introduksjon av hydrogen som energibærer. Dette både for å skape aksept for bruk av hydrogen av sluttbruker og for utvikling og kommersialisering av hydrogen teknologi. I begge tilfeller er utvikling av et internasjonalt system for regelverk og standarder viktig for å skape forutsigbare konkurranseforhold for introduksjon og bruk av hydrogen.

30. «Gassteknologi, miljø og verdiskaping»; NOU 2002: 7

Del II
Teknologisk status

Kapittel 3

Produksjon av Hydrogen

Dette kapittelet inneholder relativt detaljerte teknisk orienterte beskrivelser av forskjellige produksjonsmetoder for fremstilling av hydrogen.

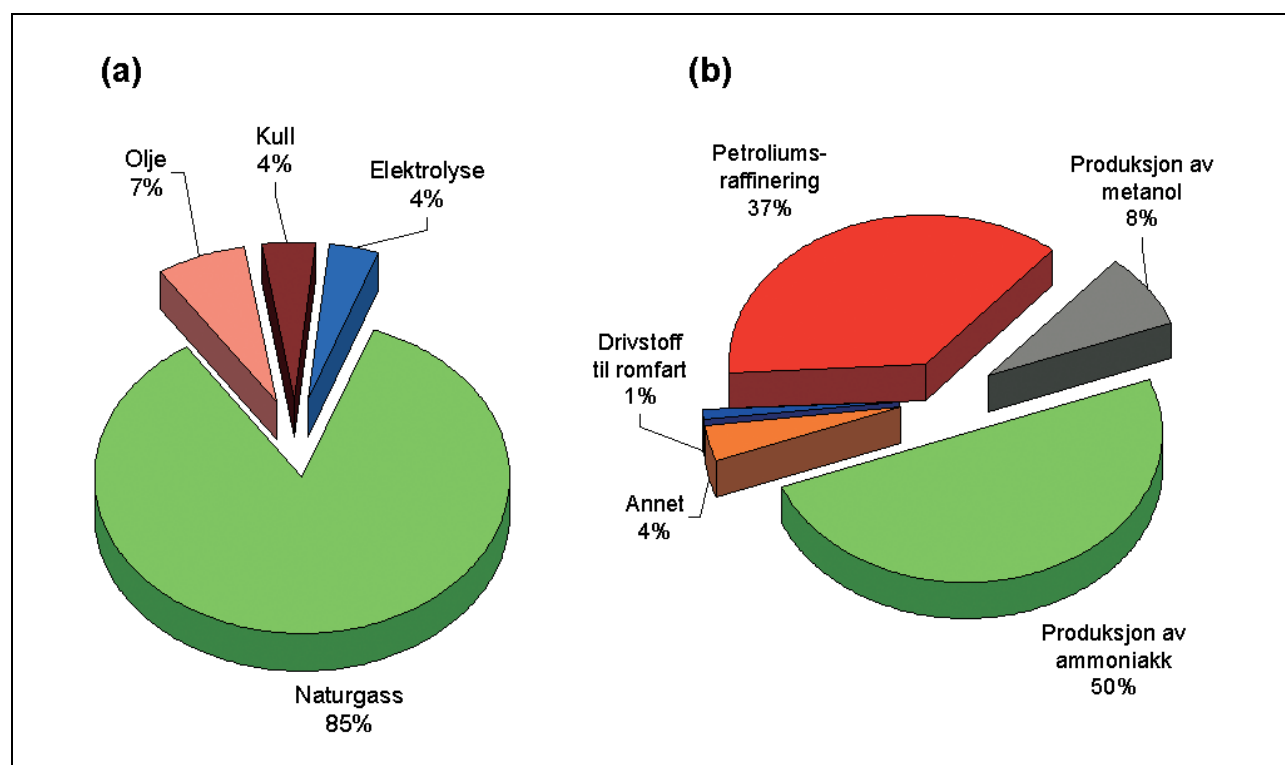
3.1 Innledning

Hydrogen kan produseres fra fossile og fornybare energikilder. Figur 3.1.a viser at 85 prosent av det hydrogen som produseres i verden i dag kommer fra naturgass, mens for eksempel elektrolyse står for kun 4 prosent av totalt produsert mengde. Fordelingen av verdens bruk av hydrogen er vist i figur 3.1b. Figuren viser at den største delen går til produksjon av ammoniakk, mens kun 1 prosent brukes til energiformål som drivstoff i romfart.

Reformering av naturgass er for tiden den mest brukte teknologien for produksjon av hydrogen i mellomstor og stor skala. Dersom CO₂-utslipp fra hydrogenproduksjon basert på naturgass skal unngås må reformeringen inkludere CO₂-håndtering.

Produksjon av hydrogen fra vann og elektrisitet uten lokale utslipp av CO₂ er et veletablert alternativ, men er kun CO₂-fritt i global sammenheng hvis elektrisiteten er produsert fra fornybar energi.

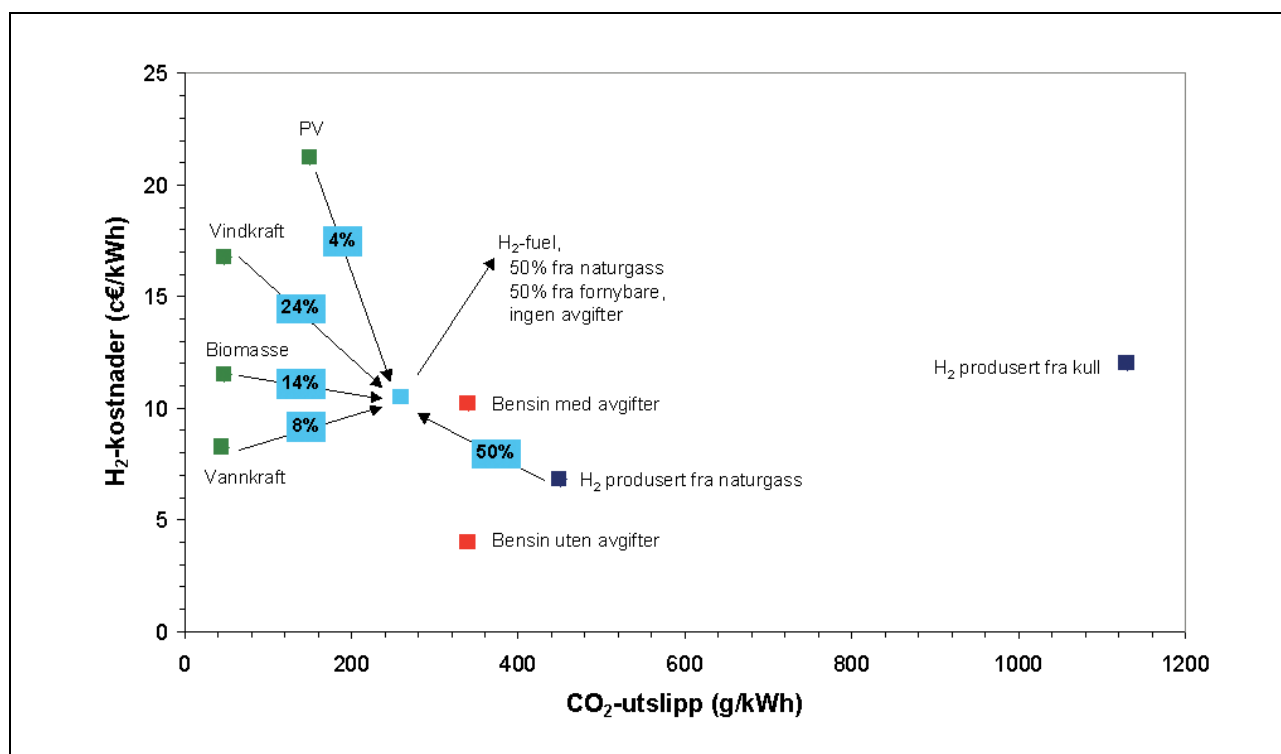
Av nyere metoder er dampgassifisering den mest lovende metoden for produksjon av hydrogen fra biomasse. Dette er en foretrukket rute fra biomasse til elektrisitet og varme via hydrogen pga. en relativt høy virkningsgrad sammenlignet med andre prosesser. Metoden er fremdeles på utviklingsstadiet.



Figur 3.1 (a) Kildefordeling av produksjon av hydrogen i verden, (b) Fordeling av verdens bruk av hydrogen

Kilde: a) IEA, International Gas Union (IGU); data fra 2001

b) R.Ramachandran and R.K.Menon. An overview of industrial uses of hydrogen.– Int. J. Hydrogen Energy, Vol.23, No.7, pp.593–598, 1998.



Figur 3.2 Kostnader og utslipp av CO₂ ved produksjon av hydrogen fra ulike kilder

Kilde: Carlo Rubbia, (member of the High Level Group for hydrogen and fuel cells), «Hydrogen at crossroads between science and politics», 1st European Hydrogen Energy Conference, 2003, Grenoble, France

Andre produksjonsmetoder for hydrogen kan være biofotolyse, termokjemisk splitting av vann, m.fl. Disse er enten på FoU stadiet eller på det stadiet der de demonstreres i liten skala.

Kostnader for produksjon av hydrogen vil avhenge av hvordan hydrogenet produseres og i hvor stor skala produksjonen foregår. I Gassmeldingen¹ oppgis det at storskala reformering fra naturgass vil ha en produksjonskostnad i området 25–40 NOK/GJ. Dette tilsvarer 10–15 øre/kWh og dekker et spenn i gasspris fra 40 til 80 øre/Sm³. Ved inkludering av oppsamling og deponering av CO₂, oppgis det at kostnaden øker med anslagsvis 20–30 prosent, forutsatt en avstand frem til deponeringsstedet offshore på 100 km. Disse kostnadene, som gjelder for sentral produksjon, dekker ikke kostnader knyttet til lagring og distribusjon av hydrogen fra produksjonsstedet og frem til forbruker.

For lokal, småskala produksjon av hydrogen nær forbruksstedet blir kostnadsbildet et annet. Elektrolytisk produksjon av hydrogen gir en pro-

duksjonskostnad for hydrogen i området 100–110 NOK/GJ ved en strømpris på 20 øre/kWh. Dette tilsvarer 35–40 øre/kWh hydrogen. Kostnaden for elektrisk kraft vil typisk utgjøre 60–70 prosent av den totale produksjonskostnaden ved vannelektrolyse når elektrolysen kan forutsettes å foregå med jevn produksjon fra en stabil elektrisitetskilde. Ved distribuert reformering av naturgass vil produksjonskostnaden ligge i størrelsesorden 100 NOK/GJ (=35 øre/kWh), forutsatt en pris på distribuert gass på 133 øre/Sm³. Konkurransforholdet mellom elektrolyse og reformering vil således kunne avgjøres av de lokale energiprisene på elektrisk kraft og naturgass.

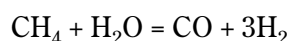
Figur 3.2 viser produksjonskostnadene og CO₂-utslippene for en rekke produksjonsmetoder for hydrogen. Figuren er utarbeidet for prisforhold som eksisterer i Europa. Et eksempel på produksjon av hydrogen fra en 50–50 miks av fornybare og fossile kilder viser fremdeles et betydelig CO₂-utslipp og en relativt høy pris. Den fornybare andelen i denne miksen består av bidrag fra solceller (PV), vindkraft, biomasse og vannkraft.

1. St. meld nr. 9 (2002–2003) Om innenlands bruk av naturgass mv.

3.1.1 Dampreforming (SMR)

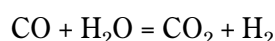
Katalytisk dampreforming av metan er en velkjent termokjemisk prosess som er kommersielt tilgjengelig for produksjon av hydrogen^{2,3}. I USA og Europa er over 90 prosent av det hydrogen som produseres ved dampreforming av naturgass⁴. Denne prosessen kan deles i flere trinn: selve dampreforming, vannskift reaksjonen, og hydrogenrensingen.

Dampreformeringsreaksjonen er energikrevende og krever en ekstern varmekilde:



Det er økonomisk gunstig å kjøre prosessen ved trykk mellom 3 og 25 atm og temperaturer mellom 700 og 850 °C. Den eksterne varmen er ofte tilført ved å forbrenne fyrgass, som oftest en fraksjon av innkommende fødegass (opp til 20–25 prosent) blandet med andre tilgjengelige avgasser som for eksempel avgasser fra hydrogenrensesystemet. Varmeoverføringen til reaktantene er utført indirekte ved varmeveksling. Naturgass (metan) og damp reagerer i rør fylt med katalysatorringer (nikkelbasert katalysator). Masseforholdet damp/naturgass er typisk rundt 3 for å unngå karbondannelse på katalysatoren. Høytemperatur produktgassen er brukt til å forvarme fødegassen og vanddampen. Denne gassen inneholder typisk omlag 76 prosent H₂, 12 prosent CO, 10 prosent CO₂ og 1,3 prosent CH₄ (tørr volumetrisk basis)⁵.

Etter reformering blir CO konvertert til CO₂ og mer H₂ via en høytemperatur eksoterm vannskiftreaksjon (HTS):



Denne reaksjonen kjøres på en krom-jernoksid katalysator ved 350–455 °C. Inntil 94 prosent av CO i syntesegassen blir konvertert. Deretter blir gassen kjølt ned og sendt til en andre lavtemperatur skiftreaktor (LTS) ved 200–250 °C for å konvertere resterende CO. Reaksjonen er kjørt på en kobber-sink katalysator med typisk gassammenset-

ning på 87,3 prosent H₂, 10,7 prosent CO₂, 0,70 prosent CO og 1,3 prosent CH₄ (tørr basis).

CO₂ fjernes i en absorpsjonsprosess ved 40–60 °C som bruker en aminløsning som absorpsjonsmiddel. Aminløsningen med absorbert CO₂ regenereres ved dampstripping med temperatur ved 100–140 °C. Regenerert aminløsning blir kontinuerlig resirkulert mellom skrubberen og striperen. Strippet CO₂ slippes ut fra regeneratoren (eksos) og kan deretter håndteres og deponeres. Produktgassen inneholder omlag 98,2 prosent H₂, 0,01 prosent CO₂, 0,3 prosent CO og 1,5 prosent CH₄ (tørr volumetrisk basis). Hvis ønsket, kan resterende CO konverteres til CH₄ ved å sende gassen over en Ni-katalysator ved omlag 300 °C. Etter dette trinnet inneholder produktgassen omlag 98,2 prosent H₂, 1,8 prosent CH₄ og bare spormengder av CO og CO₂. Ønskes høyere hydrogenrenhet enn dette, er det vanlig å bruke et «polishing»-trinn til slutt for fjerning av urenheter. «Pressure Swing Adsorption» (PSA) er den vanligste «polishing» teknologien i dag.

PSA er en separasjonsprosess der gass under trykk sendes gjennom en tank fylt med adsorpsjonsmateriale. Noen av komponentene i gassen adsorberes og blir igjen i tanken, mens andre passerer fritt gjennom. Når tankens adsorpsjonsmateriale er mettet med adsorbert gass, stenges innløpet til tanken og tanken regenereres ved at trykket senkes og spylegass flushes gjennom den. Adsorbert gass fra tanken frigjøres da sammen med spylegassen. Kontinuerlig drift av et PSA system oppnås ved å operere flere tanker i parallell, der forskjellige tanker er i forskjellige faser i absorpsjons-/regenererings-syklusen. Hydrogenrenheten for et PSA-system kan være svært høy, for eksempel 99,999 prosent. Til forskjell fra andre separasjonsmetoder er det ikke vesentlig billigere å produsere lavere renheter med PSA.

En alternativ og ofte mer effektiv prosess-variant for hydrogenproduksjon og CO₂-fjerning er basert på PSA-prosessen. Den består i å sende gassen etter at den har passert reformer og høytemperatur skiftreaktor, gjennom en serie av senger pakket med molekylsil eller aktivert kull hvor alle komponenter unntatt hydrogen blir absorbert. Energien i den adsorberte gassen utnyttes ved at den etter å ha forlatt PSA-enheten, blandes med annen fyrgass og sendes til reformeren. Bruk av PSA på denne måten forenkler prosessen ved å erstatte både lavtemperatur skiftreaktor, CO₂-skrubber og striperen samt metaniseringsreaktorer.

2. Rostrup-Nielsen, J.R. 1984. Catalytic Steam reforming, Springer-Verlag, New-York, NY.

3. Twigg, M.V., ed. 1989. Catalyst Handbook, Wolfe Publishing, Ltd., Frome, England.

4. Heydorn, B. «By Product Hydrogen Sources and Markets», Proceedings of the 5th National Hydrogen Association Meeting, March 23–25, 1994, Washington, DC, pp. 6–59 to 6–80.

5. Kirk-Othmer, «Concise Encyclopedia of Chemical Technology» Fourth Edition, March 1999, Wiley, New York, Vol. 12, pp. 950–982.

A. Konvensjonelle SM-reformere

Dampmetanreformere har blitt bygget i forskjellige skalaer. For storskala kjemiske prosesser, produserer konvensjonelle dampreformere 0,7 til 2,8 millioner $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ (dvs. nok hydrogen til å forsyne omlag 225 000 til 900 000 brenselcellebiler, hver kjørt omlag 18 000 km/år). Standard investeringer for et 0,55 millioner $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ anlegg (inkluderende reformer, skiftreaktor og PSA-system) ligger rundt 200 EURO/kW H_2 produsert. For et anlegg på 5,5 millioner $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ er investeringer evaluert til omlag 80 EURO/kW H_2 ⁶.

Raffineritype rør-reformere kan skaleres ned til små anlegg på omlag 2 500 – 25 000 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ (fyllingsstasjonsskala), men nedskaleringen blir ikke økonomisk gunstig. Investeringen blir omlag 750 EURO/kW H_2 for 25 000 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ og 4 000 EURO/kW H_2 for 2 500 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$. Småskala konvensjonelle reformere er kommersielt tilgjengelige, men byr ennå på vesentlige driftsmessige utfordringer (høy gjennomstrømning, høy pålitelighet og høy renhet).

Ulempene med konvensjonelle rør-dampreformere for hydrogenproduksjon til fyllingsstasjoner er deres størrelse (12 meter høye rør) og deres kostnad (materialer, høy temperatur og trykk osv.). Det er bred enighet blant FoU-miljøene om at mer kompakte, billigere reformere vil være nødvendige for frittstående hydrogenproduksjon ved for eksempel fyllingsstasjoner ^{7,8}.

B. Konsentriske annulære SM-reformere

I liten skala er en mer kostnadseffektiv tilnærming å bruke en reformer som fungerer ved lavere temperatur og trykk (3–5 atm., omlag 700 °C). En ny teknologi er blitt utviklet de siste årene, såkalt «fuel cell type» dampreformere med konsentriske annulære katalysatorsenger. De har en produksjonsskala fra omlag 55 til 3500 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ og har blitt utviklet for brenselcellemarkedet. Kostnads-

estimeringer for masseproduksjon av små slike reformere indikerer at investeringskostnadene for anlegg som produserer mellom omlag 2 500 og 25 000 $\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{dag}$ vil ligge på 150 til 180 EURO/kW H_2 under forutsetning av at 1000 enheter produseres ⁶. En energieffektivitet opp til 70–80 prosent er mulig å oppnå for disse enhetene. Denne teknologien er nylig blitt kommersielt tilgjengelig og er lovende.

C. Platetype SM-reformere

En annen innovasjon i designet av dampreformere til brenselcellemarkedet er kompakte platetype reformere. Reformersplatene er montert i en «stack». En side av hver plate er dekket med et lag av dampreformeringskatalysator og er i kontakt med fødegassen. Den andre siden av platen er i kontakt med anodens eksosgass fra brenselcellen og tilfører den nødvendige varmen for å drive den eksoterme reformeringsreaksjonen. Fordelene med denne designen er kompakthet, standardisert design, bedre varmeoverføring og raskere oppstart. Platetype reformere har ikke blitt kommersialisert for brenselcellemarkedet ennå, men kan bidra til reduserte investeringskostnader ved en forenkling av systemdesign.

D. SMR-membranreaktorer

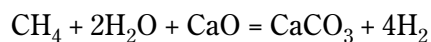
En annen lovende teknologi er «membranreaktoren», hvor dampreforming, vannskift og hydrogenrensing skjer samtidig i en enkel reaktor. Selektive palladiummembraner fjerner reaksjonens hovedprodukt, hydrogen, fra gassblandingen og flytter reaksjonens termodynamikk mot produksjon av hydrogen. Mens dampreformeringsreaksjonen skjer, trenger hydrogen gjennom membranen pga. trykkforskjell. Avhengig av temperatur, trykk og membranareal, kan metan bli fullstendig konvertert og hydrogen med høy renhet blir produsert. Hovedfordelen med denne teknologien er en forenkling av systemdesign og en reduksjon i investeringskostnader pga. færre prosessstrinn i systemet. Imidlertid er palladiummembraner dyre, og sintring, sprøhet og materialtretthet er problemer som må løses for å oppnå en akseptabel levetid.

Det er for tiden stor FoU-aktivitet på membran-teknologier for produksjon av syntesegass og hydrogen. Denne teknologien utvikles nå for både små- og storskala applikasjoner.

6. Directed Technologies Inc., Air Products and Chemicals, BOC Gases, The Electrolyser Corp., and Praxair Inc., prepared for Ford Motor Company under USDOE Contract No. DE-AC02-94CE50389, Purchase Order No. 47-2-R31148, «Hydrogen Infrastructure Report», July 1997.
7. Ogden, J., Kreutz, T., Kartha, S., Iwan, L. Assessment of technologies for producing hydrogen from natural gas at small scale. Princeton University, Center for Energy and Environmental Studies, Draft report, November 26, 1996.
8. Thomas, C.E., Kuhn, I.F., James, B.D., Lomax, F.D., Baum, G.N. Affordable hydrogen supply pathways for fuel cell vehicles. International Journal of Hydrogen Energy, V. 23, No. 6, 1998.

E. «Sorption enhanced» reformering (CO₂-absorpsjon)

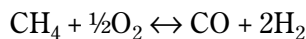
Nylig har muligheten til å bruke såkalt «sorption enhanced steam methane reforming» for hydrogenproduksjon i liten skala blitt studert av flere FoU-miljøer^{9, 10, 11, 12}. Med denne teknologien blandes en CO₂-absorbent (som for eksempel kalsiumoksid) sammen med en dampreformeringskatalysator. Absorbenten fjerner CO og CO₂ samtidig som dampreformeringsreaksjonen foregår (dampreforming, vannskift og karbonatisering skjer samtidig). Resulterende produktgass har en betraktelig høyere fraksjon av hydrogen enn den som produseres i en katalytisk dampreformeringsreaktor. I tillegg frigir karbonatiseringsreaksjonen varme og totalreaksjonen



blir omtrent termisk nøytral. Dette betyr at reaksjonen kan kjøres ved lavere temperatur enn i den vanlige dampreformeringsreaksjonen (omlag 500 °C – sammenlignet med 850 °C) og prosessen er mindre temperaturavhengig (større driftsfleksibilitet). Produktgassammensetninger med 90 prosent H₂, 10 prosent CH₄, 0,5 prosent CO₂ og < 50ppm CO (tørr basis) har blitt rapportert. Med denne teknologien blir prosessen enklere og behovet for H₂-rensing, som kan være dyr i småskala produksjon, blir mindre. Hovedutfordringen ligger i å finne absorbenter med gode mekaniske egenskaper, høy absorpsjonskapasitet, relativt lav regenereringstemperatur og akseptabel levetid. De må også være konkurransedyktige i forhold til høytemperatur selektive membraner. «Sorption enhanced» systemer er fortsatt på demonstrasjonsstadiet og viser lovende resultater for lavkostnad produksjon av hydrogen.

3.1.2 Partiell oksidasjon (POX)

En annen produksjonsmetode, kommersielt tilgjengelig som SMR, er partiell oksidasjon (POX). Naturgass (hovedsakelig metan) eller tyngre hydrokarboner, som for eksempel olje, blir oksidert for å produsere CO og H₂ i henhold til reaksjonen



Denne reaksjonen er eksoterm og ingen indirekte varmeveksling er nødvendig. I tillegg er bruk av katalysatorer ikke nødvendig pga. den høye temperaturen. Imidlertid kan hydrogenutbyttet per mol metan og systemeffektiviteten forbedres betraktelig ved å bruke katalysatorer. Et produksjonsanlegg basert på POX-prosessen inkluderer en POX-reaktor, en vannskiftreaktor og en renseenhet for hydrogen. Storskala produksjonsanlegg har blitt brukt kommersielt til å produsere H₂ fra restolje, for applikasjoner som for eksempel raffinerier. Generelt inkluderer store anlegg et oksygenanlegg fordi drift med ren O₂ reduserer reaktorstørrelsen og kostnader.

Småskala POX-systemer har nylig blitt kommersielt tilgjengelige, men er fortsatt under intensiv FoU^{13, 14}. Disse har en rask responstid og er derfor attraktive for å følge raskt varierende laster. De kan håndtere ulike brensel som for eksempel naturgass, etanol, metanol og bensin.

POX-reaktoren er mer kompakt enn dampreformereren, hvor varmen må tilføres indirekte via en varmeveksler. En POX-enhet har relativt høy energieffektivitet, mellom 70 og 80 prosent.

Fordi POX-anlegg er mer kompakte og ikke trenger indirekte varmeveksling, har det blitt antydnet at de kunne være mindre kostbare enn vanlig dampreforming. Selv om POX-reaktorer er rimeligere enn reformeringsreaktorer, er nedstrøms skift- og rensetrinn ofte dyrere og gir lavere hydrogenutbytte⁴³.

Utvikling av lavkostnad renseteknologier er derfor en prioritering hvis POX-systemene skal tas i bruk for stasjonær hydrogenproduksjon.

Bruk av ren oksygen i fødegassen eliminerer håndteringen av store nitrogenmengder nedstrøms, men gjør anlegget dyrere for småskala pro-

9. Lyon, R. Energy and Environmental Research Corp., private communications 1996.

10. Sircar, S., Anand, M., Carvill, B., Hufton, J., Mayorga, S., Miller, B. 1996. «Sorption Enhanced Reaction Process (SERP) for Production of Hydrogen», presented at the USDOE Hydrogen R&D Program Review Meeting.

11. Han, C., Harrison, D. 1994. «Simultaneous Shift Reaction and Carbon Dioxide Separation for the Direct Production of Hydrogen», Chemical Eng. Science, V. 49, No. 24B, pp. 5875–5883.

12. Hufton, J., Waldron, W., Weigel, S., Rao, M., Nataraj, S., Sircar, S. «Sorbent Enhanced Reaction Process for the Production of Hydrogen», Proceedings of the 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890, 2000.

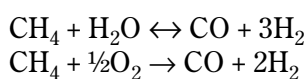
13. Mitchell, W., Thijssen, J., Bentley, J.M. 1995. «Development of a catalytic Partial Oxidation Ethanol Reformer for Fuel Cell Applications», Society of Automotive Engineers, Paper No. 9527611.

14. Cross, J., Mitchell, W.L., Chintawar, P., Hagan, M., Thompson, C., Swavely, D. «PEM-Fuel Cell Power Technology», 2000 Fuel Cell Seminar Abstracts, Oct. 30-Nov. 2, 2000, Portland, OR, pp. 260–263.

duksjon. Oksygenanrikning av fødeluft er en annen måte å redusere nitrogenmengden på. Innovative membranteknologier som membraner for ionetransport (ITM), kan redusere kostnader koblet til oksygenproduksjon for POX-reaktorer^{15, 16, 17}.

3.1.3 Autotermisk reformering (ATR)

Autotermiske reformere (ATR) kombinerer både dampreforming og partiell oksidasjon. I den autotermiske reformeringen reagerer hydrokarbonføden (naturgass eller brensel i væskeform) med både vanddamp og luft for å produsere en hydrogenrik gass. For metan, for eksempel, skjer følgende reaksjoner:

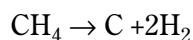


Totalreaksjonen er eksoterm og resulterer i høye utløpstemperaturer (950–1100 °C). Trykket kan være høyt, opp til omlag 100 bar. I syntesegassproduksjon brukes vanligvis et damp/karbon forhold på rundt 0,6.

Med den riktige blandingen av brensel, luft og vanddamp frigir den partielle oksidasjonsreaksjonen all nødvendig varme for å kjøre den katalytiske reformeringsreaksjonen. I motsetning til dampreformerer, trenger den autotermiske reformeringen ekstern varmekilde og ingen indirekte varmeveksling. Dette gjør den enklere og mer kompakt enn dampreformer, og investeringskostnadene er vanligvis lavere. Ved autotermisk reformering blir energieffektiviteten generelt høyere enn i et POX-system, hvor overskuddsvarmen ikke er enkel å gjenvinne. Som for SMR- og POX-system, er vannskiftreaktor og et hydrogenrensetrinn nødvendige.

3.1.4 Termokatalytisk cracking av metan

I denne tilnærmingen, blir metan omdannet til karbon og hydrogen over en katalysator (vanligvis Ni-basert) ved høy temperatur (500–850 °C) i henhold til reaksjonen



Denne reaksjonen er endoterm og trenger en energitilførsel av omlag 10 prosent av energien i fødegassen. Denne produksjonsmetoden er av interesse fordi «cracking» av metan produserer en produktgass som i gassfasen inneholder kun hydrogen. Vannskiftreaksjonen og hydrogenrensetrinnet er ikke nødvendige og prosessen blir da enklere og krever lavere investeringskostnader. Hovedproblemene denne teknologien møter er katalysatorens levetid og lav konverteringseffektivitet. De fleste Ni-baserte katalysatorer deaktiveres raskt når reaksjonen kjøres over 650 °C. Konverteringens termodynamikk indikerer en konverteringsrate på 80 prosent ved 1 atm. og 750 °C. Derfor er utviklingen av katalysatorer (aktivt metall + substrat) som kan dekomponere metan ved temperaturer over 650 °C nødvendig for å kunne oppnå en høy «one-pass» konvertering¹⁸.

Denne teknologien er fortsatt langt fra å være en mulig kommersiell prosess for hydrogenproduksjon.

3.1.5 Carbon Black og Hydrogen Prosessen

Denne prosessen har vært under utvikling av Kværner siden 1990. Som i termokatalytisk cracking dannes karbon og hydrogengass direkte. Prosessen foregår derimot ved langt høyere temperaturer (1500 – 1600 °C) og krever ikke katalysator. I en høytemperatur reaktor tilføres energien (elektrisk – 1,25 kWh/Nm³ H₂) som skal til å for å splitte hydrokarboner via en plasmabrenner som bruker resirkulert gass fra prosessen som plasma-gass. Carbon Black er et superrent karbon som brukes i produksjon av bildekk og som reduksjonsmiddel i metallurgisk industri. Det knytter seg også spenning til om Carbon Black kan brukes til vekt- og volumeffektiv lagring av hydrogen.

Kværner åpnet en kommersiell fabrikk for produksjon av Carbon Black i Canada i 1999. Fabrikken er ikke i drift for øyeblikket. Lønnsomheten i fabrikken avhenger av både høy omsetning av hydrogen og av prisene i Carbon Black markedet¹⁹.

Det norske selskapet Carbontech har patentert, utviklet og testet en metode for produksjon av hydrogenrik gass og karbon. Den hydrogenrike

15. Dyer, P., Air Products and Chemicals, Inc., Ion Transport Membranes, presentation at the United States Department of Energy, Hydrogen Program 1999, Annual Peer Review Meeting, Lakewood, CO, May 4–6, 1999.

16. Dyer, P.N., Chen, C.M. «ITM Syngas and ITM H₂», Proceedings of the 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890, 2000.

17. Shah, M., Drnevich, R.F., Balachadran, U., «Integrated Ceramic Membrane System for Hydrogen Production», Proceedings of the 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890, 2000.

18. Otsuka, K., Shigeta, Y., Takenaka, S., «Production of Pure Hydrogen by Decomposition of Methane over Supported Pd-Ni Catalysts», Proceedings of the 1st European Hydrogen Energy Conference, 2–5 Sept. 2003, Grenoble, France.

19. Privat kommunikasjon, Kjetil Hox (Aker Kvaerner Engineering & Technology) (2004)

gassen kan brukes i forurensingsfri gasskraft eller som hydrogenanriking av naturgass. Karbonet i prosessen kan utvinnes til «carbon black», «furnace black», «thermal black» eller «acetylene black» som verdifulle materialer til mange formål²⁰.

3.1.6 Plasma reformeringsprosess

Termisk plasmateknologi kan brukes til produksjon av hydrogen og hydrogenrike gasser fra naturgass og flytende brensel. Temperaturen i et termisk plasma kan være mellom 3000 og 10 000 °C., skapt av en elektrisk lysbue^{21, 22, 23}.

De beste resultatene for reformering, oppnådd ved MIT, indikerte en 95 prosent konvertering av metan og en energibruk (elektrisitet for plasmatronen) på 14 MJ/kg H₂, dvs. omlag 10 prosent av nedre brennverdi for hydrogen. Det settes som mål å halvere energien som brukes i plasmatronen for å forbedre prosessens effektivitet. NREL (National Renewable Energy Laboratory) sammen med MIT har nå begynt å evaluere teknologiens potensial for småskala applikasjoner.

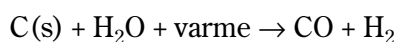
3.2 Hydrogen fra biomasse

Biomasse kan brukes som kilde til hydrogenproduksjon. Fordelen med bruk av biomasse er at den er fornybar og nettobidraget til CO₂ som slippes ut i atmosfæren er lik null hvis biomasse plantes i samme takt som forbruket. Den er også lokalt tilgjengelig og medfører som regel lavt utslipp av SO_x og NO_x ved forbrenning.

3.2.1 Dampgassifisering

Gassifisering er en av de termokjemiske konverteringsprosessene som kan brukes til å omdanne biomasse til termisk energi og elektrisitet. Gassifi-

seringsprosesser skjer ved 800–1000 °C og trenger et oksidasjonsmiddel som forsyner oksygen for dannelsen av CO fra brenselet. Dette oksidasjonsmidlet, kan være luft, oksygen, vanddamp og CO₂. Når biomassen varmes opp, frigis det først flyktige forbindelser (CO, CO₂, H₂, H₂O, CH₄, lette hydrokarboner og tjære). Denne prosessen kalles pyrolyse og skjer både i en inert eller oksiderende atmosfære. Den resterende faste fraksjonen, kull, inneholder fremdeles et høyt karboninnhold og derfor energi. Kullet reagerer videre med gassproduktene fra pyrolyse og det produseres hovedsakelig H₂ og CO. Den totale dampgassifiseringsreaksjonen kan da skrives:



Det vanligste oksidasjonsmidlet som brukes er luft men dette introduserer store nitrogenmengder i prosessen slik at produktgassen får en lav brennverdi (4–7 MJ/Nm³). Bruk av ren oksygen gjør det mulig å oppnå en høyere brennverdi (omkring 10–18 MJ/Nm³), men fordyrer prosessen betydelig. Derfor er dampgassifisering et godt alternativ da den produserer en gass med en medium brennverdi (10–14 MJ/Nm³) og dessuten øker hydrogeninnholdet i produktgassen. Imidlertid er dampgassifisering en endoterm prosess og krever temperaturer over 800 °C hvis ingen katalysator brukes. Den nødvendige reaksjonsvarmen overføres enten ved partiell forbrenning av kullet i samme reaktor, i et sirkulerende fluidisert seng reaktorsystem (hvor vanligvis sand sirkuleres) eller ved indirekte oppvarming.

Det finnes hovedsakelig tre typer dampgassifiseringsprosesser som kan anvendes til hydrogenproduksjon ved å koble dem, etter rensing av rågassen, til en vannskiftreaktor og en renseenhet (for eksempel PSA)²⁴.

Den første er Battelle (Columbus) gassifiseringsprosessen som består av to separate reaktorer. En gassifiseringsreaktor hvor biomassen er konvertert til en MCV-gass (Medium Calorific Value gas) og litt kull ved 850 °C, og en forbrenningsreaktor som brenner restkullet for å tilføre den nødvendige varmen til gassifiseringen. Varmeoverføring mellom reaktorene er utført ved å sirkulere sand mellom gassifiseringsreaktoren og forbrenningsreaktoren. Produktgassen, for et mengdeforhold mellom vanddamp og biomasse (treflis) på 0.45, inneholder typisk 21 prosent H₂, 43 pro-

20. A. Godal, Presentasjon i Haugesund – EnergiRike (Temakonferansen 2003), 23. september 2003

21. Lynum, S., Hildrum, R., Hox, K., Hugdahl, J., "Kvaerner based Technologies for Environmentally Friendly Energy and Hydrogen Production», Proceedings of the 12th World Hydrogen Energy Conference, Buenos Aires, Argentina, June 21–26, 1998, pp. 637–645.

22. Czernichovski, A., Czernichovski, P., Ranaivosoloarimana, A. «Plasma Pyrolysis of Natural Gas in a Gliding Arc Reactor», Proceedings of the 11th World Hydrogen Energy Conference, Stuttgart, Germany, June 23–28, 1996, pp.637–645.

23. Bromberg, L., Rabinovitch, N., Alexeev, N., Cohn, D.R., «Plasma Catalytic Reforming of Natural Gas», Proceedings of the 1999 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570–26938, 1999.

24. Babu, S.P., «Biomass Gasification for Hydrogen Production. Process Description and Research Needs», IEA Hydrogen Program Task 16 Subtask B, Hydrogen from Biomass, Revised Draft Report, Oct. 29, 2002.

sent CO, 14 prosent CO₂, 16 prosent CH₄ og 6 prosent C₂+. Øvre brennverdi av dette brenslaget har blitt estimert til 17,75 MJ/Nm³. Et demonstrasjonsanlegg på 200 tonn/dag er bygget i Vermont, USA (McNiel Power Plant) og testes med trellis som brensel. I den første fasen vil brenselgassen bli fyrt i en eksisterende dampkjele. I de følgende fasene vil den bli nedkjølt for varmeutvinning, renses og konvertert i et gasturbinsystem.

En annen aktuell prosess er MTCI-prosessen. Som Battelle-prosessen bruker den også indirekte varmeoverføring til å produsere en MVC-gass. Gassifiseringsreaktoren forbrenner en del av brenselgassen i en pulsert brenner som leverer varme til gassifiseringsseksjonen. Flere pilottester har blitt kjørt på et 20 tonn/dag anlegg med «black liquor» (svartlut) som brensel ved MTCI-laboratorie i Baltimore, USA. Fordi MTCI-prosessen bruker en indirekte varmeoverføring, kan den produsere CO- og H₂-rik syntesegass fra biomasse. Svartluten er dampreformert/gassifisert ved 600 °C. Deretter er rågassen renses i flere trinn og produktgassen inneholder over 65 volum prosent hydrogen med en HHV rundt 10,4 MJ/Nm³. Denne gassen er blitt testet med godt resultat i en SOFC ved omlag 1000 °C i laboratorieskala.

En annen lovende prosess er FICFB-prosessen (Fast Internal Circulation Fluidised Bed). Den består av to soner, en gassifiseringssone og en forbrenningssone. Et inert sengmateriale sirkuleres mellom disse to sonene og overfører varme fra forbrenningssonen til gassifiseringssonen. Samtidig separeres eksosgassen i forbrenningssonen fra brenselgassen som er produsert i gassifiseringssonen. Biomassen (trellis) er introdusert i gassifiseringssonen og gassifisert med vanndamp ved 850–900 °C takket være den termiske energien tilført av det sirkulerende materialet. Brenselgassen som produseres er dermed nitrogenfri. Sengmaterialet sammen med resterende kull fra gassifiseringen er sirkulert til forbrenningssonen. Denne sonen er fluidisert med luft for å brenne kullet og noe av brenselgassen som går over til forbrenningssonen. Produktgassen fra gassifiseringen er en hydrogenrik syntesegass med en øvre brennverdi på omlag 12 MJ/Nm³. Et CHP-anlegg (Combined Heat and Power) er i drift i Güssing, Østerrike. Produktgassen fra gassifiseringen (rågass) inneholder 30–45 volum prosent H₂, 20–30 volum prosent CO, 15–25 volum prosent CO₂, 8–12 volum prosent CH₄, 1,5–4,5 g/Nm³ tjære, 5–10 g/Nm³ partikler og noe ammoniakk (1000–2000ppm). Anlegget er dimensjonert for 8 MW_{th} innfyrt (2MW_{el} og 4,5MW_{th}) og har en totalvirkningsgrad på 81,3 prosent. Et 20 MW_{th}-anlegg er under planlegging.

Selv om gassifiseringsteknologier er vel utviklet, finnes det ingen kommersiell gassifiseringsprosess av biomasse for hydrogenproduksjon. FoU-programmer bør fokusere på følgende punkter:

Fødemateriale

Biomasse er spredd og infrastrukturen er manglende for å kunne sikre forsyning av lavkostnad kvalitetskontrollert fødemateriale. Biomasse har også noen egenskaper som lav bulketthet og fibrøs natur som gir mange utfordringer for samling og transport til sentrale gassifiseringsanlegg. Selv om preparering av treaktig biomasse og systemer for håndtering av fødemateriale er godt utviklet for lavtrykkssystemer, er utviklingen av pålidelige innmatingsutstyr for høytrykkssystemer nødvendig. Lavkostnad pelletering av lette urteaktige fødemateriale vil utvide utvalget av fornybare fødemateriale som er tilgjengelige for gassifisering av biomasse. Pellets er også lette og billige å transportere.

Gassifisering

Nåværende gassifiseringssystemer er generelt utviklet for produksjon av brenselgass for kraft- og varmeproduksjon. Prosessene som er beskrevet ovenfor produserer brenselgass med veldig lite eller ingen N₂ – altså en produktgass som inneholder primært CO, H₂, CO₂, vanndamp og noe hydrokarboner (for det meste i gassform og kondenserbare). FoU er nødvendig for å forbedre produktgasselektivitet, dvs. produsere hovedsakelig H₂, CO₂ og H₂O. Rollen til katalytiske og ikke katalytiske additiver på utbytte av rå produktgass samt termodynamiske begrensninger bør også utforskes. En nesten total karbonkonvertering vil derfor kreve en minimal gassrensing og separasjon for å produsere ren H₂. Solide lavkostnad høytemperatur varmeoverføringsmaterialer som kan brukes opp til 1100 °C, vil hjelpe utviklingen av indirekte oppvarmingssystemer som vil forhindre forurensningen av vanndamp eller resirkulert produktgass gjennom forbrenningsprodukter.

Gassrensing

Selv om betydelige fremskritt har blitt gjort, er videre FoU nødvendig for fjerning av partikler, alkaliforbindelser, tjære, klorider og ammoniakk. Høytemperatur gassprosessering, som reformering av hydrokarboner og vann-gass skift for å øke hydrogenutbytte i prosessen bør utforskes videre, spesielt for rå produktgass med alle forurensningene.

ger som produseres under gassifisering av biomassen. Med tanke på en mulig forbedring av den termiske effektiviteten men også for prosessenkelhet, et det ønskelig å kunne implementere denne gassrensingen ved «rågass» temperatur eller ved temperaturer som kan trenge en vis nedkjøling men som ikke krever en gjenoppvarming av gassen. I tillegg bør FoU også utforske CO₂-fjernings teknikker ved høy temperatur, for eksempel ved bruk av absorberer.

Systemintegrering

En sentralisert hydrogenproduksjon fra gassifisering av biomasse, eller gassifiseringsreaktorer som mater et sentral system for lagring og distribusjon av hydrogen, kan selvsagt møte problemer sammenliknet med gassifiseringsreaktorer som kobles tett mot utvalgte energikonverteringssystemer. Et godt eksempel er integreringen av dampgassifisering av biomasse med en høytemperatur brenselcelle (SOFC, MCFC) som nå regnes som en meget attraktiv og lovende prosess.

Uansett når «hydrogenproduksjon ved gassifisering av biomasse» blir kommersielt, ville det vært nødvendig å bestemme kapasitetsområdet for aktuelle kommersielle anlegg. Disse spesifikasjonene vil i høyeste grad være avhengige av applikasjonen, kostnaden og tilgjengeligheten av råmaterialet.

3.3 Hydrogen fra vann

3.3.1 Elektrolyse

Ved elektrolyse av vann splittes vann til hydrogen og oksygen ved tilførsel av elektrisk energi. Elektrolyse var den første industrielle metoden for å produsere hydrogen, og var den ledende produksjonsmetoden fram til slutten av 1970-tallet. Norsk Hydro brukte hydrogen fra elektrolyse av vann til produksjon av ammoniakk som videre ble brukt til å produsere mineralgjødsel helt fra slutten av 1920-tallet. På 1960-tallet produserte Norsk Hydro årlig omkring 850 millioner Nm³ hydrogen. Alkaliske elektrolysører ble benyttet, og disse er fortsatt den eneste teknologien som er kommersialisert. Andre teknologier er hovedsakelig tilgjengelige på demonstrasjonsstadiet eller under utvikling. Fokus for videre utvikling er å redusere størrelse og øke virkningsgrad og modularitet. To andre typer elektrolysører er aktuelle; PEM-elektrolysører basert på samme teknologi som polymer elektrolytt membran brenselceller (PEMFC), og høytemperatur-elektrolyse basert på keramiske membraner med

mye av samme teknologi som fastoksid brenselceller (SOFC).

A. Alkalisk elektrolyse

Alkalisk elektrolyse er en moden teknologi med mange kommersielle aktører. Navnet kommer fra den alkaliske elektrolytten i systemet som ofte er en vandig kaliumhydroksidløsning (KOH). Driftstemperatur er mellom 70 og 90 °C. Gjennomsnittlig energiforbruk for dagens kommersielle teknologi er omkring 4,5 kWh per Nm³ hydrogen produsert som gir en elektrisk virkningsgrad på rundt 67 prosent. Det leveres elektrolysører som produserer hydrogen ved atmosfærisk trykk og opp til 30 bar. Teknologien er modulær og det selges moduler med effektbehov fra noen få kW til flere MW.

Prisen på denne teknologien er omkring 500 EURO/kW elektrisitet noe som tilsvarer omkring 750 EURO/kW H₂ LHV ved en virkningsgrad på 67 prosent. Levetida på et anlegg kan være opp i mot 30 år. Investeringskostnadene for avanserte alkaliske elektrolysesystemer forventes å synke i pris til omkring 300–350 EURO/kW H₂ LHV innen 5–10 år²⁵. Renheten av produsert hydrogen er på 99.8 prosent, og den kan lett økes til 99.9998 prosent ved fjerning av vann og oksygen. Det finnes muligheter for å øke virkningsgraden til nærmere 80 prosent.

B. Polymer elektrolytt elektrolyse og reversible løsninger

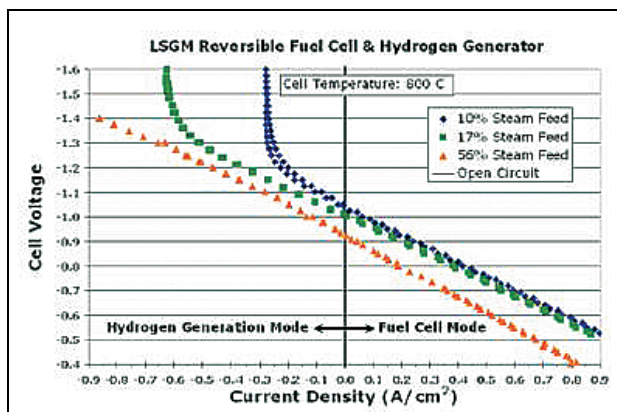
Elektrolyse av vann med polymer elektrolytt membran (PEM) elektrolyse ble første gang demonstrert av General Electric Company i 1966 til bruk i romfarten²⁶.

Teknologien bygger på samme type membran som brukes i polymer elektrolytt membranbrenselceller (PEMFC), men det benyttes delvis andre katalysatorer og materialer. PEM elektrolysører finnes nå for salg i markedet.

Demonstrasjonsmoduler kan kjøpes for ca 25–30.000 EURO/kW H₂ LHV, så denne teknologien har et godt stykke igjen før den er aktuell på rent kommersielt grunnlag. Proton Energy Systems rapporterer en virkningsgrad på 48 prosent, men for-

25. Privat kommunikasjon med Stuart Energy og GHW (Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure für Wasserstoffherzeugung mbH) 2001

26. Rasten, E. (2001). Electrocatalysis in water electrolysis with solid polymer electrolyte. PhD thesis, Department of Materials Technology and Electrochemistry. Trondheim, Norwegian University of Science and Technology.



Figur 3.3 Strøm og spenningskarakteristikk for drift av fastoksid teknologi i både elektrolyse og brenselcellemodus²⁸

bedringer forventes og elektriske virkningsgrader på 65 prosent er rapportert i et system levert av Fraunhofer ISE. Driftstemperatur for PEM-elektrolysørene ligger i området 60–80 °C, men produksjon av hydrogen foregår helt fra oppstart ved romtemperatur. Teknologien kan levere både atmosfærisk og trykksatt hydrogen. Renheten på produsert hydrogen er tilsvarende som for alkalisk elektrolyse.

Det er så langt ikke rapportert levetidsdata, men det antas å være tilsvarende problemer med levetid som rapportert for PEM brenselceller der garantert levetid fra produsenter ligger mellom 1500 og 7000 timer.²⁷ Det er store muligheter for forbedringer i teknologien og mulighetene for små kompakte elektrolysører er stor med denne teknologien. Ved nye forbedringer i katalysatorer kan det være mulig å drive en PEM-elektrolyser ved elektriske virkningsgrader nærmere 85 prosent. Ved drift rundt atmosfæriske trykk vil også behovet for hjelpesystemer gjøre at total virkningsgrad for elektrolysøren vil bli høy. PEM-elektrolysører rapporteres også å ha et potensial for å levere hydrogen ved trykk helt opp mot 200 bar. Dette kan gjøre at man slipper anskaffelse av kompressorer i en del stasjonære anvendelser og således unngår høye investerings- og driftskostnader knyttet til kompresjon.

Det er mulig å kjøre en elektrolyser også som brenselcelle. Dette er såkalte reversible systemer. Reversibel drift setter større krav til valg av design, materialer og katalysatorer. Forskningen innen fel-

tet er stor, men heller ikke her er det kommersielle produkter tilgjengelig. Det blir også vanskeligere å designe et system, siden det ofte er stor forskjell på behovet for effekt fra en brenselcelle kontra hvor mye effekt som kan tilføres en elektrolyser. Fordeelen med å ha bare en elektrokjemisk enhet i et system kan derimot veie opp for dette.

C. Høytemperatur elektrolyse

Produksjon av hydrogen fra dampelektrolyse er en relativt ny teknologi. Teknologien baserer seg på brenselcelleteknologi tilsvarende høytemperatur brenselceller. Blant annet er det aktuelt å bruke fastoksid brenselcelle (SOFC) teknologien til elektrolyse av vann. Det er ingen kommersielle produkter tilgjengelig, men en del forskning er rapportert. Ved høyere temperaturer (700 – 1000 °C) kan man utnytte tilgjengelig høyverdig prosessvarme, samt at forbruket av strøm per Nm³ hydrogen produsert blir redusert på grunn av høyere katalytisk aktivitet²⁸. Det er altså muligheter for en ytterligere økning i virkningsgrad sammenlignet med de andre elektrolyseteknologiene.

Det er ikke rapportert noen kostnader knyttet til denne teknologien. Det kan antas at kostnadene vil være tilsvarende som for fastoksid brenselceller (SOFC). Teknologien kan også brukes både som elektrolyser og brenselcelle. Figur 3.3 viser strøm- og spenningskarakteristikken til en forsøksenhet kjørt i både elektrolyse og brenselcellemodus. Tidsaspektet ved denne teknologien er langsiktig, og vil vi være koblet mot tidspunktet for kommersialiseringen av SOFC-type brenselceller.

3.3.2 Fotoelektrokjemisk produksjon av hydrogen

Fotoelektrokjemisk produksjon av hydrogen er en interessant teknologi med mulighet for samlet høyere virkningsgrad (> 30 prosent bedre) for direkte omforming av vann til hydrogen. Det er her ikke nødvendig å først produsere strøm fra solceller for deretter å produsere vann fra elektrolyse. Kostnadene ved en slik teknologi vil også kunne være lavere enn ved et kombinert solstrøm og elektrolyse system²⁹. En kommersialisering av teknolo-

27. Ballard (www.ballard.com) garanterer en levetid på 1500 timer på sine kommersielle 1.2 kW Nexa-moduler. I direkte kontakt med brenselcelleprodusenter er dette inntrykket bekreftet, og så langt er 7000 timer lengste garanterte driftstid

28. J. Stephen Herring, James O'Brien, Carl Stoots, Paul Lesing and Ray Anderson, «High-Temperature Solid Oxide Electrolyser System», FY2003-report, US. Department of Energy, 2003.

29. Ken Varner, Scott Warren, J.A. Turner, «Photoelectrochemical Systems for Hydrogen Production», FY2002-report, US. Department of Energy, 2002.

gien vil være langt fram med en mulig tidshorisont på 20 år.

3.3.3 Syntetisk fotosyntese

Syntetisk fotosyntese er en måte å etterligne planters naturlige fotosyntese. Energien fra fotosyntesen brukes direkte til produksjon av hydrogen. Den teoretisk oppnåelige virkningsgraden er mellom 40 og 50 prosent, mens den forventede ligger på omkring 15 prosent. Det satses mest på forskning omkring syntetisk fotosyntese i Sverige, men også USA, Japan, Tyskland, Frankrike, Irland og Italia arbeider med dette i relativt liten skala. Det er langt fram til man har produksjonsanlegg for hydrogen fra denne metoden. Hovedutfordringen ligger i forståelse av naturlig fotosyntese og lage en god etterligning med signifikant virkningsgrad. En referanse³⁰ estimerer en tidshorisont på 15 – 20 år.

3.3.4 Termokjemisk splitting av vann

Konseptene for produksjon av hydrogen via termokjemiske reaksjoner har blitt utviklet i 1980-årene i forbindelse med kjernekraft. Nylig er de også blitt anvendt innen utnyttelsen av solenergi (fokusering av solstråler).

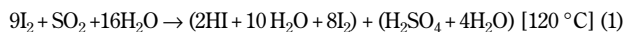
Spontan direkte splitting av vannmolekylet til hydrogen og oksygen ved bruk av termisk energi skjer ved høy temperatur (omlag 3000 °C). En kjede av flere mellomreaksjoner er nødvendig for å kunne splitte vannmolekylet ved lavere temperaturer. Noen interessante prosesser har blitt testet med godt resultat i laboratorieskala og på demonstrasjonsnivå, blant andre jod-svovel syklusen og UT-3 syklusen.

Disse prosessene, som utnytter en høy-temperatur varmekilde uten mellomledd, muliggjør en energieffektivitet på omlag 50 prosent i forhold til omlag 30 prosent for et system som går via vanelektrolyse. Dersom disse prosessene lar seg industrialisere, kan de bidra til stortilt hydrogenproduksjon i fremtiden uten behov for CO₂-håndtering.

A. Jod-svovel syklusen

Blant storskala, kostnadseffektive og miljøvennlige prosesser uten CO₂-produksjon for hydrogenproduksjon, er jod/svovel (I/S) termokjemisk syklus

presentert i litteraturen som den mest lovende. Den ble opprinnelig studert i 1980-årene av General Atomics Co³¹ og består av tre hovedreaksjoner:



Den første reaksjonen, kalt Bunsen-reaksjonen, er eksoterm i væskefase og produserer to ikke blandbare vandige sure faser, vandig svovelsyre (H₂SO₄ + 4H₂O) og en blanding av hydrogenjodid, jod og vann (2HI + 10 H₂O + 8I₂) vanligvis skrevet HI_x. I prosessen er disse syrene oppkonsentrert og overskuddsvann og jod resirkuleres. Deretter er HI og H₂SO₄ dekomponert i henhold til reaksjon (2) og (3). Dekomponeringen av HI til hydrogen og jod er svake endoterm mens dekomponeringen av H₂SO₄ er den primære endoterme reaksjonen i prosessen hvor vanndamp, svoveldioksid og oksygen frigis. Denne kjøres ved 850 °C i en katalytisk reaktor. Bortsett fra hydrogen og oksygen, som er de to produktgassene i prosessen, er produktene fra reaksjonene (2) og (3) resirkulert som reaktanter i Bunsen-reaksjonen.

Store mengder vann og jod er nødvendige i reaksjon (1) for å oppnå de to sure fasene som deretter blir separert. Separasjon ved hjelp av destillasjon involverer et betydelig energiforbruk som reduserer syklusens totale energieffektivitet. Derfor er en av hovedutfordringene å redusere overskuddet av både vann og jod eller å finne separasjonsprosesser som forbruker mindre energi enn destillasjon³². Energieffektiviteten av denne syklusen er relativt høy og ligger på omkring 50 prosent.

Denne teknologien er fortsatt på FoU-stadiet. I Japan planlegger JAERI (Japan Atomic Energy Research Institute) byggingen av et demo-anlegg som skal produsere omlag 1 Nm³/time hydrogen innen 2005. Høytrykksteknologi, prosesskontroll og integrert drift skal utvikles frem til 2010. Et 20 Nm³/time anlegg er planlagt rundt 2008. Fra 2015 kan denne teknologien, hvis teknologidemonstrasjonen er vellykket, bli klar til kommersialisering.

Også USA (General Atomics) og Frankrike (CEA) er engasjert i et omfattende FoU-program. Et samarbeid CEA/USDOE sikter også mot en kommersialisering av denne teknologien i stor-skala anlegg (1000 Nm³/time) fra omlag 2012.

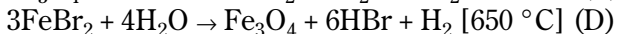
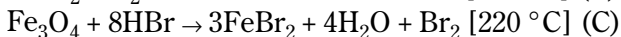
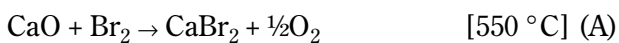
31. Knoche, K.F., International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 8, pp. 545–549, 1989.

32. Borgard, J.M., Colette, S., Le Duigou, A., Goldstein, S., «Thermodynamic Assessment of the Iodine-sulphur cycle», Proceedings of the 1st European Hydrogen Energy Conference, 2–5 Sept. 2003, Grenoble, France.

30. «Artificial photosynthesis: Producing energy from sunlight and water», STEM, Sverige, 2003

UT-3 syklusen (University of Tokyo)

UT-3 syklusen har blitt utviklet hovedsaklig i Japan fra begynnelsen av 1980-årene. Den er basert på to par av gass-faststoff reaksjoner, A&B og C&D:



I de to første reaksjonene produseres bromsyre og oksygen frigis, mens i de to andre reduseres vann med en bromidforbindelse for å produsere hydrogen. Reaksjon (A) & (C) er typiske gass-faststoff reaksjoner. De er spontane og eksoterme. Imidlertid er sintring et problem når produktene regenereres. Reaksjon (B), hvor vann splittes for å danne bromsyre, er endoterm og er reaksjonen som trenger mest varme i prosessen. Den skjer litt under smeltepunktet for CaBr_2 og er seriens langsomste. Fordi det er nødvendig at alle fire reaksjoner skjer med samme produksjonsrate påvirker den langsomme hydrolysen av kalsiumbromid hele prosessens effektivitet. Undertrykksdrift viser seg å være fordelaktig pga. en lavere flyktighet av CaBr_2 . Den siste reaksjonen lukker syklusen og danner hydrogen fra FeBr_2 . Som reaksjon (B) er den også endoterm og favorisert av lavt trykk og høy temperatur.

En industriell masseproduksjon av hydrogen ved hjelp av denne syklusen vil trenge store materialmengder. Det gjenstår noen kritiske problemer som må bli løst før en eventuell industriell gjennomføring av prosessen. Bruk av en reaktor hvor reaksjon (A) & (B) er kombinert i en «fluidisert seng» type reaktor vil optimalisere varmeoverføringen og forenkle prosessen. Med en varmegjenvinning på 65 prosent av den totale gjenvinnbar varmen i prosessen, blir syklusens termiske effektivitet omlag 40 prosent³³.

De fleste studiene har blitt utført i Japan og dette førte til byggingen av et pilot produksjonsanlegg (MASCOT: Modell Apparatus for Studying Cyclic Operation in Tokyo) som produserer 3 Nlter/time hydrogen i en reversibel prosess med fire såkalte «packed bed» reaktorer.

3.4 Biohydrogen

Muligheten for biofotolyse, dvs. spalting av vann ved hjelp av sollys gjennom biologiske prosesser, åpner for direkte konvertering av solenergi til lagret kjemisk energi i form av hydrogen. Hydrogenproduksjonen skjer ved at visse mikroorganismer, som for eksempel grønnalger eller blågrønnalger, utnytter sollyset i varianter av fotosyntesen som resulterer i vannspalting og produksjon av hydrogen i stedet for den vanlige omsetningen av CO_2 til karbohydrater. Produksjon av hydrogen på denne måten har mange potensielle fordeler: Råstoffet (vann) er billig, energien (sollys) er fornybar, produksjonsmediet (mikroalger) er selvfornyende og kan også gi andre nyttige produkter og bidra til å fjerne CO_2 .

Problemene ligger først og fremst i lave virkningsgrader (målt som brennverdien av produsert hydrogen dividert på innstrålt solenergi), noe som fører til store arealbehov for produksjon av praktiske mengder hydrogen. Utendørs forsøk med sollys har bare gitt 1–2 prosent virkningsgrad. Man regner med at for praktisk hydrogenproduksjon må man ha en virkningsgrad på minst 10 prosent. Dette er hittil kun oppnådd i laboratorier, med kunstig lys og godt kontrollerte betingelser. Internasjonalt har det imidlertid vært stor forskningsaktivitet på dette området de siste par tiår, og større programmer har vært gjennomført i Tyskland, Japan og USA. I Norge har blant annet Norsk Institutt for Vannforskning (NIVA) i mange år vært opptatt av å utvikle algeteknologi, og har en unik algekultursamling med hovedvekt på blågrønnalger.

3.4.1 Fotobiologisk produksjon av hydrogen

Teoretisk kan fotosyntese generelt, eller mer spesielt dyrking av mikroalger, oppnå inntil 10 prosent konvertering av total lysenergi til et primært produkt, slik som CO_2 fanget inne i biomasse eller H_2 . Imidlertid tar ikke disse beregningene hensyn til de nokså lave energieffektiviteter som har blitt observert ved full sollysintensitet som algene vil bli eksponert til i enhver produksjonsprosess. Faktisk er opptil 90 prosent av fotonene som fanges av fotosyntetiske pigmenter (for eksempel klorofyll) under fullt sollys ikke brukt i fotosyntese, men heller i andre mekanismer som varmeproduksjon eller fluorescens. Derfor blir hovedmålet for den fotosyntetiske produksjonen av hydrogen å forbedre omsetningseffektiviteten fra solenergi. Fotosyntetisk effektivitet, basert på produksjon av mikroalger i utendørs dyrking, på omlag 3 prosent

33. Lemort, F., Lafon, C., Girold, C., «Thermodynamic and Technological Assessment of the UT-3 Hydrogen Production Cycle», Proceedings of the 1st _opean Hydrogen Energy Conference, 2–5 Sept. 2003, Grenoble, France.

av konvertert solenergi til algebiomasse kan oppnås med nåværende teknologi. Noen forskere hevder at denne effektiviteten kan tredobles³⁴ og dette blir avgjørende for gjennomføringen av mikroalgeprosesser for hydrogenproduksjon.

A. Direkte biofotolyse

I direkte biofotolyse fanger det fotosyntetiske elementet lys og energien som gjenvinnes er brukt til å kople vannsplitting til generering av et lavpotensial reduksjonsmiddel som deretter brukes til å redusere et hydrogenase-enzym. Dette er en attraktiv prosess fordi solenergi brukes til å konvertere et lett tilgjengelig substrat, vann, til oksygen og hydrogen.

Direkte biofotolyse krever at hele produksjonsarealet er innkapslet i fotobioreaktorer som både kan produsere og fange H_2 og O_2 . På kostnadsestimeringer er tilgjengelige for storskala lukkede fotobioreaktorer. En konseptstudie av fotobiologisk H_2 -produksjon med skrå rørformede fotobioreaktorer med intern gassveksling ga en optimistisk kostnad på 50 EURO/m²³⁵. Denne analysen antar lave kapitalkostnader og minimale driftskostnader og angir en samlet produksjonskostnad på omlag 15 EURO/GJ H_2 ved 10 prosent konverteringseffektivitet. Et mer sannsynlig kostnadsestimat for slike fotobioreaktorer vil være minst 100 EURO/m², og dette uten gasseparasjon og engineeringkostnader³⁶.

Dessverre møter direkte biofotolyse hindringer som oksygenfølsomhet (motstand til oksygen), begrensninger i lyskonvertering, gassinnfangning og gasseparasjon samt store investeringskostnader pga. behovet for store fotobioreaktorer³⁴.

B. Indirekte biofotolyse

Indirekte biofotolyseprosesser innebærer separasjon av H_2 - og O_2 -produksjon i separate trinn, koblet gjennom CO_2 -fiksering. Utviklingen av dette konseptet består i fire forskjellige trinn³⁶:

- Produksjon av en biomasse med høy kapasitet for lagring av karbohydrater i åpne dammer ved 10 prosent soleffektivitet.
- Konsentrering av biomassen fra dammene i en sedimenteringsdam.
- Anaerob «mørk fermentering» som produserer 4 mol H_2 per mol glukose lagret i algecellene, pluss 2 mol acetat.
- Algecellene konverterer acetatene til 8 mol H_2 i en fotobioreaktor.

Deretter sendes algebiomassen tilbake til dammene og syklusen starter igjen.

En kostnadsestimat på omlag 7 EURO/m² har blitt gitt for dette konseptet og er basert på storskala dyrking av mikroalger i åpne dammer. Det antas at fotobioreaktorene dekker en tiendedel av dammenes areal og deres kostnad ble estimert til omkring 100 EURO/m². Dette, inkludert engineering og andre overhead, gir en total anleggskostning på 135 EURO/m². Med disse antagelser, ble de samlede kostnadene for en slik prosess estimert til rundt 10 EURO/GJ H_2 , med H_2 gasshåndtering men uten CO_2 -resirkuleringssystemet.

Fotobiolyse er fortsatt på konseptstadiet og teknologien har ennå ikke blitt demonstrert.

C. Fotofermentering

Fotosyntetiske bakterier har lenge blitt studert for deres kapasitet til å produsere hydrogen gjennom deres nitrogenasesystem. Til tross for rapportering av høyt hydrogenutbytte, med hovedsakelig støkiometrisk konvertering av substrater til hydrogen, er det flere ulemper med denne typen system:

- bruken av nitrogenase enzym er knyttet til høyt energiforbruk,
- lav konverteringseffektivitet av solenergi,
- behovet for anaerobe fotobioreaktorer som dekker store arealer.

Etter omfattende FoU-arbeid på dette systemet i Japan (RITE-program) har videre innsats blitt stan-

34. Hallenbeck, P.C., Benemann, J.R., «Biological Hydrogen Production; Fundamentals and Limiting Processes», International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 27, No. 11–12, pp. 1185–1193, 2002.

35. Tredici, M.R., Zittelli, G.C., Benemann, J.R., «A Tubular Internal Gas Exchange Photobioreactor for Biological Hydrogen Production». In: Zaborsky O., editor. BioHydrogen. New York: Plenum Press, 1998. pp. 391–402.

36. Benemann, J.R., «Processes Analysis and Economics of Biophotolysis of Water. A preliminary Assessment». Report to the IEA Hydrogen Program, Subtask B, Annex 10, Photo-production of Hydrogen, IEA/H2/10/TR2–98, 1998.

3.4.2 Produksjon av hydrogen via en «mørk fermenteringsprosess»

Fermenteringsprosesser kan enten bruke biomasse som oppnås i et første trinn via en lyskonverteringsprosess (mikroalger med høyt stivelsesinnhold for eksempel), eller bruke diverse organiske avfall. Dette er et interessant og lovende forskningsområde som ikke har blitt dypt utforsket ennå.

En interessant fermenteringsprosess ville være å utnytte mikroalgenes endogene stoffskiftmekanisme til å konvertere de lagrede karbohydratene (stivelse i grønnalger) til hydrogen i en helt mørk fermenteringsreaksjon. Dette vil være en liknende prosess som for den indirekte fotobiolysen, men her uten det fotobiologiske trinnet, dvs. fotobioreaktorene, som er hovedbegrensingen i praktiske fotobiolyseprosesser. Hele prosessen blir da forenklet til produksjonen av algebiomasse i store dam-

mer fulgt av fermenteringstrinnet i mørket. Et meget viktig punkt for en eventuell gjennomførbarhet av denne prosessen er å oppnå et høyt H_2 -utbytte fra fermenteringsreaksjonen, dvs. nær 12 mol H_2 per glukosemolekyl.

Denne tilnærmingen ser ut til å være den beste for å kunne overvinne de store praktiske begrensninger i enhver fotobiologisk prosess for produksjon av hydrogen fra mikroalgebiomasse³⁴.

Kapittel 4

Lagring av hydrogen

Innledning

Effektiv lagring av hydrogen, produsert fra ulike kilder og benyttet i en rekke forskjellige applikasjoner, er en av de viktigste flaskehalser for en fremtidig realisering av «Hydrogen- og elektrisitetssamfunnet». To viktige funksjoner med meget ulike suksessfaktorer må være på plass; (1) Hydrogenlagringssystemer for stasjonære applikasjoner som forsyning av elektrisitet, varme og kjøling for husholdning og industri og (2) lagringssystemer for mobile applikasjoner.

For de aller fleste stasjonære applikasjoner er volumet og vekten av lagringssystemet mindre viktig. I tillegg kan flerstegs kjemiske oppladings-/utladingssyklus ved høye temperaturer og trykk benyttes og treg kinetikk kan kompenseres med ekstra kapasitet. Hydrogenlagringssystemer for mobile applikasjoner må derimot operere innenfor strenge volum- og vektbegrensninger, supplere nok hydrogen for en kjørelengde på ~500 km, utlade og lade hydrogen ved temperaturer nær romtemperatur og supplere hydrogen hurtig nok for drift av biler, busser og lastebiler. De kritiske parametere for introduksjon av hydrogen i den

mobile sektor er derfor langt vanskeligere å oppfylle enn for stasjonære applikasjoner.

International Energy Agency (IEA) og Department of Energy (DOE, USA) har satt konkrete mål for hvor mye hydrogen som skal kunne lagres i forhold til vekt og volum i framtiden. Disse målene er i stor grad motivert av effektiv bruk av hydrogen som en energibærer i mobile applikasjoner. EU har ikke satt noen konkrete mål for lagringseffektivitet av hydrogen. IEA setter et langsiktig mål (uten å angi årstall) på 5 vektprosent hydrogen lagret reversibelt ved temperaturer under 80°C. DOE har langt mer konkrete mål både på lagringseffektivitet og kostnader. DOE sine mål baserer seg på lagring for transportsektoren og konseptet FreedomCAR. Målene er vist i tabell 4.1.

I henhold til en klassifisering gjort av DOE kan de ulike metodene for å lagre hydrogen deles i to grupper¹. Den første gruppen inneholder *de fysiske lagringsmetodene* hvor fysiske prosesser som kompresjon, flytendegjøring og adsorpsjon benyttes for

1. A Multiyear Plan for the Hydrogen R&D Program. Rationale, Structure and Technology Roadmaps.– Office of Power Delivery; Office of Power Technologies; Energy Efficiency and Renewable Energy.– US Department of Energy, August 1999.– 54 pp.

Tabell 4.1 Tekniske målsettinger for lagring av hydrogen i forbindelse med FreedomCAR konseptet¹

Teknisk faktor	2005	2010	2015
Spesifikt energiinhold (kWh/kg)	1.5	2.0	3.0
Hydrogen (vekt prosent)*	4.5	6.0	9.0
Energitetthet (kWh/l)	1.2	1.5	2.7
Systemkostnad (\$/kg/system)	9	6	3
Driftstemperatur (°C)	-20/50	-20/50	-20/50
Syklingstabilitet (absorpsjons/desorpsjons sykler)	500	1000	1500
Strømningshastighet av gass (g/s)	3	4	5
Leveringstrykk (bar)	2.5	2.5	2.5
Transient respons (s)	0.5	0.5	0.5
Fyllingshastighet (kg H ₂ /min)	0.5	1.5	2.0

1) «Basic Research Needs for the Hydrogen Economy», Report of the «Basic Energy Sciences Workshop on Hydrogen Production, Storage and Use», May 13–15 (2003), Office of Science, U.S. Department of Energy (USA)

* Basert på spesifikt energiinhold og LHV (Lower Heating Value) for hydrogengass.

å øke gravimetrisk og volumetrisk tetthet av hydrogengassen. Felles for de fysiske lagringsmetodene er at hydrogenet lagres molekylært (H_2) og at det er svake vekselvirkninger mellom hydrogen og lagringsmedium. Følgende *fysiske* lagringsmetoder anses som viktige:

Komprimering:

- Gassylindere
- Større stasjonære bulk systemer – for eksempel: underjordiske reservoarer
- Lagring i rørledninger
- Mikrokuler av glass

Flytendegjøring:

- Bulk lagringstanker – romfart og større stasjonære systemer
- Mindre spesialiserte tanker for mobile applikasjoner

Kryoadsorpsjon:

- Karbon nano-materialer
- Mikroporøse materialer som for eksempel zeolitter

Den andre gruppen av metoden for lagring av hydrogen kalles kjemiske lagringsmetoder. Kjemiske lagringsmetoder involverer interaksjon mellom atomisk hydrogen (H) og lagringsmediet. De *kjemiske* lagringsmetodene inkluderer:

Metallhydrider:

- Interstitielle og komplekse

Kjemiske forbindelser med hydrogen:

- Hydrokarboner som metanol
- Ammoniakk
- Natriumhydrid og natrium- og litium borhydrid

Komprimert hydrogengass er for tiden den mest modne teknologi for lagring av hydrogen. Konvensjonelle skjøtløse ståltanker har vært brukt til transport og lagring av moderate mengder hydrogen ($< 10 \text{ Nm}^3 = \sim 1 \text{ kg } H_2$). Ståltanker med en kapasitet på opptil noen hundre Nm^3 for små- og mellomskala stasjonær lagring av hydrogen finnes kommersielt tilgjengelig. For stasjonære applikasjoner der vekt og volum er kritiske faktorer, som for eksempel for mikrosystemer (bærbare PC'er, mobiltelefoner, etc) eller energisystemer som må transporteres langt og/eller til vanskelig tilgjengelige lokasjoner, kan løsningene basert på komposittmaterialer som nå utvikles for bilindustrien være aktuelle. Kompositttanker med et arbeids-

trykk på 200–350 bar er tilgjengelige kommersielt i dag, mens tanker med høyere trykk (350–690 bar) foreløpig finnes kun som prototyper. Kompositttankene tilfredsstiller allerede i dag målene for 2015 innen energi pr. vektenhet, mens energi pr. volum kun er halvparten av det som er satt i de langsiktige målene (IEA og DOE). Ståltanker er tilgjengelige for omkring 40 EURO/ Nm^3 , mens de kommersielle kompositttankene (200–350 bar) og høytrykks-prototypene (350–690 bar) ligger 30 – 90 ganger høyere i pris. Et uttrykt prismål for kompositttankene for bilindustrien når markedet er på mer enn 1 000 000 enheter er 15 EURO/ Nm^3 . En viktig milepæl for Europa med hensyn til sikker bruk av tanker med ekstremt høye trykk er arbeidet for typegodkjenningen av hydrogen ved 700 bars trykk for mobile applikasjoner samt sikkerhetsregler og standarder for fyllestasjoner igjennom EU-prosjektet EIHP (European Ingrated Hydrogen Project) ².

Lagring av hydrogen i flytende form er også en velutviklet teknologi som på tanksiden dekker alt fra mindre spesialiserte tanker for bruk i mobile applikasjoner til større industritanker med kapasitet på flere titusen Nm^3 . Flytende hydrogen er spesielt interessant for transportsektoren pga. gode energitettheter og god sikkerhet sammenlignet med andre lagringsteknologier. De samme betraktninger gjør flytende hydrogen aktuelt for lagring og transport av store mengder hydrogen. Anlegg for flytendegjøring av hydrogen er forbundet med høye investeringskostnader. For stasjonær anvendelse av flytende hydrogen er det derfor sannsynlig at distribusjon skjer fra større sentrale anlegg. Noe som også tilsier sentral generering er det høye energitapet i prosessen (30 prosent av energien i hydrogen som gjøres flytende). Avgassing av hydrogen over tid er også en problematikk som begrenser potensialet for lagring av hydrogen i flytende form for eksempel i stasjonære energisystemer med et langtidsbehov for lagring av hydrogen. Dette kan for eksempel være energisystemer basert på vindkraft eller andre fluktuerende fornybare energikilder.

Av de kjemiske lagringsmetodene er interstitielle metallhydrider de som er best karakterisert og som har de best etablerte egenskaper med hensyn på kapasitet for lagring av hydrogen og stabilitet ved gjentatt fylling og tømming. Det finnes flere selskaper i verden i dag som selger prekommerielle serier av slike lagringsløsninger og som er inne i en kommersialiseringssprosess for å posisjonere seg i et fremtidig marked. Kostnadene for

2. <http://www.eihp.org>

slike lagringsløsninger er høy og potensialet for kostnadsreduksjon er begrenset da materialene og materialprosesseringen utgjør en stor del av kostnaden. Metallhydridene regnes for å være en svært sikker måte å lagre hydrogen på. Det er sannsynlig at interstitielle metallhydrider vil kunne være økonomisk konkurransedyktige i mindre nisjeapplikasjoner (opptil noen titalls $\text{Nm}^3 \text{H}_2$). I tillegg vil samspillet mellom varme og hydrogentrykk for metallhydridene kunne gjøre disse attraktive som kompressorer med potensial for høy energieffektivitet og lave kostnader (investerings- og driftskostnader) relativt til tradisjonelle kompressorer.

Lagring av hydrogen i form av natrium og litium borhydrid har også fått stor oppmerksomhet verden over. Denne lagringsteknologien er, i likhet med lagringsløsninger basert på komprimert og flytende hydrogen og metallhydrider, allerede demonstrert i flere personkjøretøy³. Kostnadene for disse løsningene er derimot foreløpig for høye både pga. materialene som trengs og nødvendigheter av en omfattende infrastruktur.

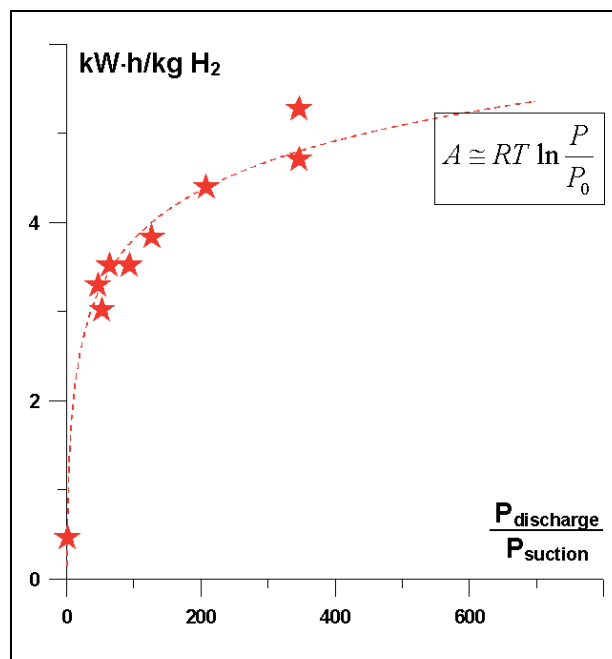
De resterende metodene for lagring av hydrogen som er beskrevet i dette kapitlet befinner seg på forsknings- og utviklingsstadiet og har kun blitt realisert i mindre skala for eksempel i ulike forskningslaboratorier og vil beskrives kort i det kommende.

4.1 Komprimert hydrogen

Mesteparten av det hydrogenet som produseres i dag, håndteres og lagres som komprimert gass under trykk (CH_2) i gassflasker eller større trykkbeholdere. Det spesifikke lagringstrykket vil være avhengig av leveringstrykk for hydrogenet og hvilke mengder som skal lagres, samt at det også er en økonomisk avveining mellom tankstørrelse/materialvalg og kompresjonskostnader. Hydrogen er en gass med meget lav tetthet og komprimering til høye trykk er nødvendig – spesielt for bruk i transportsektoren.

4.1.1 Kompresjon

Hydrogengass kan, med små endringer for pakningene for å ta hensyn til den høye diffusiviteten komprimeres ved bruk av standard aksiale, radiale eller resiproke stempelkompressorer. Energi-mengden som skal til for å komprimere hydrogen-gass kan sies å være proporsjonal med den natur-



Figur 4.1 Energibehov ved komprimering av hydrogen med 1 bar som inngangstrykk ($A =$ arbeidet, $R =$ gasskonstanten, $P =$ slutttrykket, $P_0 =$ starttrykket, $T =$ temperatur)

lige logaritmen til trykkforholdet. Kompresjonsarbeidet for ulike utgangstrykk og 1 bar som inngangstrykk er vist i figur 4.1.

Kompresjon kan være en kritisk prosess i forhold til forurensning av hydrogengassen når den skal brukes i lavtemperatur brenselceller. Dette gjelder spesielt stempelkompressorer hvor smøremidler (oljebasert eller syntetiske) transporteres med gassen og forurensner brenselcellen. Forurensningene reduserer virkningsgrad og levetid for brenselcellen. I visjonene om «Hydrogen- og elektrisitetssamfunnet» antas det at brenselceller vil være en av de dominerende teknologiene for omdanning av hydrogen til elektrisitet, varme og kjøling. Optimal temperatur for drift av de ulike brenselcelletyper som utvikles i dag varierer fra 70°C til omkring 1000°C . Generelt kan vi si at toleransen for urenheter er lav for brenselcellene som driftes ved lav temperatur, men at toleransen øker etter hvert som driftstemperaturen øker. Tabell 4.2 viser en oversikt over hvilke og hvordan de ulike gassene påvirker de forskjellige typene av brenselceller.

Membrankompressorer drevet med elektrisitet eller trykkluft kan brukes for å oppnå forurensningsfri kompresjon av hydrogengass. Her er ikke mediet som skal komprimeres (hydrogengassen) i kontakt med kompresjonssylinder eller smøreme-

3. <http://www.millenniumcell.com/solutions/prototypes.html>

Tabell 4.2 Oversikt over effekter av ulike gasser på de forskjellige typer brenselceller

Gass	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
H ₂	Drivstoff	Drivstoff	Drivstoff	Drivstoff	Drivstoff
CO	Forurensning (rever-sibel) (50 ppm pr. stack)	Forurensning	Forurensning (< 50 prosent)	Drivstoff	Drivstoff
CH ₄	Fortynning	Forurensning	Fortynning	Fortynning	Drivstoff
CO ₂ & H ₂ O	Fortynning	Forurensning	Fortynning	Fortynning	Fortynning
S som H ₂ S & COS	Ingen studier pr. dato	Forurensning	Forurensning (< 50 ppm)	Forurensning (< 0.5 ppm)	Forurensning (<1.0 ppm)

dium. Gassen blir komprimert i et dobbelt konkav kammer av en oscillerende membran som settes i bevegelse fra den ene siden. Figur 4.2 viser en prinsippskisse av en membrankompressor. Kompressorene som er installert på fyllestasjonen for hydrogenbusser med brenselcelledrift på Island (2003) i forbindelse med ECTOS-prosjektet er av denne typen nettopp med tanke på forurensning av brenselcellebusenes PEM-type lavtemperatur brenselceller.

Kostnadene for kompresjon av gass er avhengig av inngangs- og utgangstrykket for kompresjonen, type kompressor og kompressorens maksimale effekt. En kilde ⁴ rapporterer investeringskostnader som varierer fra 650 – 6600 US Dollar/kW (1998) avhengig av størrelse på kompressorsystemet. Membrankompressorer har en høyere investeringskostnad enn stempelkompressorer. Et priseksempel på kompresjon fra 5 bar til henholdsvis 200 og 450 bar viser investeringskostnader på 7700 EURO/Nm³/h og 15400 EURO/Nm³/h for en membrankompressor, mens

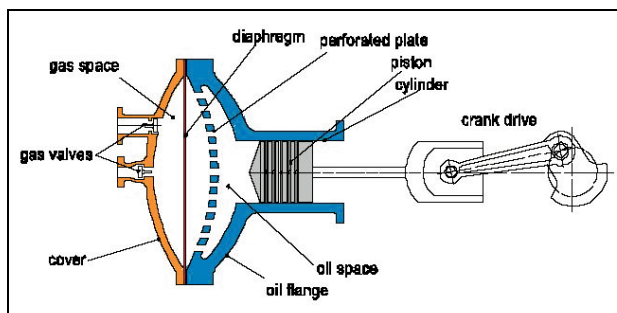
stempelkompressoren ligger på 800 EURO/Nm³/h og 1000 EURO/Nm³/h.

4.1.2 Tanker for komprimert hydrogen

Lagringstanker for hydrogen laget i stål finnes kommersielt tilgjengelig helt fra mindre enn 10 Nm³ H₂ (= 1 kg H₂) til flere titusen Nm³ for industriformål. Lagringstrykket varierer fra mindre enn 10 bar til omkring 450 bar. Den mest vanlige løsningen for lagring og transport av hydrogen i Norge er 50 liters flasker med et trykk på 200 bar. Ved transport av hydrogen stabler man 147 slike flasker til det man kaller et flak. To slike flak utgjør et lastevolum som tilsvarer en 40 fots konteiner og passer på en lastebil. Dette gir en samlet transportert mengde hydrogen for hver lastebil på 216 kg.

Det har vist seg at stål som materiale har gode nok egenskaper i forhold til den stabilitet som kreves ved gjentatte opp- og utladninger av hydrogen i en applikasjon. Dette gjør at for de fleste stasjonære anvendelser av hydrogen vil pris være viktigere enn vekt og ståltanker vil stort sett være å foretrekke i dag. Et eksempel på dette er fyllestasjonen for hydrogen på Island der det er installert ståltanker med et arbeidstrykk på 440 bar og et volum på 1.3 m³. Disse tankene har en veggtykkelse og en vekt på henholdsvis 5 cm og 6.3 tonn (~1 vektprosent hydrogen). Vektfraksjonen av hydrogen overstiger ikke 2–3 vektprosent i lagringsløsninger for hydrogen basert på ståltanker.

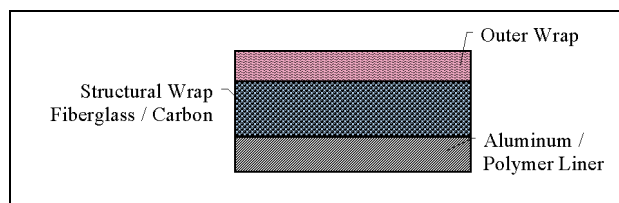
Kostnadene for lagringsløsninger basert på ståltanker varierer avhengig av trykk og størrelse på tanken. I et studie av Yartys et al. ⁵ er trykktanker av stål med 8–30 bar og 200–440 bar oppgitt med investeringskostnader på henholdsvis 38 og



Figur 4.2 Prinsippskisse av en membrankompressor

4. W. A. Amos, «Costs of Storing and Transporting Hydrogen», National Renewable Energy Laboratory (NREL) report (1998), USA

5. V. Yartys, R. Glöckner, M. Lototsky, Y. Tranøy, «Hydrogen Storage Methods – A comparative cost study», to be published, IFE



Figur 4.3 Prinsippskisse av sylinderveggen i en høytrykkstank for hydrogen basert på komposittmaterialer

45 EURO/Nm³. I følge samtale med produsenten av lagringstankene for den første fyllstasjonen på Island (440 bar ståltanker), er potensialet for reduksjon i pris, forutsatt et stort marked, på omkring 30–40 prosent for slike tanker⁶.

Små- og mellomskala

Vekt og volumfraksjon av hydrogen i komprimerte lagringsløsninger kan forbedres ved å redusere vekten på selve tanken og/eller å øke arbeidstrykket. Dette kan gjøres ved å innføre mekanisk sterke komposittmaterialer. Figur 4.3 viser hvordan tankveggen er bygget opp i en lett høytrykks-tank

Tabell 4.3 sammenligner noen kritiske parametre for kommersielt tilgjengelig komposittanker og komposittanker som foreløpig er på prototype-stadiet.

Tallene i tabell 4.3 viser at målene for gravimetrisk tetthet på 9,0 vektprosent satt av DOE (for 2015) allerede er tilfredsstillt for komposittanker. Den volumetriske tettheten er derimot for lav og utgjør selv for trykk på 700 bar kun 50 prosent av

målsettingen i 2015 (40 g/l i forhold til målet på 81 g/l). Sikkerhetsaspektene ved lagring av hydrogen ved så høye trykk er fremdeles ikke løst. Regelverk for introduksjon av slike lagringsløsninger utarbeides bl.a. gjennom EU-prosjektet EIHP (European Integrated Hydrogen Project) og EU har nylig (2003) typegodkjent 700 bars komposittanker for bruk i mobil sektor (ISO TC 197).

Prisen på de kommersielt tilgjengelige komposittankene (200 – 350 bar), primært beregnet på mobile applikasjoner, er i dag 1000 – 2000 USD/kg H₂, mens prototypene med et lagringstrykk på opp til 700 bar antas å ha en pris på 3000 – 6000 USD/kg H₂⁷. Department of Energy (DOE) i USA har uttalt et prismål på 200 USD/kg H₂ for trykkanker for mobile applikasjoner basert på et antatt salg av 1 000 000 tanker/år (primært til bilindustri).

Kostnader er viktigere enn vekt og volum for majoriteten av stasjonære energisystemer basert på hydrogen som energibærer. Det finnes imidlertid en del viktige unntak. Dette kan for eksempel være mindre energisystemer som skal installeres i vanskelig tilgjengelige områder – sendestasjoner, værstasjoner, fyrlykter, etc. Her vil kostnadene for transport til installasjonssted være sterkt korrelert med vekten og volumet av systemet. Andre eksempler på områder der vekt og volum er kritisk kan være for nødstrømsløsninger – særlig mindre systemer for eksempel for forsyning av strøm til data-servere eller annet sensitivt elektronisk utstyr. Utviklingen av lettere og mindre tanker drives i stor grad av bilindustrien. I den nærmeste tidshorisont vil i hovedsak stasjonære applikasjoner baseres på bruk av tradisjonelle ståltanker.

6. Holger Andreasen GmbH, Private communication 2003

7. Neel Sirosh (Direcotr, Advanced Technologies), Quantum Fuel Systems Technologies Worldwide, Inc. (2003)

Tabell 4.3 Essensielle data for lagring av hydrogen i komposittanker ^{1, 2, 3, 4, 5}

	Enhet	Kommersielt tilgjengelig	Prototyper
Trykk	bar	200–250	350–700
Spesifikk vekt av sylinder	kg/l	0,3–0,5	0,15–0,20
Massetetthet	vekt prosent	5–7	10,5–13,8
Volumtetthet	g/l	14–18	22–40

1 A Multiyear Plan for the Hydrogen R&D Program. Rationale, Structure and Technology Roadmaps.– Office of Power Delivery; Office of Power Technologies; Energy Efficiency and Renewable Energy.– US Department of Energy, August 1999.– 54 pp.

2 Composite Cylinders Latest Developments.– Dynetek Advanced Lightweight Fuel Storage Systems TM; Asia-Pacific Natural Gas Vehicles Summit, Brisbane, Australia; April 10, 2001; Rene Rutz, VP Marketing & Business Development

3 Quantum Technologies, Inc.– <http://www.qtw.com>

4 Hydrogen composite tank program, Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review NREL/CP-610–32405.

5 R.S.Irani. Hydrogen storage: High-pressure gas containment.– *Materials Research Bulletin*, Vol.27, No.9, pp.680–682, 2002.

Bulk lagring av hydrogen (storskala)

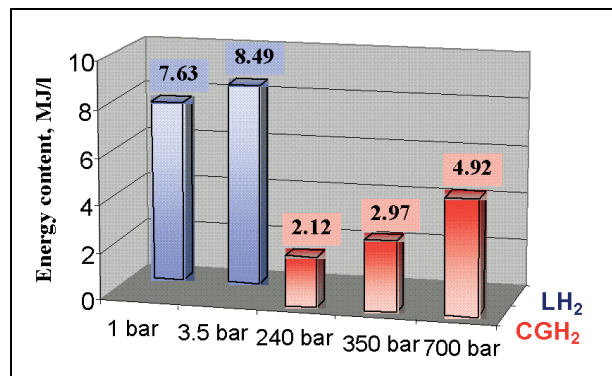
Hydrogen kan også lagres som komprimert gass i underjordiske lagre. Lagringskapasiteten for slike lagre kan være på flere millioner Nm^3 ⁸. Det er også mulig å lagre store mengder hydrogen i tomme gass- og oljebrønner og i naturlige eller kunstige huleformasjoner (som for eksempel saltgruver)⁹. Denne metoden er mest brukt for lagring av naturgass, men har også vært demonstrert for heliumgass i Texas (USA)⁸ og man har dermed bevisst at gasser med høy diffusivitet også kan lagres på denne måten. Potensialet for slik lagring ligger ikke nødvendigvis i store underjordiske kaviteter, men områder med porøse mineraler som tillater gassen å sive inn. Det er ingen områder hvor hydrogen lagres på denne måten i dag, men hydrogenrik (50 prosent hydrogen) bygass har vært lagret i grunnfjellsformasjoner i Tyskland og Frankrike tidligere.

Det finnes også større kuleformede industritanke for lagring av hydrogen. Disse har et typisk lagringstrykk på 12–16 bar og volum opptil 15 000 m^3 . Rørledninger for distribusjon av hydrogen utgjør også et egnet lager i forbindelse med dekning av etterspørsel i perioder med topplast.

Et viktig element ved lagring av hydrogen i store mengder er behovet for å etterlate opp imot 50 prosent av gassen i lageret for å opprettholde stabiliteten til lageret. I tillegg vil 1–3 prosent av gassen gå tapt som følge av lekkasjer. En mulig løsning på dette for store tanker er å erstatte den gjenværende gassen med en væske; som for eksempel en saltoppløsning¹⁰.

4.2 Flytende hydrogen

Teknologi for flytendegjøring og lagring av flytende hydrogen er langt utviklet. Kryogene tanker med såkalt «screen-vacuum» varmeisolasjon muliggjør effektiv lagring av flytende hydrogen uten for store avgassingstap. Hydrogen ble for første gang kondensert i 1898, men større anlegg for kondensering av hydrogen ble først bygget mot



Figur 4.4 Energiinnhold for ulike former for lagret flytende hydrogen (LH₂) sammenlignet med komprimert hydrogen (CGH₂)

slutten av 1950-årene hovedsakelig i USA (Air Products).

4.2.1 Flytendegjøring

Linde AG har mindre anlegg både i India (16 tonn/dag) og i Tyskland (4.4 tonn/dag)¹¹. En referanse oppgir priser på flytendegjøring som varierer fra 118 000 EURO/kg/h til 25 600 EURO/kg/h for anlegg med kapasitet på henholdsvis 100 og 1500 $\text{kg H}_2/\text{h}^4$. Kompleksitet og kostnader (investerings- og driftskostnader) inkluderer flytendegjøring som en opsjon for mindre stasjonære energisystemer.

Energieffektiviteten for flytendegjøring varierer med størrelsen på anlegget, men som en tommelfingerregel kan man si at 30 prosent av energien i hydrogengassen (basert på LHV – Lower Heating Value) går tapt i prosessen. Denne egenskapen ved flytendegjøring utelukker bruk av flytende hydrogen i energisystemer der energieffektiviteten er kritisk. Dette kan være stasjonære autonome anlegg der en lav virkningsgrad medfører behov for store og kostbare lagerenheter.

4.2.2 Tanker for flytende hydrogen

Sylinderformede tanker for lagring av flytende hydrogen er de mest vanlige, men trenden går mot forskjellige former avhengig av den spesifikke applikasjonen. Lagring av hydrogen over tid vil nødvendigvis føre til avgassingstap fra tankene. Selv om man bruker tanktyper som består av en innertank og en yttertank med isolasjonsmaterialer eller høyvakuum, er det vanskelig å hindre varmetilførsel og dermed avgassing.

8. Hydrogen: Properties, Production, Storage, Transportation, Applications. Reference Book (in Russian).- Ed. by D.Yu.Hamburg and N.F.Dubovkin.- Moscow: «Khimia» Publ., 1989.-672 pp.

9. D.Hart. Hydrogen Power: The Commercial Future of the «Ultimate Fuel». – Financial Times Energy Publishing, a Division of Pearson Professional Limited, 1997.- 135 pp.

10. J. B. Taylor, J. E. A. Alderson, K. M. Kalyanam, A. B. Lyle, L. A. Phillips, «Technical and Economic Assessment of Methods for the Storage of Large Quantities of Hydrogen», Int. Journal of Hydrogen Energy (1986), 11:1, 4

11. W. Zittel, R. Wurster, Hydrogen kompendium utgitt av LBST GmbH, Tyskland – finnes også på internett: www.hydorgen.org/knowledge/w-i-energie-w-eng.html

Figur 4.4 viser energiinnholdet pr. volum for flytende hydrogen ved 1 og 3.5 bar sammenlignet med komprimert hydrogen ved trykk opp til 700 bar. 240, 350 og 700 bar representerer henholdsvis situasjonen i dag, i en nær fremtid og de tekniske målene lenger fram i tid for komposittanker. Spesifikt energiinnhold pr. volum er altså 1.6 til 4 ganger høyere for de kryogene tankene enn for de trykksatte komposittankene.

Småskala lagring

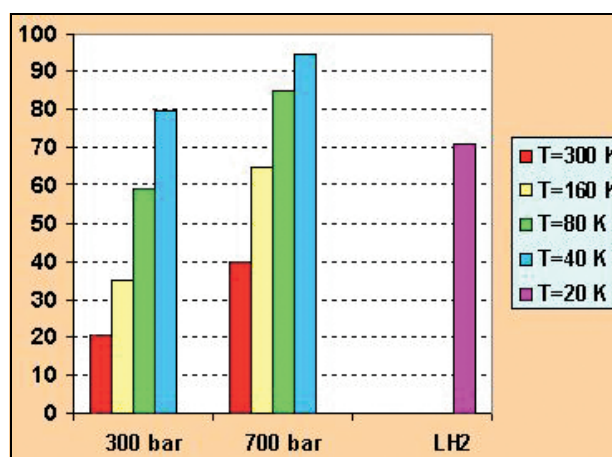
Linde AG produserer mindre spesialtanker til bruk i industri og laboratorier og for bilindustrien. BMW samarbeider med Linde og benytter kryo-tanker i sine BMW 7-serie personbiler med forbrenningsmotor for hydrogen. Mindre tanker har generelt høyere avkokingstap enn større tanker og lagring av hydrogen i en biltank er begrenset til omkring en uke¹². Det er hevdet at en bil som bruker 6 l H₂/km kun kan brukes effektivt når den daglige kjørelengden er 100 km eller mer¹³.

Storskala lagring

Linde AG selger i dag tanker for lagring av flytende hydrogen med kapasitet på noen titusen liter hydrogen. Et eksempel er tankene på 48 000 liter hydrogen (som tilsvarer 3370 kg hydrogen) som kan transporters på en semitrailer. En stasjonær tank av denne typen vil typisk ha en avgassing på omkring 0.1 prosent/dag.

4.2.3 Kryogene trykktanker

Et av de senere lovende framstøt mot mer effektiv lagring av hydrogen er utvikling av kryogene trykktanker^{13, 14}. Her kombineres effekten av trykk og lave temperaturer. Denne ideen baserer seg på bruk av kommersielt tilgjengelige trykktanker omgitt av en kryogen tank med varmeisolasjon. Lagringstanken kan enten fylles med komprimert eller flytende gass. I testing av slike tanksystemer



Figur 4.5 Volumetrisk tetthet (g/l) av komprimert og flytende hydrogen ved ulike temperaturer

ser det ut til at periodisk kjøling av trykktanken faktisk øker materialstyrken og ikke omvendt, kanskje fordi syklingen virker herdende. Økningen i energi som trengs for å bringe hydrogen fra 50 K til kondenseringspunktet på 20 K er relativt stor i forhold til energien som skal til for å gå fra romtemperatur og ned til 50 K. Dette i kombinasjon med at man vinner mye i volumetrisk tetthet ned til 50 K gjør at kryogen trykklagring er en interessant lagringsmetode som vil kreve mindre energi og ha potensial for lavere investeringskostnader enn for systemer for kun flytende hydrogen. Figur 4.5 viser volumetrisk tetthet for komprimert hydrogen ved ulike temperaturer sammenlignet med flytende hydrogen (LH₂).

4.3 Lagring av hydrogen i fast fase

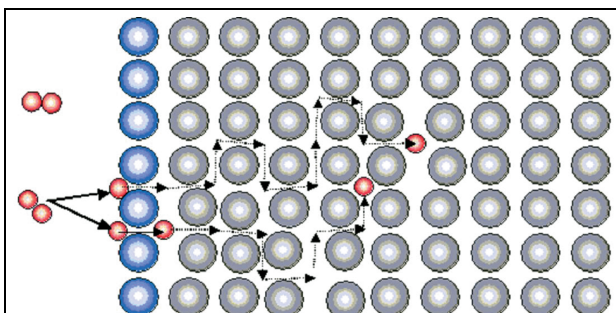
En rekke materialer kan lagre hydrogen i fast fase. Man skiller mellom adsorpsjon på overflater og kjemisk absorpsjon. Adsorpsjon på overflater er mest effektivt ved lave temperaturer og i de fleste tilfeller er den reversible lagringskapasiteten ved romtemperatur ganske liten. To eksempler på slike systemer; mikroporøse materialer og karbon, er beskrevet under underkapittelet «Andre lagringsmetoder».

Mange metaller danner sammen med hydrogen såkalte metallhydrider, som er lovende for reversibel hydrogenlagring. Ut fra forskjeller i kjemiske egenskaper skilles det mellom to typer metallhydrider: interstitielle metallhydrider og komplekse metallhydrider. I begge typer foregår atomær lagring av hydrogen.

12. Joakim Pettersson and Ove Hjortsberg. Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment. – Volvo Teknisk Utveckling AB. KFB – Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm. KFBs DNR 1998–0047, December 1999. – 38 pp.

13. S.M.Aceves, J.Martinez-Frias and O.Garsia-Villazana. Low temperature and high pressure evaluation of insulated pressure vessels for cryogenic hydrogen storage.– Proc. 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570–28890.

14. S.M.Aceves, J.Martinez-Frias, O.Garsia-Villazana and F.Espinosa-Loza. Performance and certification testing of insulated pressure vessels for vehicular hydrogen storage.– Proc. 2001 DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-570–30535.



Figur 4.6 Prinsippskisse av lagring av hydrogen i interstitielle metallhydrider

De metaller/legeringer som er aktuelle som lagringsmedium for hydrogen avgir varme når hydrogen tas opp. I praktiske anvendelser må altså varme tilføres for å frigi hydrogengass, mens kjøling kan være nødvendig ved oppladning. Dette avhenger helt av applikasjonen og hvor hurtig hydrogen frigjøres eller opptas. Generelt er fordelene ved lagring av hydrogen i metallhydrider at det kan oppnås en meget høy pakningstetthet; hydrogentettheten er større i mange metallhydrider enn i flytende hydrogen. I tillegg har lagring i metallhydrider den fordel at de er faste stoffer som kan håndteres uten store problemer ved vanlige trykk og temperaturer. De representerer derfor kanskje den sikreste form for hydrogenlagring.

Lagringstanker basert på interstitielle metallhydrider finnes tilgjengelig i prekommersielle serier i dag. Flere selskaper har planer om eller gjennomfører i dag en prosess for om kort tid å kunne selge produktene kommersielt.

4.3.1 Interstitielle metallhydrider

I interstitielle metallhydrider opptas hydrogen i interstitielle posisjoner mellom metallatomene. Prinsippet for opptak av hydrogen i metallhydrider er vist i figur 4.6.

Interstitielle metallhydrider kan designes til å ta opp og frigi hydrogen ved temperaturer som muliggjør bruk av vann som medium for varmeoverføring og driftstrykk nær 1 bar. Denne typen hydrider inneholder flere klasser av intermetalliske forbindelser som for eksempel; AB_5 (A – sjeldent jordartsmetall; B – Ni som basis og Co, Al, Mn som legeringsadditiver), AB_2 (A – Ti, Zr; B – Mn, Fe, Cr etc.), AB (for eksempel TiFe) m.fl. En viktig fordel med interstitielle metallhydrider, foruten høy volumetrisk lagringstetthet (1.5 – 2 ganger høyere enn for flytende hydrogen), er renheten på hydrogengassen ut fra en slik enhet. Metallhydridet har en rensende effekt på gassen uten at den

reversible kapasiteten til hydridet blir påvirket nevneverdig. En annen fordel er at man enkelt kan kontrollere hydrogentrykket i enheten ved å tilføre termisk energi. Dette gjør at kompresjon av hydrogengass kan oppnås uten bruk av konvensjonelle kompressorer som representerer høye driftskostnader og høyt energiforbruk.

Hovedulempen med interstitielle metallhydrider er det relativt lave innholdet av hydrogen i forhold til vekten av legeringen. Lagringskapasiteten ligger typisk mellom 1.2 og 2.5 vektprosent. Deresom man også tar hensyn til tanksystemet rundt, reduseres disse tallene med 30–50 prosent avhengig av tankens størrelse, behovet for væskebasert varmeoverføring og materialtypen som er brukt i tankkonstruksjonen. Volumtettheten reduseres også med 40–60 prosent fra ideell verdi pga. hydridets utvidelse ved opptak av hydrogen og begrenset pakketetthet av hydridpulveret¹⁵. I tillegg vil varmetilførselen som trenges for å frigi hydrogen fra enheten være noe høyere enn energien som rent kjemisk skal til for å frigjøre hydrogen fra metallet fordi hydridene har dårlig varmelednings-evne. Den termiske virkningsgraden til lagringssystemer basert på interstitielle metallhydrider overskrider sjelden 30–35 prosent¹⁶.

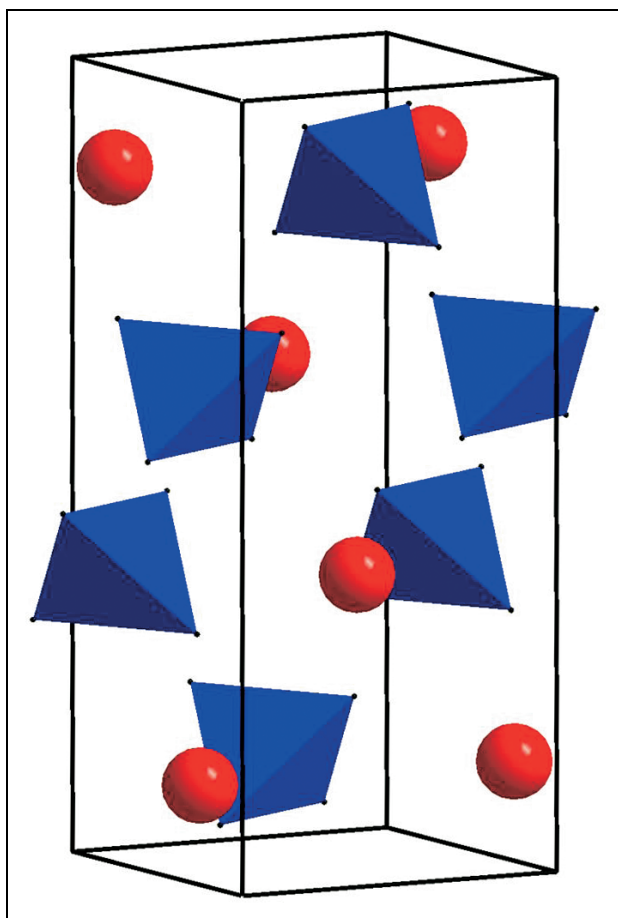
Høyere lagringskapasiteter kan oppnås ved høyere temperatur. Mg krever for eksempel omlag 300°C for å ha ønsket trykk og kinetikk, men til gjengjeld oppnås drøyt 6 vektprosent lagringskapasitet. For stasjonær lagring har riktignok ikke gravimetrisk lagringstetthet så stor betydning som for mobile applikasjoner, mens andre faktorer som materialkostnader, kinetikk, energiforbruk, brukstid og sikkerhet er viktigere.

4.3.2 Komplekse metallhydrider

I komplekse metallhydrider er hydrogen bundet i komplekser med for eksempel aluminium eller bor. Et eksempel på dette er $NaAlH_4$. Dette er et såkalt alanat med en reversibel lagringskapasitet på 5.6 vektprosent. Figur 4.7 viser hvordan et alanat er oppbygd.

15. V.V.Solovey, Yu.F.Shmal'ko and M.V.Lototsky. Metal hydride energy technologies. Problems and perspectives. – Problemy Mashinostroeniya (J. of Mechanical Engineering), 1998, vol.1, No.1, p.115–132 (in Russian).

16. Yu.F.Shmal'ko, A.I.Ivanovsky, M.V.Lototsky, V.V.Solovey, L.A.Kennedy and S.A.Zelepouga. Series of metal-hydride modules for energy-technological systems. – In: Hydrogen Energy Progress. XI. Proc. 11-th World Hydrogen Energy Conf., Stuttgart, Germany, 23–28 June, 1996.– Ed. by T.N.Veziroglu, C.-J.Winter, J.P.Baselt and G.Kreysa, Int. Association for Hydrogen Energy, 1996, vol.2, p.1335–1339.



Figur 4.7 Eksempel på komplekst metallhydrid: NaAlH_4 (Na^+ i rødt, AlH_4^- – tetraeder i blått)

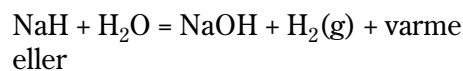
Komplekse metallhydrider skiller seg fra interstitielle metallhydrider ved at de har høyere lagringskapasitet og består ofte av billigere grunnstoffer. I dag kan de beste komplekse hydrider med høy lagringskapasitet avgi og oppta hydrogen ved i overkant av 100°C ved bruk av katalysator. Kinetikken er foreløpig litt for treg for absorpsjonen til å kunne utnyttes til praktiske anvendelser, men stor forskningsinnsats legges ned i å forbedre dette. Bruk av komplekse hydrider til reversibel hydrogenlagring er et ganske nytt og meget lovende forskningsfelt som startet for alvor i 1997.

4.4 Andre lagringsmetoder

4.4.1 Natriumhydrid og natrium- og litium borhydrider

Millenium Cell¹⁷ og Powerball¹⁸ står i spissen for utviklingen av lagringsløsninger basert på natrium-

hydrid (NaH) og natrium- og litium borhydrider (NaBH_4 og LiBH_4). Hydrogen frigjøres ved at små kuler med disse forbindelsene kontrollert frigjøres i vann. Reaksjonene kan skrives:



Man får altså hydrogengass og et biprodukt i reaksjonene. Biproduktet må igjen regenereres til utgangshydridet i en kjemisk prosess. Enhver applikasjon med denne teknologien vil måtte ha et ekstra lager for biproduktet og en infrastruktur for gjenvinning av biproduktet tilbake til hydrid. Millennium Cell oppgir på sine hjemmesider at de sikter mot markeder som forbrukselektronikk, nødstrøm og transport. Det oppnås derimot, tross det ekstra behovet for lagring av biprodukt, en relativ høy energitetthet for systemer av denne typen. Vektprosenten av hydrogen for materialene NaH og NaBH_4 er for eksempel henholdsvis 4,3 prosent og 12 prosent (eksklusive systemet rundt materialene og ekstra tank for biprodukter).

Millenium Cell har inngått partnerskap med flere store aktører innen transport og hydrogenteknologi som for eksempel Daimler Chrysler, Ballard og Air Products. En rekke demonstrasjonsbiler med kjørelengder på mer enn 500 km har blitt laget.

Hovedutfordringen med disse løsningene ligger i behovet for en til dels omfattende infrastruktur for gjenvinning av biproduktene. I tillegg er for eksempel NaBH_4 meget korrosivt og dyrt.

4.4.2 Mikrokuler av glass

Hydrogenlagring i mikrokuler av glass er et forskningsfelt som har dukket opp som et resultat av forskning og utvikling innen nukleær fusjon. Den utviklede teknologien går ut på å produsere hule glassfærer med diameter på 5–500 mikrometer og en veggtykkelse på 1 mikrometer ved spraying av en gel av glass⁸. Hydrogen kan diffundere gjennom glassveggen i kulene ved moderate temperaturer og kan derfor fylles med hydrogen. Det kreves riktignok temperaturer mellom 200 og 400°C og trykk på 350 til 630 bar for å fylle kulene. Ved disse betingelsene kan man oppnå en massefraksjon på 10 vektprosent som tilsvarer en volumtetthet på 20 g/l. Energien som skal til for å fylle kulene er stor da både kompresjon og temperaturøkning er nødvendig. En av hovedulempene med denne metoden er også de store tapene av hydrogen over tid (opptil 0,5 prosent pr. dag) pga. mekanisk ustabilitet av kulene for eksempel ved

17. www.milleniumcell.com

18. www.powerball.net

transport og pga. diffusjon av hydrogen ut av kulene. Etter detaljerte analyser av kostnader og ytelser har DOE nylig bestemt seg for å legge ned FoU aktiviteter på dette området.

4.4.3 Mikroporøse materialer

Mikroporøse materialer, som for eksempel zeolitter, kan adsorbere hydrogen molekylært på overflatene, særlig ved lav temperatur. Det beste resultatet så langt har vært oppnådd med materialet MOF-5 som tar opp 4 vekt prosent hydrogen ved -196°C og 0.5 vektprosent ved romtemperatur¹⁹. Pga. lav tetthet av materialet er den volumetriske lagringstettheten lavere enn for komprimert hydrogen ved romtemperatur. Imidlertid kan mikroporøse materialer ha et potensial ved lave temperaturer og middels høye trykk.

4.4.4 Kryo-adsorpsjon på aktivert karbon

Denne lagringsteknikken utnytter adsorpsjon av hydrogen i aktivert karbon med lav tetthet ved lave temperaturer – vanligvis omkring 65–78 K. En lagringsenhet med aktivert karbon vil typisk fylles og tømmes for hydrogen ved henholdsvis 40 og 2 bar. Ved slike forhold vil 60–65 prosent av det lagrede hydrogenet kunne utnyttas reversibelt. Dette gir en gravimetrisk tetthet av hydrogen på 4–5 vektprosent. Energimengden som skal til for å kjøle og komprimere gassen er relativt høy, men likevel lavere enn for flytende hydrogen da flytende nitrogen kan brukes som kjølemedium. Den mest lovende måten å benytte seg av denne lagringsteknikken på er i kombinasjon med komprimert hydrogen i kryogene trykktanker. En nyere studie av kryo-adsorpsjon på aktivert karbon rapporterer en lagringskapasitet på 10–11 vektprosent ved 77 K¹². Disse resultatene stemmer derimot ikke med modelleringsarbeider av kryo-adsorpsjon på aktivert karbon som antyder en maksimal lagringskapasitet på 2.0 – 3.3 vektprosent ved 70 K²⁰. Videre detaljerte studier er nødvendig for å avgjøre hvilket potensial denne lagringsmetoden egentlig har.

4.4.5 Nanomaterialer av karbon

Karbonmaterialer kan forekomme i en rekke morfologier/strukturer. Disse er vist skjematisk i figur

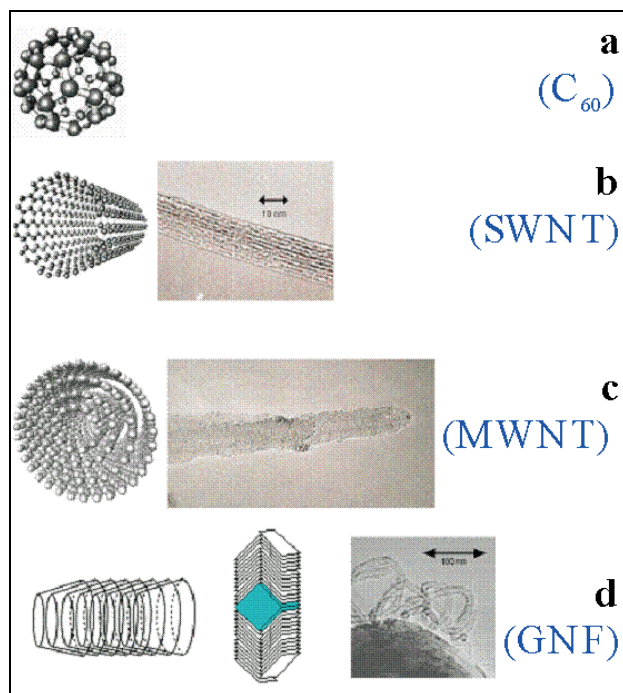
4.8. Alle disse ulike typene nanokarbon er interessante med hensyn på lagring av hydrogen^{12, 15}. Unntaket er fullerenene som vekselvirker med hydrogen i en kjemisk prosess og er forklart i underkapittelet: «Organiske hydrider og fullerener». De andre strukturene av nanokarbon reagerer med hydrogen gass via svake van der Waalske bindinger eller via dissosiativ kjemisorpsjon av hydrogenmolekyler. Den tilgjengelige litteraturen på hydrogen i nanokarbon inneholder svært motstridende og variable resultater for kapasitet for hydrogenopptak²¹. Ved romtemperatur og lave trykk har det blitt rapportert om opptak av hydrogen som varierer fra 8 vektprosent²² til mindre enn 1 vektprosent²³. Kapasiteten for opptak av hydrogen er i den senere tid rapportert ikke å overgå det man skulle forvente fra en fysisorpsjon av hydrogen på overflaten^{24, 25, 26, 27}. Dette betyr at man ikke kan forvente en høy kapasitet for lagring av hydrogen ved romtemperatur og lave trykk. Det er derimot en del feilkilder og uoverensstemmelser ved målingsteknikker som er brukt for å bestemme lagringskapasiteter som gjør at man ikke skal avskrive nanokarbon som hydrogenlager. Det anses derimot som interessant å fortsette studiene av opptak av hydrogen i velkarakteriserte materialer.

4.4.6 Organiske hydrider og fullerener

Et eksempel på en organisk forbindelse som kan lagre hydrogen reversibelt er benzen. Denne kan reagere med hydrogen og danne sykloheksan som

19. N.L. Rosi, J. Eckert, M. Eddaoudi, D.T. Vodak, J. Kim, M. O'Keeffe, O.M. Yaghi. Hydrogen storage in microporous metal-organic frameworks. *Science* 300 (2003) 1127–1129.
20. L. Schlapbach and A. Züttel. Hydrogen-storage materials for mobile applications. – *Nature*, Vol.414, No.15, pp.353–358, 2001.

21. A. Züttel and S.-I. Orimo. Hydrogen in nanostructured, carbon-related, and metallic materials. *Materials Research Bulletin*, Vol.27, No.9, pp.705–711, 2002.
22. A.C. Dillon, K.E.H. Gilbert, P.A. Parilla, J.L. Alleman, G.L. Hornyak, K.M. Jones, M.J. Heben. Hydrogen storage in carbon single-wall nanotubes. – *Proceedings of the 2002 DOE hydrogen program review*, 2002, National renewable energy laboratory, Golden, CO 80401–3393.
23. M. Hirscher, M. Becher, M. Haluska, U. Dettlaff-Weglikowska, A. Quintel, G.S. Duesberg, Y.M. Choi, P. Downes, M. Hulman, S. Roth, I. Stepanek, P. Bernier. Hydrogen storage in sonicated carbon materials. – *Applied Physics A-Materials Science & Processing*, Vol.72, No.2, 2001, pp.129–132.
24. A. Züttel, C. Nutzenadel, P. Sudan, P. Mauron, C. Emmenegger, S. Rentsch, L. Schlapbach, A. Weidenkaff, T. Kiyobayashi. Hydrogen sorption by carbon nanotubes and other carbon nanostructures. – *Journal Alloys and Compounds*, Vol.330, 2002, pp.676–682.
25. R. Strobel, L. Jorissen, T. Schliermann, V. Trapp, W. Schutz, K. Bohmhammel, G. Wolf, J. Garche. Hydrogen adsorption on carbon materials. – *Journal of Power Sources*, Vol.84, No.2, 1999, pp.221–224.
26. M.G. Nijkamp, J.E.M.J. Raaymakers, A.J. van Dillen, K.P. de Jong. Hydrogen storage using physisorption – materials demands. – *Applied Physics A-Materials Science & Processing*, Vol.72, No.5, 2001, pp.619–623.



Figur 4.8 Ulike nano-strukturer for karbon: (a) fullerenener, (b) enkel- and (c) multi-veggede nanorør og (d) nano-fibre av grafitt

igjen kan dekomponeres til benzen og hydrogen. Opp- og utlading av hydrogen skjer ved 200–400 °C og 10–100 bar ved tilstedeværelse av en katalysator (eks.: Pt, Pd, Mo₂O₃). Lagring av hydrogen i organiske hydrider er meget effektivt både med hensyn på vekt og volum; 5–7 vekt prosent og 70–100 g H₂ /l. Ulempen er at det kreves for mye energi for å varme opp systemet for å oppnå reaksjonstemperaturen. Energien som kreves er større enn det som kreves for lagring av hydrogen i flytende form. Denne metoden har derfor kun et potensial ved spesielle anvendelser; for eksempel i industri der overskuddsvarme ved høy temperatur er tilgjengelig.

27. R. Chahine, T.K. Bose. Low-pressure adsorption storage of hydrogen – Int. J. Hydrogen Energy, Vol.19, No.2, 1994, pp.161–164.

En liknende metode for lagring av hydrogen er en reversibel katalytisk hydrogenering av C=C bindinger i fullerenener. I en slik prosess kan C₆₀ fullerenener hydrogeneres opp til C₆₀H₄₈, noe som gir en lagringskapasitet på 6.3 vektprosent. Hydrider av intermetalliske forbindelser kan brukes som katalysator for den reversible hydrogeneringsprosessen. Temperaturen som skal til for å frigjøre hydrogenet er derimot altfor høy til at metoden kan være aktuell for anvendelse (~400 °C)²⁸.

4.4.7 Andre

Prosessen der hydrogen produseres ved høye temperaturer i reaksjon med jern går ved 550 – 600 °C og danner basis for lagring av hydrogen. Jern kan gjendannes ved reduksjon med for eksempel karbonmonoksid. Analyser av økonomi- og miljøpåvirkning viser derimot at denne lagringsmetoden ikke kan konkurrere med alternativene eller være aktuell for praktiske anvendelser.

Metanol og ammoniakk som hydrogenbærere har store fordeler med hensyn til energitetthet (109 g/l for flytende ammoniakk ved 15 °C, og 7 bar og 99 g/l for metanol ved romtemperatur). Men å lagre hydrogen som ammoniakk eller metanol er en ikke-reversibel prosess. Det kreves 800–900 °C og en jernbasert katalysator for å splitte ammoniakk, mens produksjon av hydrogen fra metanol krever 300–400 °C og en sink-krom basert katalysator. Dessuten er prosessen for produksjon av både ammoniakk og metanol relativt kompleks og energikrevende. Det kan imidlertid tenkes at metanol eller ammoniakk kan utgjøre brukbare mellomløsninger for lagring av hydrogen inntil kommersielle reversible lagringsløsninger er tilgjengelige.

28. V.I.Trefilov, D.V.Schur, B.P.Tarasov, Yu.M.Shul'ga, A.V.Chernogorenko, V.K.Pishuk and S.Yu.Zaginaychenko. Fullerenes.– Kiev: «ADEF Ukraine» Publ, 2001.– 147 pp. (in Russian).

Kapittel 5

Transport og distribusjon av hydrogen

Hydrogen transporteres og distribueres for det meste enten som komprimert gass eller nedkjølt som kryogen væske i dag. I Norge transporteres all hydrogen som komprimert gass (200 bar) på lastebiler. I Europa transporteres også hydrogen i flytende form på lastebil. For transport av større mengder hydrogen er rørledninger og skipstransport aktuelt. Det finnes i dag ingen skip for transport av flytende hydrogen, mens et fåtall rørledningsnettverk er utbygd i USA, Frankrike, Belgia, Nederland og Tyskland. Transport av hydrogen lagret i andre medier eller former foregår i dag ikke. Ingen informasjon er funnet om transport av hydrogen med tog.

5.1 Lastebiltransport

Den eneste transportmetoden for hydrogen i Norge for tiden er lastebiltransport av komprimert hydrogen trykksatt til 200 bar. Man benytter såkalte «flak» av 147 x 50 liters stålflasker. To slike flak utgjør i størrelse en 40-fots container som får plass på en lastebil. Den samlede transporterte mengden hydrogen er kun ~216 kg noe som gir en kostnad for hydrogen levert med vogntog på hele 8,80 EURO/km/tonn H_2 ¹. Fyllestasjonen i WEIT-prosjektet² i Hamburg benyttet en 40 fots lastebil-

henger som hydrogenlager. Tankene her var laget av et komposittmateriale og hydrogenet lagret ved 200 bar. Lagringskapasiteten for disse mye lettere og noe mindre tankene, ga lastebilen en total lagringskapasitet på 520 kg hydrogen. Hvis man tenker seg at en slik type kompositttank kan ta et trykk på 450 bar, vil lagringskapasiteten komme opp i omkring 1200 kg. Foreløpig er lastebiltransport av komprimert hydrogen begrenset oppad til omkring 520 kg pr. bil. Komposittanker på 200 og 450 bar gir henholdsvis 3,6 og 1,6 EURO/km/tonn H_2 i transportkostnad. For alle disse transportløsningene må det legges til en transportkostnad på 1.9 EURO/km for sjåfør.

Transport av flytende hydrogen på 40-fots hengere på semi-trailer type lastebiler er også en helt standard løsning. Linde transporterer flytende hydrogen fra anlegget i Ingolstadt (Sør-Tyskland) hovedsakelig til industri, men også til fyllestasjonene for hydrogen i Berlin og München. Pga. langt høyere energitetthet både med hensyn på vekt og volum, kan det transporteres omkring 3400 kg hydrogen på en slik bil. Dette gir en pris på 056 EURO / km/tonn H_2 , noe som er omkring 3

1. AGA Linde, Private communication 2003
2. T. Schucan, «Case Studies of Integrated Hydrogen Energy Systems», IEA Hydrogen Implementing Agreement Task 13



Figur 5.1 Eksempler på lastebiltransport av hydrogen i flytende (a – Linde, 3400 kg H_2 og komprimert form (b – MAN-BOC, 530 kg H_2 ved 200 bar i komposittanker)

ganger så lavt som for en tilsvarende lastebil med 450 bars komposittanker. Avgassingstapene for disse konteinerne er meget lave (omkring 0,5 prosent/dag) noe som muliggjør transport over relativt lange avstander. I tillegg er det utviklet mobile konteinere som kan settes igjen på bruksstedet. Slik unngås tap som følge av ekstra gassoverføringer. Figur 5.1 viser et par eksempler på dagens transportopsjoner for hydrogen.

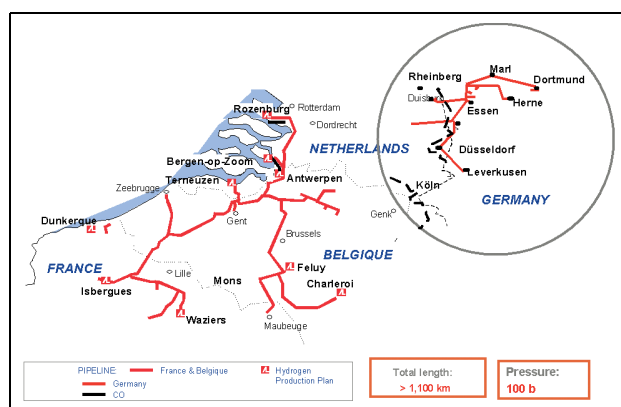
5.2 Transport i rørledninger

Som for transport av naturgass vil rørledningstransport av hydrogen kunne deles inn i høytrykksrør for langtransport og lavtrykksrør for lokal distribusjon. For ledningsnett for naturgass ligger gasstrykkene for langtransport og lokal distribusjon på henholdsvis 170–190 bar og 4 bar. Høytrykksrørene er typisk laget av Cr-Mn stål, mens de lokale distribusjonsrørene er laget av plast (PE – polyetylen).

5.2.1 Hydrogen

I Tyskland finnes det to store (omlag 50 km) og flere mindre nettverk av rørledninger for transport og distribusjon av komprimert hydrogen. Det finnes også et rørledningsnettverk for hydrogen som strekker seg 1100 km i Frankrike, Belgia og Nederland. Her distribueres hydrogen med et trykk på hele 100 bar. Begge hydrogennettverkene eies av det Franske selskapet Air Liquide. Rørledningsnettverkenes omfang er vist i figur 5.2.

Et meget viktig spørsmål er om dagen naturgassrørledninger kan brukes til å transportere



Figur 5.2 Rørledningsnett for distribusjon av hydrogen i Frankrike, Nederland, Belgia og Tyskland

Kilde: Y. Dupont (Sales manager – Axane), H-SAPS workshop at CRES 22nd of January 2004, Greece

hydrogen. Dagens naturgassrørledninger fra Norge til Kontinentet er laget av vanlig karbonstål. Hvis man antar at disse kan transportere hydrogen, vil transportkapasiteten (etter energiinnhold) reduseres, mens kompressorarbeidet vil øke. Et eksempel på en naturgassrørledning som skal brukes til hydrogentransport, angir en reduksjon i kapasitet på 20–25 prosent og en økning i nødvendig kompressorarbeid på 3–4 ganger.³

En dansk undersøkelse utført av Dansk Gasteknisk Center⁴ viser at materialtekniske problemer først oppstår når mer enn 10 prosent hydrogen tilsettes naturgassen i rørledningsnettet. Dette gjelder transportrørene av CMn-stål som opererer med trykk på 170–190 bar. Ved 100 prosent hydrogen i rørledninger tilsvarende de man bruker for naturgass i dag, vil det kunne oppstå materialproblemer over tid som ikke er akseptable i forhold til sikkerhet, gasstap, etc.

Distribusjonslinjer på 4 bar er laget av plast (Polyetylen – PE). Distribusjon av 100 prosent hydrogen er ikke noe problem for disse rørene i seg selv. Man må derimot påregne utskifting av ledd, smøremidler, målere, regulatorer, etc. for å unngå diffusjon og tap av hydrogen i systemet og for å sørge for god kontroll på distribusjonen.

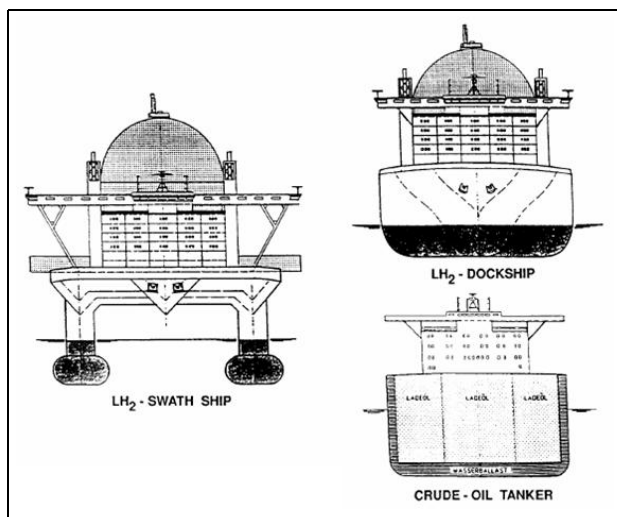
I USA finnes det mindre rørledningssystemer for flytende hydrogen, men kostnadene er store både investeringsmessig og driftsmessig og det er lite sannsynlig at dette blir fremtidens transport og distribusjonssystem for hydrogen.

5.2.2 Hydrogen innblandet i naturgass (HCNG)

Gassteknologiutvalget behandlet «Hydrogen Compressed Natural Gas» (HCNG) også referert til som Hytan og fastslo at «Hydrogen distribuert i blanding med naturgass, ... gjerne kalt hytan og kan i mengder på opptil 10–15 prosent hydrogen håndteres som naturgass». Hytan eller Hythane® på engelsk er et registrert varemerke og markedsføres som en 20/80 prosent blanding av henholdsvis hydrogen og naturgass.

HCNG er et brensel som gir lavere CO₂-utslipp enn ren naturgass, gitt at det innblandede hydrogenet er fremstilt på en måte som ikke gir CO₂-utslipp.

3. Hydrogen Delivery Workshop Proceedings, Strategic Directions for Hydrogen Delivery Workshop, DOE, Washington, DC, May 7–8, 2003, http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/wkshp_h2_delivery.html
4. Dansk Gasteknisk Center, November 1999, Abstract fra rapport B9915: Hydrogen som energibærer, <http://www.dgc.dk/index.htm>



Figur 5.3 Ulike konsepter for transport av hydrogen på skip. Til sammenligning er en oljetanker vist nederst til høyre

Kilde: U. Petersen, G. Würzig, R. Krapp, «Design and Safety Considerations for Large-scale Sea-borne Hydrogen Transport», Int. Journal of Hydrogen Energy, 19(7) (1994) 597

Når det gjelder transport av hydrogen til sluttbruker som HCNG er potensialet noe uklart. Dette betyr at man må separere hydrogen fra naturgassen på ulike noder nær forbruker eller distribusjonsnett for hydrogen. Dette medfører sannsynligvis store ekstra investeringskostnader, men kan tenkes å være en overgangsløsning forutsatt at utviklingen av kostnadseffektive separasjonsteknologier for hydrogen er utviklet (eks.: membraner).

HCNG kan potensielt eksporteres i det eksisterende rørnettverket fra Norge til Europa. Den største utfordringen ved kommersialisering av HCNG eksport til Europa er behovet for endringer i salgsgassspesifikasjoner og mulige endringer i sluttbrukerteknologi. Varierende kvalitet på rørledningsnettet kan også øke faren for lekkasje via diffusjon, flenser etc. Ytterligere utfordringer med dette ligger i kostnadene sammenlignet med andre alternativer for H_2 -produksjon lokalt. Norsk Hydro utredet i 2001 muligheten for H_2 eksport via HCNG til kontinentet og konstatert at «hydrogenproduksjon i Norge for eksport er teknisk gjennomførbart, men økonomisk ugunstig. Hydrogen produsert ved hjelp av norsk vannkraft er ennå ikke konkurransedyktig som drivstoff. I Tyskland vil slik hydrogen koste omlag 1,4 ganger så mye som flytende hydrogen produsert i Tyskland med fossil energi. Hydrogen vil koste 1,6 til 3,3 ganger så mye som bensin og diesel.» Harmonisering av kraftprisene i Europa vil ytterligere forverre dette regnestykket. Om denne konklusjonen også vil være gyldig for hydrogen produsert fra naturgass og trans-

portert gjennom eksisterende rørnett som HCNG gjenstår å avklare.

5.3 Transport på skip

I dag finnes det spesialskip for transport av store mengder naturgass som LNG. Japan baserer bl.a. sin energiforsyning i stor grad på LNG som er skipet inn til et mottak (havn). Spesialskip for transport av store mengder flytende hydrogen (LH_2) finnes ikke i dag. I forbindelse med Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project (EQHHPP) ble det imidlertid utviklet konseptuelle design for skipstransport av store mengder hydrogen i flytende form⁵. I tillegg er det blitt bygget demonstrasjonstanker for skipstransport med en lagringskapasitet på opptil 12 tonn som et resultat av EQHHPP-prosjektet.

Norsk Hydro ASA og Ludvig-Bölkow-Systemtechnik GmbH gjennomførte i 1993 en studie der norsk vannkraft, via elektrolyse, ble benyttet til å produsere hydrogen for transport, distribusjon og bruk i Tyskland. Målet med studien var å evaluere mulighetene for et demonstrasjonsprosjekt som kunne legge grunnlaget for kommersielle anlegg i framtiden. Konklusjonene fra arbeidet fremhever behovet for et demonstrasjonsprosjekt, men understreker at respektive regjeringer må bidra med støtte. Et scenario for bruk av vannkraft til produksjon av hydrogen for Europa er blitt mindre aktuelt den senere tiden siden Norge har gått fra å være en eksportør av kraft til å bli en netto importør av kraft. Et stort marked for hydrogen i energisektoren i Europa er derfor uteblitt.

Skipsverftet Howaldtswerke Deutsche Werft AG har også utviklet konseptuelle design av LH_2 -skip⁶ og Germanischer Lloyd har sett på hvordan man kan redusere avgassingstap ved transport ved å bruke mobile tanksystemer på skip⁷. Figur 5.3 viser konseptuelle design av transportskip for LH_2 ¹⁰⁹. En oljetanker er tegnet inn i figuren for å vise størrelsesforholdet. LH_2 -skipene kan lagre 2 700 GWh, mens en oljetanker får med seg 27 000 GWh.

5. G. Giacomazzi, «Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project: A Challenge to Cryogenic Technology», Cryogenics 33 (8) (1993), 767
6. Howaldtswerke Deutsche Werft AG, Noell LGA Gastechnik and Germanischer Lloyd (Hrsg), Entwicklung eines Seetransportsystems für flüssigwasserstoff. BMFT Schlussbericht MTK 0462, Hamburg (1990).
7. U. Petersen, G. Würzig, R. Krapp, «Design and Safety Considerations for Large-scale Sea-borne Hydrogen Transport», Int. Journal of Hydrogen Energy, 19(7) (1994) 597

Kapittel 6

Stasjonære sluttbrukerteknologier

6.1 Innledning

Kraft og varme kan produseres fra hydrogen på to måter:

- produksjon av varme ved forbrenning av hydrogen som igjen produserer elektrisitet og varme
- direkte konvertering av kjemisk energi i hydrogen til elektrisitet og varme

Kraft- og varmeproduksjon ved forbrenning av hydrogen kan foregå i ulike termodynamiske sykluser som Rankine (bruk av gassbrenner, kjel og dampturbin), Brayton (bruk av gassturbin), Stirling (bruk av stirlingmotor), Otto- (forbrenningsmotor med gnisttenning) eller Dieselprosessen (dieselmotor) og i noen tilfeller kombinasjon av prosesser. Disse teknologiene er utviklet for hydrokarbonbrenslere og modifisering av eksisterende teknologi til bruk for hydrogen er da nødvendig. Direkte konvertering av kjemisk energi til kraft og varme foregår ved hjelp av en elektrokjemisk prosess i brenselceller. Avhengig av prosessens temperaturnivå kan produsert varme utnyttes i ulik grad. Direkte konvertering av kjemisk energi til kraft og varme gir høyere elektriske virkningsgrader spesielt for mindre effekter (< 500 kW). For større effekter er de oppnådde elektriske virkningsgradene mer like, men brenselceller forventes å ha et større potensial til ytterligere forbedringer enn forbrenningsprosessene.

Det finnes fem forskjellige hovedtyper brenselceller som kan bruke hydrogen som drivstoff. De forskjellige typene har ulike anvendelses- og effektområder. Generelt kan man si at brenselcellene som opererer ved høyere temperaturer er mer egnet for større effekter (> 500 kW) og vil normalt gi de høyeste systemvirkningsgradene. De forskjellige brenselcellene kan klassifiseres på følgende måte:

- Polymerelektrolytt brenselceller (PEMFC) (20–90 °C)
- Alkaliske brenselceller (AFC) (20 – 250 °C)
- Fosforsyre brenselceller (PAFC) (150–250 °C)
- Smeltekarbonat brenselceller (MCFC) (600–700 °C)
- Fastoksid brenselceller (SOFC) (600–1000 °C)

Brenselcelleteknologiene med høyest forsknings- og utviklingsaktivitet er PEMFC, MCFC og SOFC. Spesielt PEMFC har en meget stor utviklings-, demonstrasjons- og forskningsaktivitet, men da med størst fokus på mobile og bærbare applikasjoner. For stasjonære applikasjoner passer PEMFC best for små og mellomstore systemer. For mellomstore og større systemer er det MCFC og SOFC som er mest aktuelle. Disse kan også bruke andre drivstoff enn rent hydrogen (for eksempel intern reformering av naturgass), og man vil følgelig kunne oppnå høyere systemvirkningsgrader basert på bruk av naturgass.

Ofte vil hydrokarboner være utgangspunktet for produksjon av hydrogen og det er da viktig å ta hensyn til total virkningsgrad for systemet slik at hele verdikjeden fra produksjon av drivstoff til ferdig sluttprodukt er med. I en slik sammenligning kan systemer som bruker for eksempel naturgass som drivstoff direkte gi en høyere systemvirkningsgrad enn der naturgassen først må omdannes til hydrogen før den brukes til å produsere elektrisitet.

Så langt er det ingen av disse brenselcelleteknologiene som er tilgjengelige i form av kommersielle produkter for omforming av hydrogen til kraft og varme. Teknologiene er i varierende grad tilgjengelige for demonstrasjonsprosjekter.

Levetida for systemene er meget viktig, og spesielt brenselceller ligger ennå et godt stykke unna den levetid som man må kunne forvente for kommersielle stasjonære kraftsystemer.

Nøkkeltall for de aktuelle teknologiene er presentert i tabell 6.1.

6.2 Forbrenningsteknologier

Tre forbrenningsteknologier omtales: hydrogenbrenner, forbrenningsmotor og gassturbin.

6.2.1 Hydrogenbrenner

Hydrogenbrennere er i dag i bruk i noen få større industrielle prosesser for å produsere varme i stør-

Tabell 6.1 Nøkkeltall for teknologiene for stasjonær omvandling av hydrogen til kraft og varme

Teknologi	Virkningsgrad [prosent] ²		Investe- ringskost- nad [EURO/ kW _{el}]	Effektområde [kW]			Levetid [år]	Teknologi-moden- het (markedsintro- duksjon)
	El.	Varme		1–50	50–500	> 500		
Hydrogen- brenner	0	95	20–30 ⁵	x	x	x	20	Tilgjengelig pro- dukt for store effekter – mar- kedsnært for små effekter
Forbrennings- motor (ICE)	~20	60	2000–3000	x	x		10	Tilgjengelig pro- dukt mobilt- begrenset produk- sjon
Gassturbin (CCGT)	38–40	45	250–300			x	20	Kan bruke modifi- sert kommersiell teknologi – få demonstrasjoner
Mikroturbin	20–30		ukjent	x	x		10	Under utvikling
PEMFC	50 ⁶	35 ³	5000	x	x		2–3 ⁴	Demonstrasjon og utvikling – noe salg av moduler
AFC	65	20 ³	450–1500	x			1–10	Demonstrasjon og utvikling
PAFC	56 ⁶	24	3000		x		5	Tilgjengelig for kjøp – småskala produksjon
MCFC	67 ⁶	19	8000		x	x	2 ¹	Demonstrasjons- moduler
SOFC	66 ⁶	19	20000		x		2 ¹	Demonstrasjon og utvikling
SOFC + GT	74 ⁶	11	21000		x	x	0.5 ¹	utvikling

1 Oppnådd levetid i demonstrasjoner (få anlegg)

2 Ref. til LHV hydrogen

3 Lavtemperaturvarme (< 100 °C)

4 Maksimal levetid så langt

relsesorden 1 MW. Teknologien er tilsvarende for naturgassbrennere, men på grunn av en høyere forbrenningstemperatur, må hydrogengassen for-
tynnes. Som for forbrenningsmotorer er dannelse av NO_x et problem, men kan reduseres ved å redu-
sere forbrenningstemperaturen. Varme vil kunne
produseres med en virkningsgrad på 80–90 pro-
sent og levetida antas å være omlag 20 år. Investe-
ringskostnaden er omlag 30 EURO/kW produsert
varme.

Ved en utbygd hydrogeninfrastruktur kan man
i framtida tenke seg bruk av hydrogenbrennere
integrert i industrielle kraftvarmeanlegg (Combi-
ned Heat and Power – CHP).

6.2.2 Forbrenningsmotor (ICE)

Ottomotoren er i utgangspunktet egnet til drift på
hydrogen. Flere bilprodusenter har i løpet av de
siste 20 årene vist at det ikke er noe uoverkomme-

lige tekniske problemer knyttet til utvikling av forbrenningsmotorer (Internal Combustion Engines – ICE) for bruk av hydrogen. BMW gjennomførte en «verdensturne» med hydrogenbiler som kunne kjøre både med hydrogen og naturgass som drivstoff. Motorene er den 5. generasjon av hydrogenmotorer og er en V8 med 4,4 liter slagvolum¹. Også for større motorer er det blitt gjennomført demonstrasjonsprosjekter, blant annet med hydrogenbuss hos MAN.

Hydrogen-motorene har høyere forbrenningstemperatur enn bensindrevne motorer. Dette medfører høyere utslipp av NO_x enn for sammenlignbare bensinmotorer, men som kjent har hydrogen et stort selvantenningsområde (4–75 volum prosent) som gjør det mulig å unngå økte utslipp av NO_x ved å kjøre hydrogenmotoren som magermotor med et stort luftoverskudd.

Ved anvendelse til kraft- eller kraftvarmeproduksjon i stasjonære aggregater er de fleste kravene som stilles til motoren enkle å oppfylle. Elektrisk virkningsgrad for en ICE er på omlag 20 prosent referert til hydrogens lavere brennverdi (LHV). Investeringspris er på 2000 – 3000 EURO/kW_e².

Teknisk sett kan forbrenningsmotorer for hydrogen anses for å være tilgjengelige med sammenlignbare ytelser med dagens motorer. Det som mangler er etterspørselen, dvs. markedet. Hydrogenmotorer har ikke, eller har i betydelig mindre omfang, behov for kostbar renseteknologi. Dette medfører at et nøkkelferdig kraft- og varmeanlegg ikke vil være dyrere enn dagens teknologi. Under forutsetning av serieproduksjon vil et motoraggregat i størrelsesklasse 500–2000 kW kunne koste omlag 450–600 EURO/kW_e. Elektrisk virkningsgrad er imidlertid lav slik at driftsutgiftene for et anlegg til ren elproduksjon vil bli høye.

6.2.3 Gassturbiner

Gassturbiner med hydrogen er kjennetegnet ved høy forbrenningstemperatur tilsvarende som for hydrogenbrennere og ICE. Dette gjør at hydrogenet ofte tilføres i blanding med andre gasstyper, både inerte og reaktive lavverdige gasser, for å unngå dannelsen av NO_x og materialbegrensninger i eksisterende turbinteknologi. En del aktivitet er for eksempel rapportert på innblanding av hydrogen i naturgass. Virkningsgraden ved bruk av

hydrogen som brenngass i større turbiner er anslått til omlag 40 prosent. Levetiden antas å være tilsvarende som for gassturbiner med hydrokarbonbrenslere. Det finnes lite informasjon om gassturbiner med rent hydrogen som drivstoff. Det er funnet indikasjoner på forskningsaktivitet fra Department of Energy, USA³ og utviklingsaktivitet hos General Electric⁴. Størst erfaring finnes på systemer med basis i kullgassifisering samt noe fra gassifisering av biomasse. Disse gassblandingene kan ha opp til 20–30 prosent hydrogen i brenngassen. Basert på eksisterende teknologi er det anslått en investeringskostnad på omlag 250 – 300 EURO/kW_e for større turbiner med drifts- og vedlikeholdskostnader på omlag 3 prosent.

Større gassturbiner vil være mest egnet i store sentrale kraftgenereringsanlegg i kombinert syklus (Combined Cycle – CC) med dampturbiner. Mikroturbiner og middels store gassturbiner kan også være aktuelle i systemer med kombinert leveranse av kraft og varme.

Det er rapportert lite aktivitet på mikroturbiner med hydrogen som drivstoff. Elektrisk virkningsgrad er anslått til 20–30 prosent og levetid for turbinen vurderes til 10 år.

6.3 Brenselceller til kraft- og kraftvarme produksjon

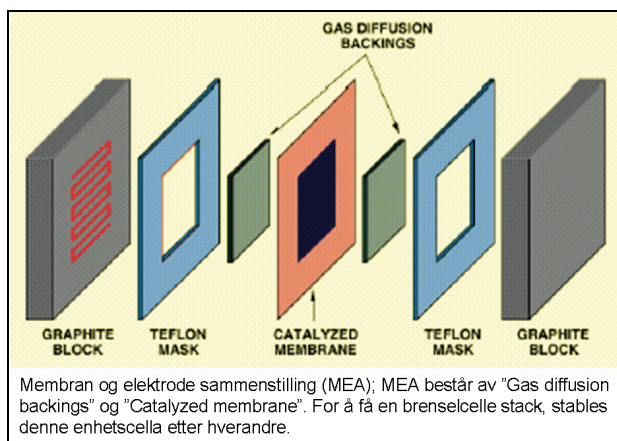
Fordeler i forhold til eksisterende forbrenningsteknologi

Brenselceller har potensiale for å kunne oppnå en vesentlig høyere elektrisk virkningsgrad enn dagens nivå for motorer og turbiner, spesielt ved del-last og for små applikasjoner⁵. For anvendelse i større anlegg med ytelse over 20 MW er dagens motorer og turbiner ikke vesentlig lavere enn ytelsen for brenselceller, men det knytter seg store forventninger til hvilke forbedringer det er mulig å oppnå for store brenselceller i fremtiden.

Lavere lokale utslipp er den andre vesentlige fordelen til brenselceller i forhold til dagens forbrenningsteknologi. Dersom hydrogen brukes som brensel vil det ikke være noen lokale utslipp til luft utenom vanndamp. Ved bruk av naturgass vil utslippene være begrenset til CO₂ og vanndamp.

1. BMW (2002). BMW 750hL, The Ultimate Clean Machine. Accessed 2002, <http://www.bmwworld.com/models/750hl.htm>.
2. Glöckner, R. (2003). Some facts on ICE running on hydrogen. Personal Communication Note. Kjeller.

3. Schefer, R. and Oefelein, J. (2003). Reduced Turbine Emissions Using Hydrogen-Enriched Fuels. Hydrogen, Fuel Cells, and Infrastructure Technologies FY 2003 Progress Report, Department of Energy: 5, Livermore CA.
4. Shilling, N. Z. and Lee, D. T. (2003). IGCC – Clean Power Generation Alternative For Solid Fuels. GE Power Systems: 9, Schenectady, NY.
5. For eksempel ICE og gassturbiner drevet på forskjellige typer hydrokarboner



Figur 6.1 Oppbygningen av en typisk PEMFC

Kilde: U.S. Department of Energy, 2002

Ulemper i forhold til eksisterende forbrenningsteknologi

Med unntak av fosforsyrebrenselceller (PAFC) fra International Fuel Cells (IFC), kan de aller fleste produkter, hvis de er tilgjengelige, regnes for å være «håndlagde pilotanlegg eller aggregater». Nylig har imidlertid Ballard Power Systems Inc. introdusert et småskala serieprodusert polymer brenselcelle (PEMFC) aggregat⁶.

Det er vanskelig å tallfeste kostnader for elproduksjon fra brenselceller i dag. Ut fra dagens teknologi vet man hvor «målområdet» (250–400 EURO/kW_e) er for å kunne være konkurransedyktig. I dag ligger investeringskostnadene for brenselceller avhengig av type og størrelse med en faktor på 10–100 ganger over målområdet. Kostnadsreduksjon er dermed den største utfordringen.

Levetiden for anlegg til stasjonær kraftproduksjon må være på minst 80–100 000 timer for at det kan være aktuelt med en kommersiell markedsintroduksjon. I dag finnes det ikke en eneste type brenselcelle som er i nærheten av dette kravet. Så langt garanterer for eksempel Ballard en levetid på kun 1500 timer på deres brenselcelle aggregat⁶. Betrakkelig lengre levetider er likevel demonstrert for de fleste brenselcelletyper. Garantert levetid i et kommersielt system er likevel noe helt annet.

6. Ballard Power Systems Inc. (2003). Ballard® fuel cell power module – NexaTM. Accessed 2003, www.ballard.com/pdfs/power_proscent20gen/Nexa_Power_Module.pdf.

6.3.1 Polymerelektrolytt brenselceller (PEMFC)

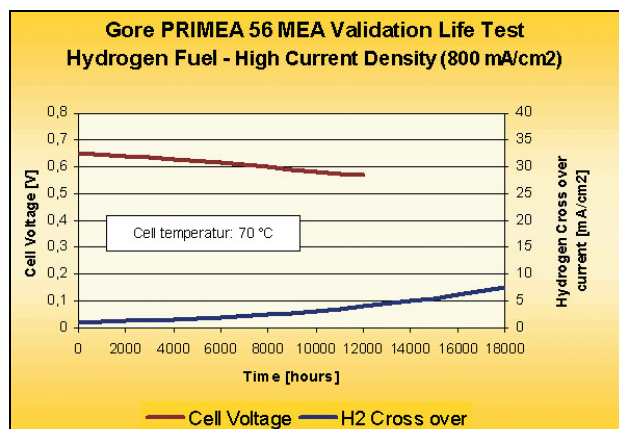
De siste årene har det blitt publisert usedvanlig mange artikler knyttet til polymerelektrolytt brenselceller (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells – PEMFC). Det er et stort antall bedrifter som arbeider med utvikling og kommersialisering av teknologien i størrelser fra noen Watt til noen hundre kW. Hele teknologikjeden er dominert av Nordamerikanske selskaper som W.L. Gore, DuPont, Ballard og 3M. W. L. Gore leverer for eksempel etter egen informasjon omlag 80 prosent av alle MEA⁷ i verden. I Figur 6.1 er oppbygningen en PEMFC illustrert. PEMFC er relativt følsom for urenheter i gassene, og spesielt CO kan redusere ytelsen betraktelig. Rester av CO kommer ofte fra hydrogen som er produsert fra hydrokarboner. Vanlig driftstemperatur til en PEMFC er begrenset til maksimalt 100 °C. Dette skyldes at polymermembranens evne til å transportere ioner er avhengig av at det er vann i membranen. Det forsøkes nå mye på å øke temperaturen til PEMFC over 100 °C, gjerne til nærmere 200 °C. Man vil da kunne øke toleransen for urenheter i fødegassene, samt at temperaturen gir en bedre kvalitet på restvarmen. Denne nye type høytemperatur PEMFC benytter membraner basert på polybenzimidazole (PBI) dopet med konsentrert fosforsyre, og er fortsatt på et tidlig utviklingsstadium.

DuPont angir bruk av platina som katalysator på 0,8 mg/cm². For 10 år siden var det vanlig med en platina konsentrasjon på mer enn 4 mg/cm². Det har tidligere vært diskutert om det er nok platinaressurser til å kunne etablere PEMFC som global teknologi. En ny rapport viser at platina-industrien skal kunne møte et scenario der PEMFC i biler har 50 prosent av markedet i 2050⁸. Pris på Nafion membraner⁹ har ifølge DuPont blitt redusert med omlag 50 prosent de siste tre årene. I dag regnes det med en kostnad på omlag 100 US Dollar/kW_e effekt og utgjør dermed ifølge DuPont omlag 3 prosent av dagens PEMFC kostnad. For å illustrere behovet for videre utvikling nevnes at bilindustrien krever at prisen på ferdige moduler skal være 30–50 US Dollar/kW_e for å kunne være konkurransedyktig med forbrenningsmotorer. Dette

7. Membrane and Electrode Assembly – membrane og elektrode sammenstilling – kjernen i en PEFC

8. TIAX LLC (2003). Platinum Availability and Economics for PEMFC Commercialization. Report: TIAX LLC: D0034, DOE: DE-FC04-01AL67601: 199.

9. Ledende polymer elektrolytt membran merke produsert av DuPont.



Figur 6.2 Levetidsdata for PEMFC fra W.L. Gore. Testperiode har vært 2 år

er en faktor av 10 lavere enn pris i kraftvarme markedet.

Levetiden er den andre store utfordringen for brenselceller til stasjonær anvendelse. Som nevnt regnes det som en forutsetning at systemet minst klarer 80.000 timer. Figur 6.2 viser reduksjon i levert spenning for en strømtetthet på 800 mA/cm². Nedgang i spenningen er en indikator for «aldring» og dermed for levetiden for en brenselcelle (MEA) fra W.L. Gore. Det ble brukt hydrogen som brensel, og målingene gjelder for kun en celle. I praksis vil levetiden et komplett system være kortere.

Per i dag er de største installerte systemer på 250 kW og er levert av Ballard Power Systems. Erfaringer viser at det gjenstår fremdeles mye utviklingsarbeid før dette kan kalles et kommersielt produkt. Områder hvor det kreves videre utvikling er bl.a. prosesseteknikk, gassrensing, servicevennlighet, tilgjengelighet og levetid.

Pris for et framtidig PEMFC system er angitt med varierende størrelse der noen forutsier en pris på helt nede i 20 EURO/kW_e (kun brenselcellestakk)¹⁰, mens andre foreslår en pris på omlag 1200 til 2000 EURO/kW_e (hele systemet) i løpet av noen få år¹¹. Pris for et system i dag er anslått til omlag 5000 EURO/kW_e.

Problemer med å nå mål for kostnadsreduksjoner for PEM-brenselcelleteknologi har bidratt til at få ser det som realistisk med noen vesentlig markedsintroduksjon før 2010. På tross av meget stor FoU-aktivitet over de siste 10 år er det kun et fåtall

utviklere som kan vise til PEM-brenselceller med tilfredsstillende langtids-stabilitet.

Direktemetanol brenselceller (Direct Methanol Fuel Cells – DMFC) er basert på PEMFC teknologi, men med forskjellig type katalysatorer. I denne brenselcella reagerer metanol direkte med oksygen fra luft og produserer vann, CO₂ og elektrisitet. Metanol trenger her ikke å omdannes til hydrogen først. Virkningsgraden til denne type brenselcelle er relativt lav (~30 prosent) og teknologien sliter med at metanol trenger gjennom membranen og blir oksidert direkte med oksygen på katalysatoroverflaten. Dermed dannes kun varme og den totale virkningsgraden blir redusert ytterligere.

For stasjonære applikasjoner anses denne type brenselceller som lite aktuell. Teknologien er mer aktuell for små mobile applikasjoner som for eksempel som erstatning for batterier i bærbare PC'er og mobiltelefoner.

6.3.2 Alkaliske brenselceller (AFC)

Alkaliske brenselceller (Alkaline Fuel Cells – AFC) ble brukt til strømforsyning i verdensrommet helt fra starten av romfartshistorien. Grunnen er at hydrogen uansett var tilgjengelig og at prisen spilte en underordnet rolle. AFC ble brukt i NASAs Gemini og Apollo og i romfergen Space Shuttle. Dermed er AFC den første type brenselcelle som ble brukt på «kommersiel» basis. Arbeidstemperaturen er på 60–260 °C avhengig av elektrolyttens konsentrasjon (wt prosent KOH) (US DOE, 2002). Som katalysator kan for eksempel platina, sølv og/eller nikkel brukes. Allerede i 1960 årene var det store forventningene knyttet til framtidig anvendelse av brenselceller. Interessen for denne type brenselcelle forsvant nesten fullstendig etter at resultatene fra PEM-cellene med Nafion som membran ble offentliggjort i 80 årene. Frem til slutten av 80 årene var det også aktuelt å bruke AFC-brenselceller også i den planlagte europeiske versjon av space shuttle – Hermes.

Ulempen i forhold til PEMFC som opererer i samme temperaturområde, er at den spesifikke effekt regnet i W/l eller W/kg er en faktor 5–10 lavere. I tillegg er elektrolytten korrosiv og den er ofte den begrensende faktoren for levetida. AFC er veldig følsom overfor CO₂ i både luft og brenselstrøm på grunn av reaksjon med elektrolytten. CO₂ fjernes med filtre før gassene når selve brenselcella.

I dag leverer UTC power alkaliske brenselceller til NASA for bruk i romfergen. Spesifikasjonen for disse aggregater er imidlertid imponerende.

10. McLean, G. F., Niet, T., Prince-Richard, S. and Djilali, N. (2002). «An assessment of alkaline fuel cell technology.» International Journal of Hydrogen Energy 27 (5): 507–526.

11. Erdmann, G. (2003). «Future economics of the fuel cell housing market.» International Journal of Hydrogen Energy 28: 685–694.

Tre moduler leverer 36 kW_{el}. Spesifikk effekt er på 0,1 kW/kg. For hver 2500 timer må selve brenselcella byttes ut i systemet. Elektrisk virkningsgrad i dette systemet er på omlag 70 prosent (høyt trykk, mye platina). Ut over UTC arbeider Da Capo Fuel Cell Ltd. (kjøpte opp ZeTek Power (tidligere Zevco og Elenco)), Astris Energy, og Apollo Energy System Inc med AFC.

Investeringskostnadene er på mellom 450 og 1500 EURO/kW_e, avhengig av om dyr edelmetallkatalysator (platina) brukes. En typisk elektrisk virkningsgrad er på omlag 65 prosent og typiske effekttettheter er på noe mindre enn omlag 0.1 kW/kg og 0.1 kW/l (atmosfærisk drift). Det er rapportert stor variasjon i levetida for AFC med levetider fra 1000 til 10000 timer¹², og en brenselcelle er rapportert helt opp til 92000 timer (~10 år).

6.3.3 Fosforsyre brenselceller (PAFC)

Fosforsyre-brenselcellen (Phosphoric Acid Fuel Cells – PAFC) er den type brenselcelle som har kommet lengst med hensyn til teknologisk og kommersiell utvikling. Siden arbeidstemperaturen ligger på omlag 200° C er slike anlegg godt egnet til kombinert kraft- og varmeproduksjon, dvs. som kogenereringsanlegg. Med naturgass som brensel er elektrisk virkningsgrad på 39 prosent og termisk virkningsgrad på omlag 50 prosent. Ved bruk av H₂ som brensel øker virkningsgraden til omlag

56 prosent. Elektrolytten er konsentrert fosforsyre (H₃PO₄) som er bunnet i en geléaktig matrise. Ellers er brenselcella ganske lik designet til polymerelektrolytt brenselcella. Platina brukes som katalysator. De siste årene er platinabehovet redusert med mer enn 90 prosent, fra opprinnelig omlag 9 mg/cm²¹³.

På grunn av temperaturen rundt 200 °C tolerer denne brenselcella en del restkomponenter av blant annet CO i fødegassen, og også relativt store mengder CO₂.

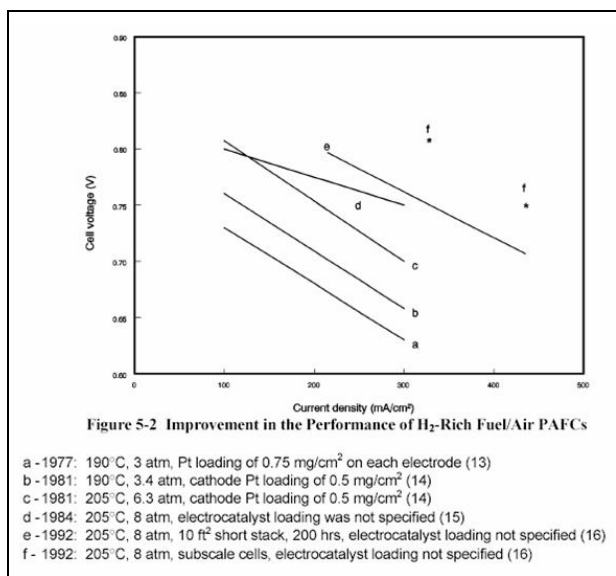
Totalt er det levert omlag 250 anlegg med en effekt på 200 kW_e over hele verden¹³. Det vanligste brenselet er naturgass som konverteres i en egen reformer til H₂ og CO₂. Erfaringer viser at tilgjengeligheten ligger på 85–95 prosent. Feilene er hovedsakelig knyttet til utstyr fra kringutrustning, dvs. pumper, reformer etc. En av systemets store ulemper er at anlegget ikke kan kjøles ned til romtemperatur, dvs. elektrolytten må alltid ha en minstemperatur på 42°C. Dominerende leverandør på verdensbasis er amerikanske UTC¹⁴, som nå er slått sammen med International Fuel Cells (IFC). Levetida på anlegg i dag er rundt 5 år og da med omlag 10 prosent reduksjon i ytelsen.

Pris for et anlegg ligger på omlag 3000 EURO/kW_e, med en antatt mulighet for en reduksjon i prisen på omlag 30–40 prosent i løpet av 5–10 år. Teknologien er relativt etablert, men lite salg gjør det at det for tiden skjer lite utviklingsarbeid på denne teknologien. Figur 6.3 viser forbedringen av ytelsen av PAFC fra 1977 til 1992. Ved en gitt celledespenning, er strømtettheten øket med en faktor på 4 på tross av en mindre reduksjon i bruken av platina.

En utvikling av høytemperatur PEMFC utnytter deler av teknologien som er utviklet for PAFC.

6.3.4 Smeltekarbonat brenselceller (MCFC)

Smeltekarbonat brenselceller (Molten Carbonate Fuel Cells – MCFC) har en driftstemperatur på mellom 600 og 700 °C der et binært alkali (Li/K/Na) karbonatsalt er elektrolytt. Den høye temperaturen gjør at man kan anvende billige katalysatorer (Ni-basert) og man har mulighet for mye høyere virkningsgrader og for å få høy kvalitet på restvarmen¹³. På grunn av den høye temperaturen kan også andre drivstoff enn rent hydrogen benyttes. Blant annet vil også CO være et drivstoff, og

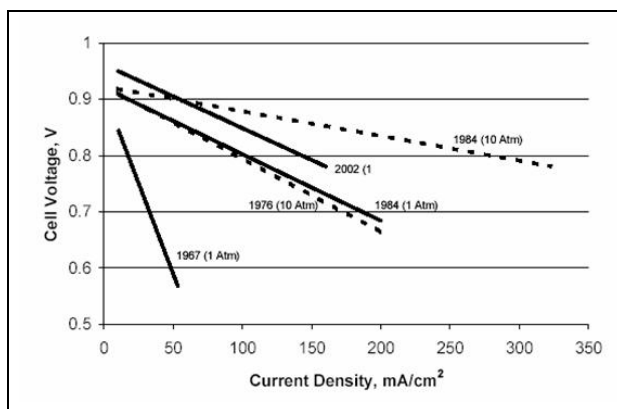


Figur 6.3 Forbedring av ytelsen for PAFC fra 1977 til 1992

12. McLean, G. F., Niet, T., Prince-Richard, S. and Djilali, N. (2002). «An assessment of alkaline fuel cell technology.» International Journal of Hydrogen Energy 27(5): 507–526.

13. U.S. Department of Energy (2002). Fuel Cell Handbook, 6th edition, Morgantown, U.S. Department of Energy.

14. <http://www.utcfuelcells.com/utcpower/pdf/commercial.pdf>



Figur 6.4 Forbedring av ytelse for MCFC fra 1967 til 2002 med fødegass fra reformert naturgass og luft

Kilde: U.S. Department of Energy, 2002

naturgass vil kunne omdannes internt i systemet, slik at den totale virkningsgraden fra naturgass til elektrisitet vil bli høyere enn hvis naturgassen hadde blitt reformert til hydrogen i en egen ekstern prosess. I Figur 6.4 ser vi hvordan ytelsen for MCFC har blitt forbedret fra 1967 til 2002. For en gitt celledspenning er strømtettheten øket med en faktor på omlag 7 ved 1 atm.

Elektrisk virkningsgrad for en MCFC basert på naturgass som drivstoff er på 47 prosent. Referert til hydrogen blir virkningsgraden 67 prosent ved å anta en virkningsgrad på omforming av NG til H_2 på 70 prosent. Investeringskostnaden for et anlegg er anslått til 8000 EURO/ kW_e , og oppnådd driftstid er opp mot 2 år for demonstrasjonsmoduler (250 kW stack fra MTU-Friedrichshafen). De største utfordringene for MCFC teknologien er materialtekniske problemer knyttet til degradering av komponenter pga. aggressiv elektrolytt, og dermed for-

kortet levetid og stabilitetsproblemer. Ledende produsenter av MCFC teknologi er MTU-Friedrichshafen (Tyskland), Ansaldo Fuel Cells (Italia), FuelCell Energy (USA) Hitachi og Ishikawajima-Harima Heavy Industries (Japan)

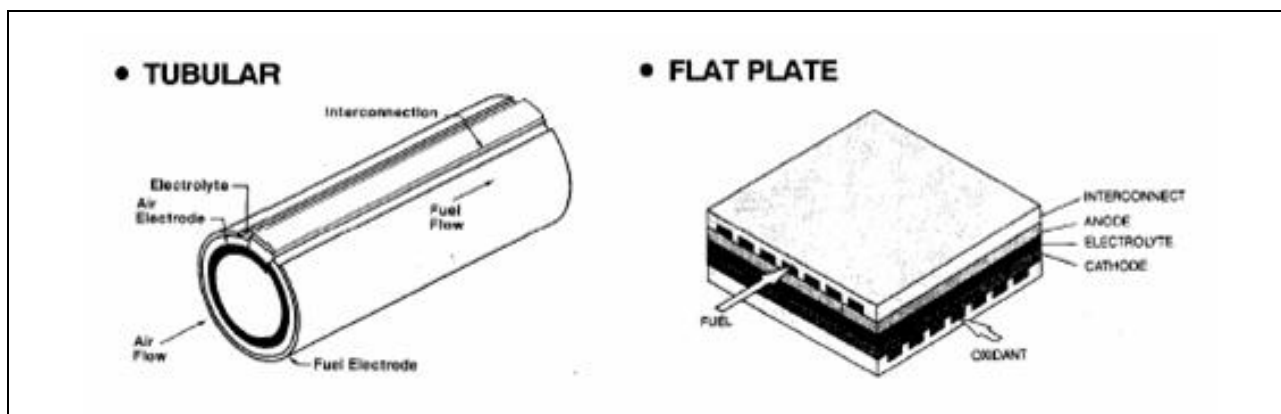
6.3.5 Fastoksid brenselceller (SOFC)

Fastoksidbrenselceller (Solid Oxide Fuel Cells – SOFC) er en høytemperatur brenselcelle med driftstemperatur mellom 700 og 1000 °C. Men i dette systemet er elektrolytten en fast keramisk membran basert på yttria stabilisert zirkonia (YSZ), med katode av for eksempel lanthan strontium manganitt (LSM) og anode bestående av nikkeloksid blandet med YSZ. Som MCFC har SOFC stort potensial for høye virkningsgrader. Med naturgass som drivstoff (internt reformert) er elektrisk virkningsgrad på 46 prosent referert til naturgass LHV, og 66 prosent referert til H_2 LHV.

To typer design blir brukt for fastoksidbrenselceller, rørformet eller flatplate design, se Figur 6.5. Det rørformede designet er lengst utviklet, og har blitt demonstrert opp til 100 – 200 kW_e . Levetida på et system er demonstrert til nesten 2 år, mens mindre enkeltceller har vært testet i nesten åtte år¹⁵. Pris er estimert til 20000 EURO/ kW_e . Utviklingspotensialet er stort siden teknologien ennå er på et tidlig stadium. Flatplateteknologien har større energitetthet enn det rørformete designet, og dermed størst potensial for reduksjon av produksjonskostnader. Det er anslått at prisen for masseproduserte SOFC stacker kan komme ned mot 1000 EURO/ kW_e .¹⁶

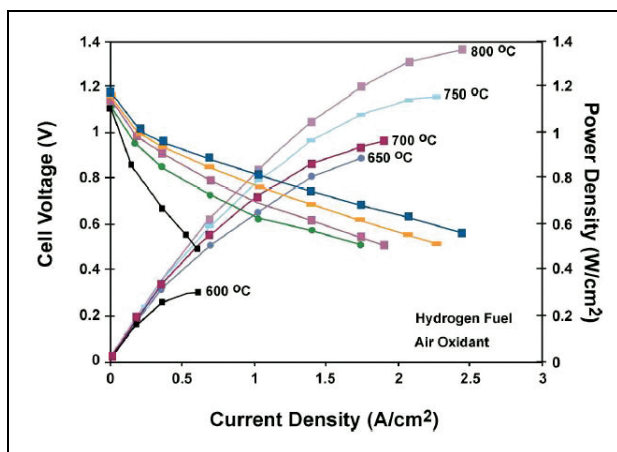
15. U.S. Department of Energy (2002). Fuel Cell Handbook. 6th edition, Morgantown, U.S. Department of Energy.

16. Dette forstås trolig best som et kostnadsmål.



Figur 6.5 To typer design for SOFC

Kilde: U.S. Department of Energy, 2002



Figur 6.6 Ytelsen til en flatplate SOFC ved forskjellige temperaturer

Kilde: U.S. Department of Energy, 2002

En av de store teknologiske utfordringene er termomekaniske spenninger i materialene og muligheter for sprekkdannelser på grunn av ulik termisk ekspansjon i de forskjellige materialene. Det er også ønskelig å redusere driftstemperaturen fra 1000 °C og ned mot 600–700 °C. Dette vil gi reduserte materialproblemer, og gjøre det mulig å bruke billigere legeringer i systemet og gi økt levetid. Ytelsen blir imidlertid redusert. I Figur 6.6 kan vi se hvordan ytelsen til en SOFC varierer med temperaturen. Det vil være mulig å bruke for eksempel naturgass som drivstoff for SOFC, slik at naturgass omdannes til hydrogen, CO og CO₂ internt i brenselcellen.

Sentrale aktører innen SOFC teknologi er blant andre: General Electric, MSRI, Siemens AG (Westinghouse), Cummins, US-DOE/-DOD, Forschungszentrum Julich GmbH, Sulzer Hexis Ltd, Rolls Royce, Chubu Electric Power Company (Mitsubishi Heavy Industries, MHI), Tokyo Gas Co., Osaka Gas Co. (Murata Mfg. Co.).

Høytemperatur brenselceller som opererer under trykk, kan kombineres med en gassturbin (GT) slik at restenergien i eksosgassene kan utnyttes til å produsere mer elektrisitet. Elektrisk virkningsgrad kan da bli 52 prosent referert til naturgass LHV, og 74 prosent referert til H₂ LHV. En ytterligere forbedring av virkningsgrad vil være mulig, og for et system på 2 MW er virkningsgraden blitt beregnet til mer enn 60 prosent (ref. naturgass LHV). Få systemer er demonstrert, og en driftstid på et halvt år er så langt oppnådd. Bruk av GT krever at systemet er trykksatt, noe som gjør systemet mer komplisert. Kostnader for en SOFC med GT vil være på omlag 21 000 EURO/kW_e.

6.3.6 Aktiviteter innen brenselceller

Det har blitt en betydelig økning i antall prosjekter med brenselceller involvert, spesielt siden 2000. I 1999 var det registrert omlag 1000 prosjekter, i 2002 var det omlag 4000 og ved utgang av 2003 er det nesten 7000 prosjekter. Av de ulike typer brenselceller er det PEMFC som står for over 70 prosent. Tabell 6.2 gir en oversikt over relativ fordeling

PEMFC brenselceller kan i dag brukes til kraftforsyning fra 1 W_e til omlag 300 kW_e. For større stasjonær kraftproduksjon har MCFC og SOFC fordel med hensyn til materialkostnader til katalysatorer, brenselfleksibilitet og toleranse for forurensninger i brenselet.

Det har vært en sterk trend i retning av å bruke naturgass som energibærer for brenselceller til stasjonært bruk. Omlag 80 prosent av alle prosjekter bruker naturgass (75 prosent) eller LPG (5 prosent) som brensel. Det ser ut som om hydrogen som brensel får en underordnet rolle. Systemene ville blitt betydelig billigere og mer driftssikre med hydrogen som brensel, men forventningene fra noen av verdens største industriselskaper går i retning av å bruke naturgass som brensel i små desentraliserte kraftverk direkte hos kunden.

Små stasjonære systemer

Innen små stasjonære anvendelser dominerer PEMFC systemer med omlag 78 prosent. Gjennom den omfattende felttest som Sulzer Hexis gjennomfører økte antall bygde SOFC systemer til omlag 20 prosent de siste årene. Resterende 2 prosent er AFC systemer.

I USA og Japan får utvikling og demonstrasjon av slike systemer betydelig offentlig støtte. Innenfor EU er situasjonen slik at størsteparten av støtte går til transportsektoren og til større stasjonære

Tabell 6.2 Oversikt over fordeling mellom prosjekter på de forskjellige brenselcelleteknologier

Type	Rel. andel [prosent]
MCFC	1
SOFC	5
AFC	6
DMFC	7
PAFC	9
PEMFC	72

systemer. Med unntak av SOFC systemet fra SulzerHexis er alle andre produkter fra europeiske aktører som f.eks. Vaillant (omlag 40 installerte systemer) basert på amerikansk teknologi.

Amerikanske systemer er i hovedsak utviklet for et effektområde på 3–5 kW_e, mens størsteparten av japanske og europeiske systemer ligger i effektområdet 1–2 kW_e. Det eksisterer en betydelig forskjell mellom de ulike aktørene. Mens amerikanske aktørene stort sett er rene brenselcelle teknologiselskaper, har europeiske og japanske aktører en fast forankring i VVS- og energimarkedet. Mange aktører er blant de dominerende produsenter av gasskjeler med et bra inngrep i varmemarkedet. En annen stor gruppe er energiselskaper som for eksempel EnBW, EON, Osaka Gas og Tokyo Gas. I Japan skal selskaper som IHI, Ebara Ballard (Osaka Gas) og Sanyo fra 2005 tilby 1 kW_e PEMFC systemer for naturgass til 4200 US Dollar/kW_e. Kostnadmål for 2010 fra IHI er 1650 US Dollar/kW_e for en enhet.

Store stasjonære systemer

På verdensbasis er det omlag 650 større stasjonære systemer med brenselceller installert. Det har ikke vært noen dramatisk endring de siste årene, men det har vært en kontinuerlig vekst. Største endring har skjedd i forhold til hvilken type som brukes. For noen år siden var det kun PAFC som var i bruk mens det i dag er MCFC og SOFC som står i fokus. Etter år med dominans av PAFC systemer, var 2003 det første året med flest MCFC systemer. FuelCell Energy og MTU CFC solutions GmbH (eies av MTU og RWE FuelCells GmbH) dominerer markedet. I Indiana, USA, bygger Fuel Cell Energy for tiden et 2 MW_e MCFC system som bruker gassifisert kull som brensel. MTU har i 2003 satt i drift omlag 40 anlegg på 250 kW_e som regnes for å være minimumsstørrelse for denne teknologien.

Når det gjelder utviklingsstatus ligger SOFC-systemer omlag 10 år etter MCFC. I området under 250 kW_e vil PEMFC trolig bli den dominerende teknologien. GM har allerede utviklet et system på 75 kW_e. Ballard har siden 2000 hatt en felttest for PEMFC-systemer på 250 kW_e. I forhold til små systemer er det forholdsvis liten aktivitet og produktene er i en tidligere produktfase.

Det er få aktører med produkter som er modne nok til felttest stadium, spesielt dersom man ser bort fra PAFC teknologi. Det blir interessant å se resultatene fra MTU sine felttester med hensyn til langtidsstabilitet og kostnader.

6.4 Fremtidig utvikling

For brenselceller er spesifikk installasjonskostnad varierende fra rundt 20000 EURO/kW_e (SOFC) via 8000 EURO/kW_e (MCFC) og 5000 EURO/kW_e (PEMFC) til omtrent 3000 EURO/kW_e (PAFC). De tre første teknologiene er i tidlig utviklingsfase med betydelig potensial for kostnadsreduksjon men samtidig store usikkerheter og høyt risikonivå med hensyn til investeringer. Alle fire teknologiene hører til den samme teknologiske base med klare muligheter for teknologiske cluster-effekter, dvs. erfaringer fra utvikling ved én teknologi kan til en viss grad overføres til andre teknologier. PEMFC har i tillegg minst to klare markedssegmenter da de kan lettere anvendes både til transport og stasjonære applikasjoner og kan derfor nyte godt av såkalte teknologiske spillovereffekter som vil kunne akselerere utviklingen ytterligere.

Gassturbiner som anvendes både til jetmotorer i fly og i modifisert utgave (aero-derivative) til elproduksjon i stasjonær kraftgenerering er et beslektet eksempel på denne type spillover-effekt. Hvor lang tid det vil ta før brenselceller blir kommersielt tilgjengelige vil avhenge av svært mange ulike faktorer, men investering i FoU-prosjekter og bygging av demonstrasjonsanlegg vil være helt avgjørende for å lykkes med å redusere kostnadene til disse sluttbrukerteknologiene på det stadiet disse nå er i sin utvikling. I Japan tok det 20 år fra 1977 til 1996 før spesifikk investeringskostnad var redusert med 80 prosent, installert kapasitet var da åtte-doblet og betydelige subsidier er blitt brukt for å oppnå dette. Industrielt vil denne satsningen representere en betydelig fremtidig gevinst.

6.5 Hydrogenanriket komprimert naturgass (HCNG) i sluttbruk

Hydrogenanriket komprimert naturgass (HCNG) i sluttbruk gir mindre utslipp av CO₂ lokalt. En CO₂-reduksjon for hele kjeden oppnås også hvis hydrogenet produseres fra fornybare kilder eller fra fossile kilder med CO₂-lagring. I det kommende beskrives bruk av HCNG i aktuelle sluttbruksteknologier.

HCNG i flåtekjøretøyer

Med referanse til CNG busser i Norge, er forsøk og kommersiell drift med bruk av HCNG som drivstoff for busser gjennomført flere steder, blant annet i Montreal og i California med gode resulta-

ter. Det er nylig bygget en fyllestasjon for fylling av både HCNG og hydrogen i Malmø. Også der er det gjennomført vellykkede tester med HCNG. Fordele ved bruk av HCNG til transport relativt til hydrogen er bl.a. at en ikke trenger brenselcelle/hydrogenbiler og at barrierene for godkjennelse i noen land er lavere. Naturgassdrevne kjøretøyer som HCNG kan brukes i, har imidlertid per i dag en meget begrenset andel av transportmarkedet. EU har nylig endret holding til CNG kjøretøyer og vil innen 2020 ha erstattet 10 prosent av petroleumsbasert bensin og diesel med naturgass. Hvis 20 prosent av dette gassvolumet blir hydrogen, vil etterspørselen i Europa bli vesentlig.

HCNG i kjeleapplikasjoner

Noen raffinerier bruker allerede HCNG i kjeleapplikasjoner. Utfordringene er i utgangspunktet de samme som for gassturbiner. Økt vanninnhold i eksosgass medfører energitap men dette kan

bedres ved bruk av kondenserende economiser som kan gjenvinne mesteparten av denne energien. Ettermontering krever modifikasjoner på styringssystemer for forbrenningen, lagring av hydrogen på installasjonene samt mulig modifikasjon på ventiler og andre deler av brenselssystemene.

HCNG i gassturbiner

Analysen fra HCNG i gassturbiner med en blanding av 12 prosent hydrogen og resten naturgass og vanninjeksjon indikerer at tiltakskostnadene for NO_x reduksjon er lavere enn ved ombygging av lav NO_x brennere¹⁷. Hydrogen i gassturbiner reduserer CO utslipp i damp- og vann-injeksjons applikasjoner samt CO₂ utslippene, men kan når dette anvendes i diffusjonsflammebrennere øke NO_x utslippene.

17. ASME technical paper 99-GT-115

Kapittel 7

Stasjonære hydrogensystemer – Demoanlegg

Målsettingen med dette kapittelet er å presentere status og gi eksempler på allerede eksisterende demonstrasjoner av hydrogenteknologi innen produksjon og stasjonært bruk av hydrogen. I tillegg søkes det å peke på suksessfaktorer for demonstrasjon av hydrogenteknologi der dette er mulig. Et demonstrasjonsanlegg oppfattes i det kommende som et anlegg der et system demonstreres med utgangspunkt i et identifisert mulig fremtidig marked. Det finnes et stort antall forsøks- eller testanlegg innenfor hydrogenteknologi. Disse defineres her som tester for teknologi på et tidligere tidspunkt der markedsmuligheter ennå ikke er klart identifisert. De sistnevnte vil ikke omtales i det følgende.

7.1 Sentral generering

Sentral generering i stor skala med brenselcelleteknologi har hittil blitt demonstrert i hovedsak med PAFC- og MCFC-type brenselceller med naturgass som energikilde. De fleste PAFC enheter er mellom 50 og 200 kW_e med ONSI sin 200 kW_e som den eneste kommersielle enhet. Tokyo Electric Power har demonstrert et 11 MW_e PAFC anlegg og den samlede installerte kapasitet i verden i dag er på omkring 65 MW_e¹. Den største installasjonen innenfor MCFC-teknologi var den naturgassfyrte enheten på 2 MW_e som ble testet fra 1996–1997 i Santa Clara (California, USA). Den samlede installerte kapasitet i 2001 var omkring 50 MW_e. PEMFC har ikke blitt demonstrert for større anlegg enn 250 kW_e. Det største anlegget basert på SOFC-teknologi er fremdeles Siemens Westinghouse sitt 100 kW_e anlegg som ble bygget i 1998 og testet fram til år 2000. Anlegget akkumulerte over 16 000 driftstimer i denne perioden. Et 220 kW_e SOFC anlegg i kombinasjon med gassturbin (SOFC + GT) ble demonstrert testet av National Fuel Cell Research Centre i Irvine (USA) på slutten av 1990-tallet². De

siste årene har begrenset tilgang på kommersielle eller pre-kommersielle brenselceller flyttet fokus mot forbrenningsmotorer drevet med hydrogen for demonstrasjon av ulike energisystemkonsepter. Ford leverer blant annet forbrenningsmotorer med en maksimal elektrisk virkningsgrad på omkring 35 prosent opp til noen hundre kW_e.

Anlegg basert på fornybare kilder med hydrogen som energilager eller eksportvare har kun blitt demonstrert i noen hundre kW's klassen i hovedsak med solstrøm som kilde. Flere installasjoner med vindkraft som kilde er derimot i design- og installasjonsfasen.

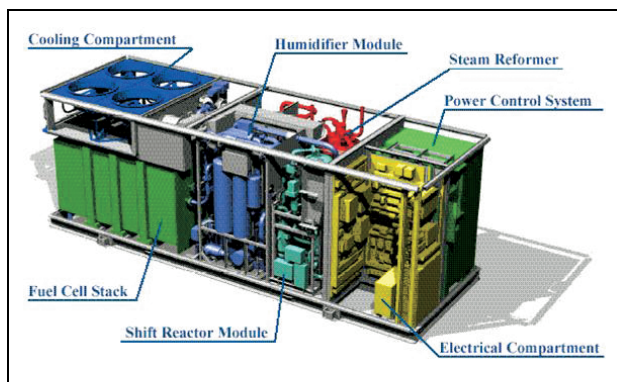
I det følgende er det gitt noen eksempler på demonstrasjonsanlegg for anlegg basert på fossile og fornybare kilder.

The Berlin Fuel Cell Project

Alstom og Ballard leverte i 2000 det første store brenselcelleanlegget basert på PEM-type teknologi til Europa. Tilsvarende anlegg er installert i Belgia, Sveits og Nederland. Figur 7.1 viser oppbyggingen av anlegget på 250 kW_e bestående av en naturgassreformer og en Ballard PEM brenselcelle. Anlegget er koblet til det lokale naturgassnettet og leverer i tillegg til elektrisitet, 230 kW_h til det lokale distribusjonsnettet for varme.

Hovedmålet med dette demonstrasjonsanlegget var en posisjonering i forhold til fremtidige markeder for slik teknologi. BEW AG ønsket som en ledende leverandør av kraft å opprettholde og styrke sin posisjon, mens ALSTOM (USA) så for seg salg av flere slike enheter til et europeisk marked sammen med Ballard (Canada). Anlegget har hatt mange operasjonelle problemer og har akkumulert svært lite driftserfaring i forhold til tiden det har stått i Berlin. Tester av anlegget avdekket også problemer med å oppnå elektrisk virkningsgrad i henhold til spesifikasjoner. I tillegg har det kommet klager på støy fra nærliggende bebyggelse. En sum av slike faktorer har gjort at BEW AG nå har rettet oppmerksomheten mot mindre distribuerte enheter (1–5 kW_e for installasjon i vanlige husholdninger) i stedet for sentrale større enheter.

1. G. J. K. Acres, «Recent advances in fuel technology and its applications», Journal of Power Sources 100 (2001) 60–66
2. S. Vora, in: Proceedings of the 4th European Solid Oxide Fuel Cell Forum, Lucerne Vol. 1, Switzerland, July 2000



Figur 7.1 Skematisk presentasjon av brenselcelle og reformeringsenhet for anlegget i Berlin

Birsfelden (Sveits) 200 kW PAFC-anlegg

Et 200 kW_e PAFC anlegg levert av ONSI (USA) ble installert i Birsfelden i Sveits i 1999. Anlegget forsyner av det lokale naturgassnettet og leverer både elektrisitet og varme til forbrukere i område. Målsettingen med anlegget var å se på potensialet for reduksjon av forurensning i Birsfelden, å involvere innbyggerne i energi- og miljøtiltak og å redusere elektrisitetsforbruket ved å introdusere CHP. Det

siste punktet relaterer seg til motvillighet i Sveits for videre utbygging av kjernekraft for generering av elektrisitet.

PAFC er en langt mer moden teknologi enn PEMFC og tilgjengeligheten av anlegget ble rapportert å være tilfredsstillende. Prosjektet ble gjennomført med god interaksjon med innbyggerne i Birsfelden generelt og skolen, som var nærmeste nabo, spesielt. Det ble imidlertid påpekt at både investeringskostnader og driftskostnader lå omlag 50 prosent over et konvensjonelt naturgassanlegg. Selskapet Alternative Energie Birsfelden (AEB) som sto for demonstrasjonen har ingen planer om nye PAFC-anlegg. 30 mindre Sulzer-Hexis (SOFC) enheter (1 kW_e for husholdninger) ble imidlertid innkjøpt av gassleveringsselskapet i Birsfelden.

7.2 Distribuert generering

Distribuert generering er generering nær energibruker. Dette kan være mindre distribuerte enheter basert på naturgass eller hydrogen plassert i kjelleren hos husholdninger eller det kan være energisystemer basert på lokale fornybare kilder med hydrogen som energibærer.

Tabell 7.1 Liste over noen av demonstrasjonene av hydrogensystemer med nye fornybare energikilder som har blitt gjennomført eller er i driftsfasen

Prosjekt	År for prosjekt- avslutning	Land	Maksimum genere- ringskapasitet (W)	
			Solceller	Vindkraft
Mindre anlegg (<10 kWp)				
NEMO	-1998	Finland	1 300	–
Self-sufficient solar house in Freiburg	-1992	Tyskland	4 200	–
SAPHYS	-1997	Italia	5 600	–
INTA	-1993	Spania	8 500	–
Mellomstore anlegg (10 – 100 kWp)				
Trois Rivières		Canada	1 000	10 000
PHOEBUS	-1999	Tyskland		
Fachhochschule Stralsund	-2001	Tyskland	–	100 000
CREST – HaRIproject	-2006	England	13 000	50 000
Store anlegg (>100 kWp)				
Utsira-prosjektet	-2006	Norge	–	600 000
SWB*	-1998	Tyskland	370 000	
HYSOLAR*	-1998	Tyskland/ Saudi-Arabia	350 000	

* Kun produksjon av hydrogen



Figur 7.2 Modell av vind-hydrogen prosjektet på Utsira

Kilde: Norsk Hydro

Distribuerte løsninger for husholdninger

Vaillant (i allianse med det amerikanske selskapet Plug-Power) har installert 13 prototyper av PEMFC CHP systemer i flerfamiliehjem og mindre selskaper i Tyskland, Nederland, Østerrike og Luxemburg. I løpet av de kommende årene skal 44 nye systemer installeres i Europa – delvis støttet av EU.

Den sveitsiske brenselcelleprodusenten Sulzer-Hexis tester SOFC-systemer som går på LPG. Markedet for disse vil være kunder i urbane områder som ikke er knyttet til naturgassnettet. Omkring 400 000 huster benytter oppvarmingssystemer basert på LPG. Sulzer-Hexis har også avsluttet en tre års testperiode for SOFC-systemer med naturgass som kilde. Systemene oppnådde CE sertifisering i 2001 og fire enheter blir testet over tre år. En mer kompakt enhet som sies å ligge nærmere markedsintroduksjon skal lanseres i 2004/2005.

Tabell 7.2 Karakteristika for anlegget på Utsira

Hovedkomponenter	Tekniske parametre
Vindturbin, 2 stykker á	600 kW
Svinghjul	5 kWh
Synkronmaskin (MSM)	200 kVA
Hydrogenmotor og brenselcelle	60 kW (toppbelastning)
Elektrolysør	10 Nm ³ /h, 50 kW
Kompressor	3 kW
Hydrogenlager på trykk-tank	2000 Nm ³

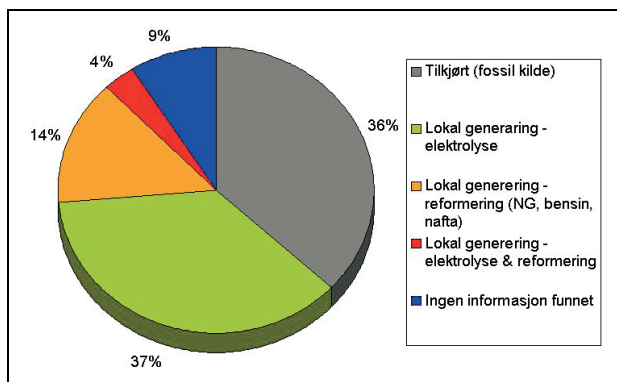
Distribuert generering basert på lokale fornybare energikilder

Over de siste 10–15 år har et stort antall demonstrasjonsprosjekter blitt gjennomført for å se på mulighetene for å integrere fluktuerende fornybare kilder i lokale kraftsystemer ved bruk av hydrogen som lagringsmedium. Tabell 7.1 gir en oversikt over noen av demonstrasjonene av produksjon av hydrogen fra fornybare kilder og totale integrerte energiløsninger for distribuert generering (nett-tilknyttet eller alenestående).

Flere demonstrasjonsanlegg med fornybar kilde er under planlegging eller installasjon. Vind kommer i økende grad inn som fornybar kilde. Et eksempel er det norske **Utsira-prosjektet**.

På Utsira utenfor Haugesund arbeider Norsk Hydro med et demonstrasjonsprosjekt for å vise hvordan vindkraft og hydrogen sammen kan sikre energiforsyningen og gjøre et samfunn helt uavhengig av fossile brenslers.

Utfordringen er enkel; å sikre stabil og tilstrekkelig med kraft basert på fornybare energikilder til ti husstander på Utsira året rundt, jf. figur 7.2. Elproduksjon fra vindturbiner vil ikke kunne dekke behovet alene, det må lagring til for å ta perioder med stille vær. Hydrogen brukes derfor som et kjemisk energilager. I tider med overskuddskraft fra vindturbinene vil hydrogen bli fremstilt ved hjelp av en elektrolysør som er levert av Hydro Electrolysers. Hydrogen lagres i trykktanker og kan benyttes til å produsere elektrisk kraft når vinden ikke strekker til. I første omgang vil det bli benyttet en hydrogendrevet motor til å drive en generator som produserer elektrisk kraft. I løpet av våren 2004 vil det bli montert en brenselcelle som kan benytte hydrogenet direkte til å gi elektrisk energi. Tabell 7.2 gir en oversikt over teknologien for anlegget på Utsira.



Figur 7.3 Oversikt over kilden til hydrogen for fyllestasjonene for hydrogen som har blitt installert verden over (status pr. mars 2004)

Kilde: Fuel Cells 2000 (www.fuelcells.org)

Fyllestasjonene hvor «ingen informasjon er funnet» er i hovedsak lokalisert internt hos de store bilselskapene

7.3 Fyllestasjoner

En rekke fyllestasjoner for hydrogen har blitt bygget og er i daglig drift. Ingen er derimot bygget på kommersiell basis uten tilskudd. Det finnes mellom 50 og 60 fyllestasjoner for hydrogen på verdensbasis. Av disse får omlag 40 prosent hydrogen tilkjørt fra større anlegg for produksjon av flytende hydrogen eller fra overskuddshydrogen fra industri, mens omlag 60 prosent er basert på generering av hydrogen lokalt via elektrolyse av vann eller reformering av naturgass. Figur 7.3 viser en oversikt over kilden til hydrogen for fyllestasjoner installert i verden i dag³.

I det etterfølgende beskrives noen av de mest prestisjetunge prosjektene.

CUTE (Clean Urban Traffic for Europe)

Det mest prestisjetunge prosjektet for demonstrasjon av flåtekjøretøyer med hydrogen som drivstoff er CUTE (Clean Urban Transport for Europe) som er delfinansiert av EU-kommisjonens 5. rammeprogram. Her er man i ferd med å teste 3 Mercedes-Benz Citaro busser med brenselcelledrift (Ballard PEM-type brenselceller) i 9 europeiske byer. Fyllestasjonene er på plass i Porto, Barcelona, Madrid, Amsterdam, London, Stuttgart, Stockholm, City of Luxemburg og Hamburg. Assosierte prosjekter er også ECTOS-prosjektet på Island og STEP-prosjektet i Perth (Australia), hver med 3 busser og fyllestasjon.

3. Fuel Cells 2000 (www.fuelcells.org)



Figur 7.4 Den offentlige delen av fyllestasjonen på flyplassen i München

Prosjektet løper til og med mai 2006 og hovedmålene med prosjektet er å demonstrere sikker og miljøvennlig teknologi for produksjon og forsyning til kollektivtransport under ulike driftsforhold. Et av hovedmålene er også å øke den allmenne aksept for denne typen teknologi.

H2MUC – fyllestasjonen på flyplassen i München

Prosjektet for bygging av en fyllestasjon på flyplassen i München ble drøftet allerede på 1980-tallet av partiet «De grønne» i delstaten Bayern i Tyskland. De foreslo å gjøre om de 1500 kjøretøyene på flyplassen i München til nullutslippskjøretøyer for å redusere CO₂-utslipp. Den finansielle muligheten for å realisere prosjektet dukket opp i 1995 da den Bayerske staten solgte aksjene sine i det lokale kraftselskapet. Prosjektet hadde en finansiell ramme på 17 millioner EURO og er et sameie mellom 13 bedrifter. BMW er en av partnerne som bl.a. benytter fyllestasjonen til tanking av sine femten BMW 7-serie biler med forbrenningsmotorer som går på hydrogen. Tre MAN flyplassbusser med forbrenningsmotor fyller også hydrogen for daglig drift på flyplassen. På fyllestasjonen i München demonstreres produksjon av hydrogen ved elektrolyse, lagring av hydrogen som trykksatt gass, i flytende form eller i metallhydrider og automatisk fylling med robotteknologi. I neste fase av prosjektet skal også hydrogenproduksjon fra naturgass demonstreres. Dessuten planlegges demonstrasjon av brenselcellebusser. Figur 7.4 viser et bilde av den offentlige delen av fyllestasjonen hvor BMW fyller flytende hydrogen på sine 7-serie privatbiler.

Målsettingene med fyllestasjonen i München var mange. Den overordnede målsettingen var å

viser potensialet for reduksjon av CO₂-utslipp fra flyplasser der «take-off» fra flyene gir betydelige CO₂. Man ønsket i tillegg å vise at man kunne operere en bussflåte på hydrogen under de strenge sikkerhetsforskriftene som gjelder for en flyplass med den samfunnsaksept dette medfører. Et langtidsmål med prosjektet er også å holde tritt med utviklingen i USA og Japan slik at man ikke mister muligheten for å bringe frem europeiske løsninger som igjen kan bety europeisk næringsutvikling og arbeidsplasser.

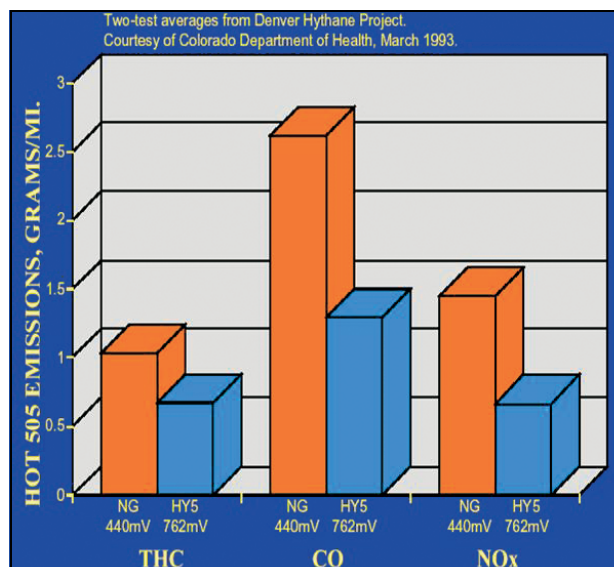
Fyllestasjonen i München er et prestisjefullt prosjekt og er virkelig en «first mover» med høyst relevante verdikjeder for hydrogen demonstrert. Prosjektet har også lyktes med å samle bred industristøtte og er godt forankret på det politiske nivå både på lokalt og regionalt nivå.

SUNLINE-prosjektet

Ifølge SunLine i California som har hatt to HCNG busser i kommersiell drift i lengre tid, vil ikke HCNG medføre store endringer for distribusjonssystemene annet enn lagring og fyllesystem. Bussene har gått 24 000 miles (38600 km) uten nevneverdige problemer. HCNG kan med også små modifikasjoner på utstyr tas i bruk med eksisterende teknologi og på eksisterende CNG busser. Fordelene er som beskrevet ovenfor men har følgende utfordringer

- Kilden til hydrogen avgjør miljøfordelen
- Kostnadene for hydrogen sammenlignet med andre brensel
- Er utprøvd med meget gode resultater men ikke moden teknologi
- Standarder for bruk av HCNG ikke avklart

HCNG i konvensjonelle naturgassapplikasjoner omfatter forbrenningsmotorer, gassturbiner og kjeleapplikasjoner. For forbrenningsmotorer er



Figur 7.5 Utslippstall for HCNG bussene sammenlignet med drift på 100 prosent naturgass

ikke ideen ny. Tester startet i USA i 1990 men har økt i omfang og antall applikasjoner.

SunLine busselskap i sør California har i sin CNG flåte to busser som går på HCNG (eller i dette tilfellet Hythane® med blandingsforhold 80/20 NG/H₂). Forbruket er lik som for ren CNG buss men med 50 prosent redusert NO_x utslipp. Kostnader for HCNG på pumpa er omlag 20 prosent høyere enn CNG.⁴ Et lignende prosjekt i Quebec i Canada har oppnådd lignende resultater for bruk av HCNG.

The Denver Hythane Project i Colorado er et annet prosjekt der blandinger av hydrogen og naturgass prøves ut i kollektivtrafikken. Utslippsresultatene for dette prosjektet er gjengitt i figur 7.5.

4. Bill Clapper, Sun Line, personlig kommunikasjon, 2004.

Del III
Energikjeder, anbefalinger og virkemidler

Kapittel 8

Energikjeder

8.1 Begrunnelse for bruk av energikjeder

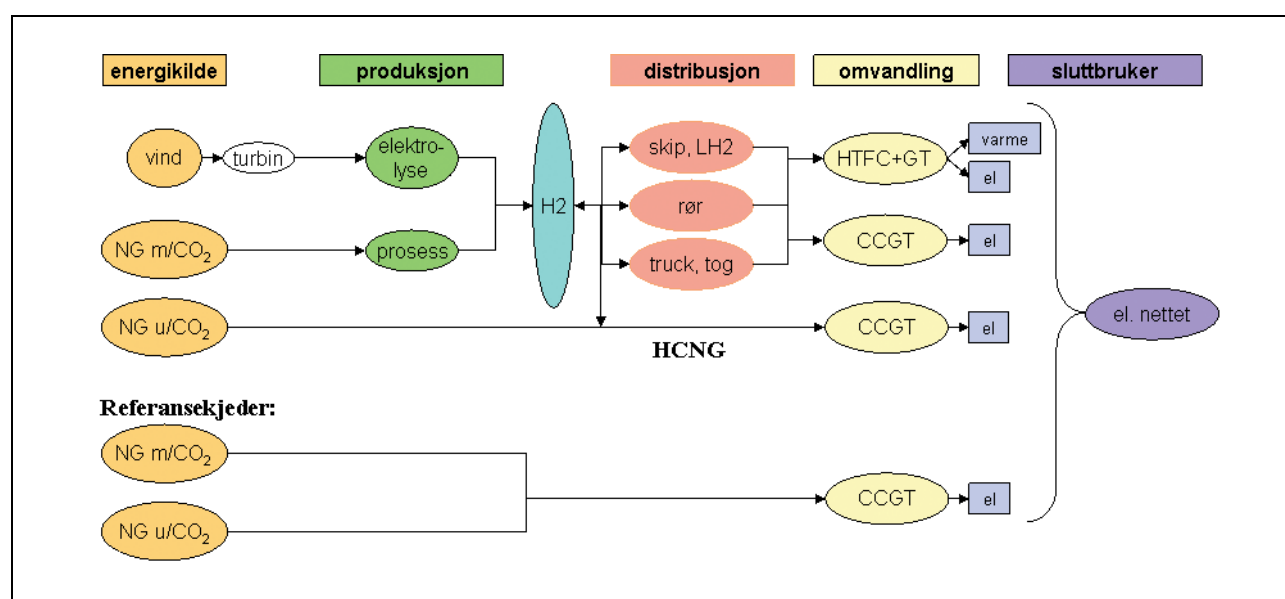
Ekspertgruppen har foretatt et utvalg av energikjeder ut fra forventet relevans for norske forhold. Energikjedetilnærmingen muliggjør sammenlignende vurderinger av kjeder der hydrogen inngår uavhengig av hvilken energibærer som blir distribuert (hydrogen, elektrisitet, naturgass, med videre). Energieffektivitet, CO₂-utslipp og forventede kostnader er beregnet for de utvalgte kjedene. Ekspertgruppens arbeid inkluderte i starten også vurderinger av NO_x-utslipp. Dette aspektet er imidlertid blitt tonet ned og presenteres ikke her, da det er ekspertgruppens oppfatning at NO_x-utslipp mer vil være et spørsmål om myndighetskrav til rensing enn om iboende karakteristika til forskjellige teknologier. Dette betyr ikke at ekspertgruppen vurderer NO_x-problematikken som uvesentlig, men at den forventer en kravstyrt utvikling de neste ti årene som vil redusere NO_x-utslippene fra nye installasjoner betydelig i forhold til dagens nivå.

Alle elementene i energikjeden fra kilde til sluttbruk tas med: *Kilden selv* (det vil si produksjon

av energibærer fra energikilden, for eksempel produksjon av elektrisitet), *lagring og transport* av bæreren (for eksempel lagring og transport av LNG), *konvertering* til energibærer (for eksempel konvertering av naturgass til hydrogen), *lagring og transport* av energibæreren (for eksempel lagring og transport av hydrogen), og til slutt selve *sluttbruken* av energi i kjeden (for eksempel produksjon av elektrisitet og varme fra hydrogen i en brenselcelle). Forskjellen mellom denne tilnærmingen og en livsløpsanalyse (lifecycle assessment (LCA)) er at indirekte energibruk og miljøpåvirkninger knyttet til produksjon av materialer og komponenter ikke er tatt med her.

Energieffektivitet og CO₂-utslipp er basert på beregninger fra SINTEF, mens beregning av forventede kostnader har foregått i ekspertgruppens regi basert på dataunderlag fra SINTEF og IFE. Beregningene baserer seg på dataark samt informasjon gitt i teknologikapitlene 3, 4, 5 og 6. Dataarkene er samlet i vedlegg 2 til denne rapporten.

Først presenteres en samling av kjeder basert på *sentral generering* av hydrogen i stor skala¹. Deretter presenteres kjeder med *distribuert generering*



Figur 8.1 Energikjeder som er benyttet i beregningene for sentral generering av hydrogen mot elektrisitetsnett

Tabell 8.1 Utvalgte energikjeder for sentral generering

Nr.	Beskrivelse av kjede	Aktuell i tid	
		2010–15	>2015–20
S1	Vindkraft – elektrolyse – transport, skip (LH2) – HTFC + GT*		X
S2	Vindkraft – elektrolyse – transport, rør – HTFC + GT		X
S3	Vindkraft – elektrolyse – transport, lastebil/tog – HTFC +GT		X
S4	Vindkraft – elektrolyse – transport, skip (LH2) – CCGT		X
S5	Vindkraft – elektrolyse – transport, rør – CCGT		X
S6	Vindkraft – elektrolyse – transport, lastebil/tog – CCGT	X	
S7	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, skip (LH2) – HTFC + GT		X
S8	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, rør – HTFC + GT		X
S9	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, lastebil/tog – HTFC + GT		X
S10	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – HTFC+GT		
S11	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, skip (LH2) – CCGT		X
S12	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, rør – CCGT		X
S13	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, lastebil/tog – CCGT	X	
S14	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – CCGT	X	
S15	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – innblandet naturgass=HCNG – CCGT	X	
S16	Naturgass – NG transport, rør – HTFC+GT		X
SR1	Naturgass – CCGT (m/CO ₂ fangst)		
SR2	Naturgass – CCGT (u/CO ₂ fangst)		

* HTFC + GT er forkortelse for høytemperatur brenselceller med gassturbin, dvs SOFC eller MCFC brenselceller

og/eller bruk av hydrogen i liten og mellomstor skala² samt vindkraftkjeder uten hydrogentransport, men med lokalt hydrogenlager. Resultatene fra kjedeberegningene presenteres først, deretter presenteres en diskusjon av resultatene og til slutt presenteres kort mer detaljerte forutsetninger for beregningene.

8.2 Sentral generering

8.2.1 Definisjon av sentrale kjeder

Reformering av naturgass og fremstilling av hydrogen fra vann ved elektrolyse er de to eneste realistiske rutene for storskala produksjon av hydrogen i Norge i overskuelig fremtid. Det er derfor valgt ut kjeder basert på disse produksjonsteknologiene

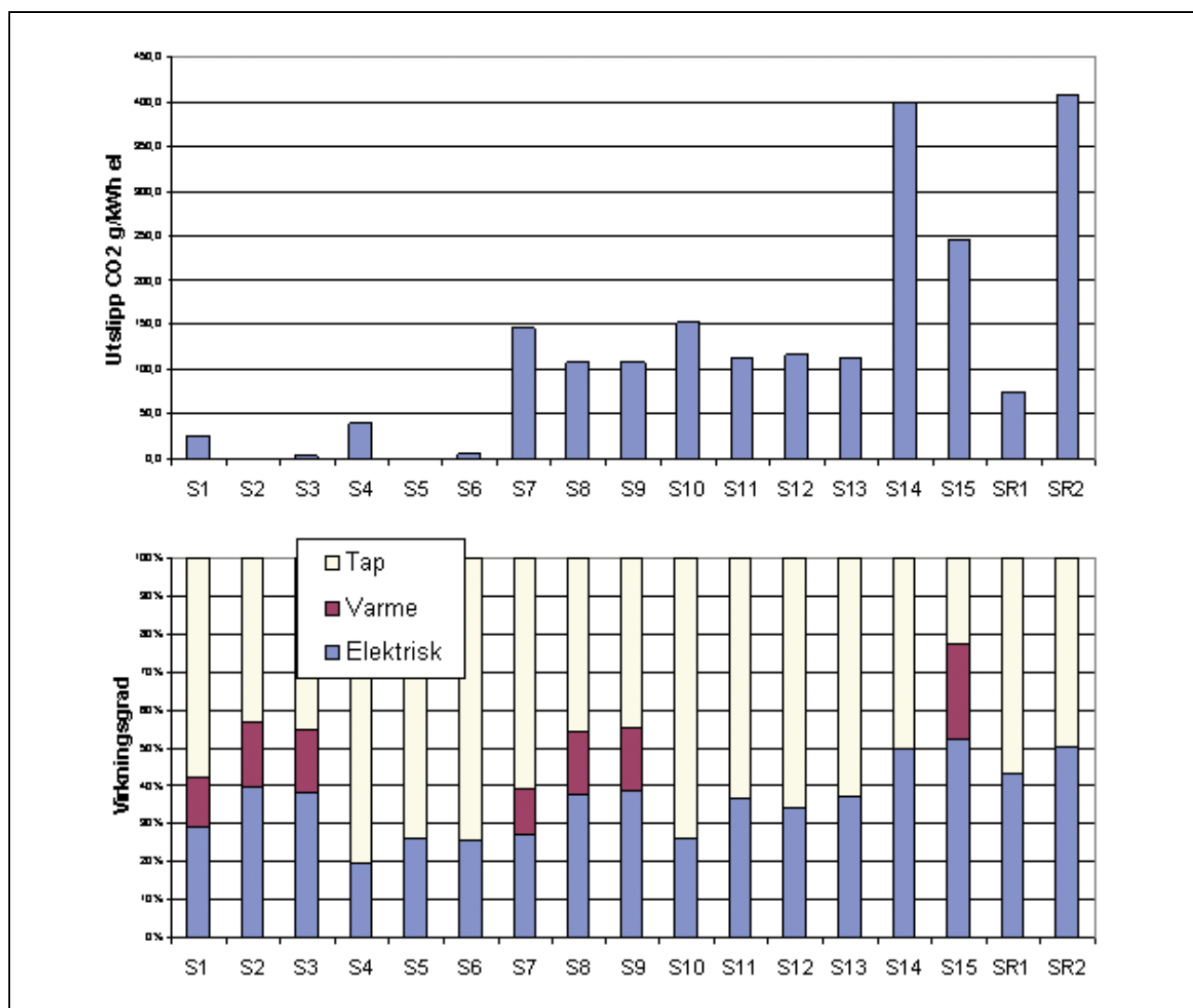
1. Stor skala defineres i denne sammenheng som mer enn 1000 kW elektrisk effekt.
2. Liten skala defineres her som mindre enn 50 kW elektrisk effekt. Mellomstor skala blir følgelig mellom 50 og 1000 kW.

der de er kombinert med forskjellige alternativer for transport og sluttbruk, sistnevnte i form av elproduksjon til nettet. Storskala kraftproduksjon fra naturgass, henholdsvis med og uten CO₂-håndtering, er valgt som referansekjeder.

Figur 8.1 gir en skjematisk framstilling av de valgte energikjedene for sentral generering av hydrogen samt to naturgass referansekjeder.

Tabell 8.1 viser selve energikjedene. I tabellen er det kryssset av for når kjedene kan være aktuelle med hensyn til realisering i tid, dette er basert primært på de teknologiske begrensninger som er beskrevet tidligere i rapporten.

Ut fra en samlet vurdering av tilgang, teknologi og økonomi, er vindkraft valgt ut som den blant *nye fornybare kilder* som har de beste prospekter i Norge for sentral storskala generering. Storskala naturgassreformering vil være aktuelt der naturgass er tilgjengelig. Sentral storskala generering av hydrogen fra naturgass muliggjør at CO₂ fra naturgassen kan samles og håndteres.



Figur 8.2 CO₂-utslipp og virkningsgrad for utvalgte kjeder innen sentral elektrisitetsgenerering

8.2.2 Resultater

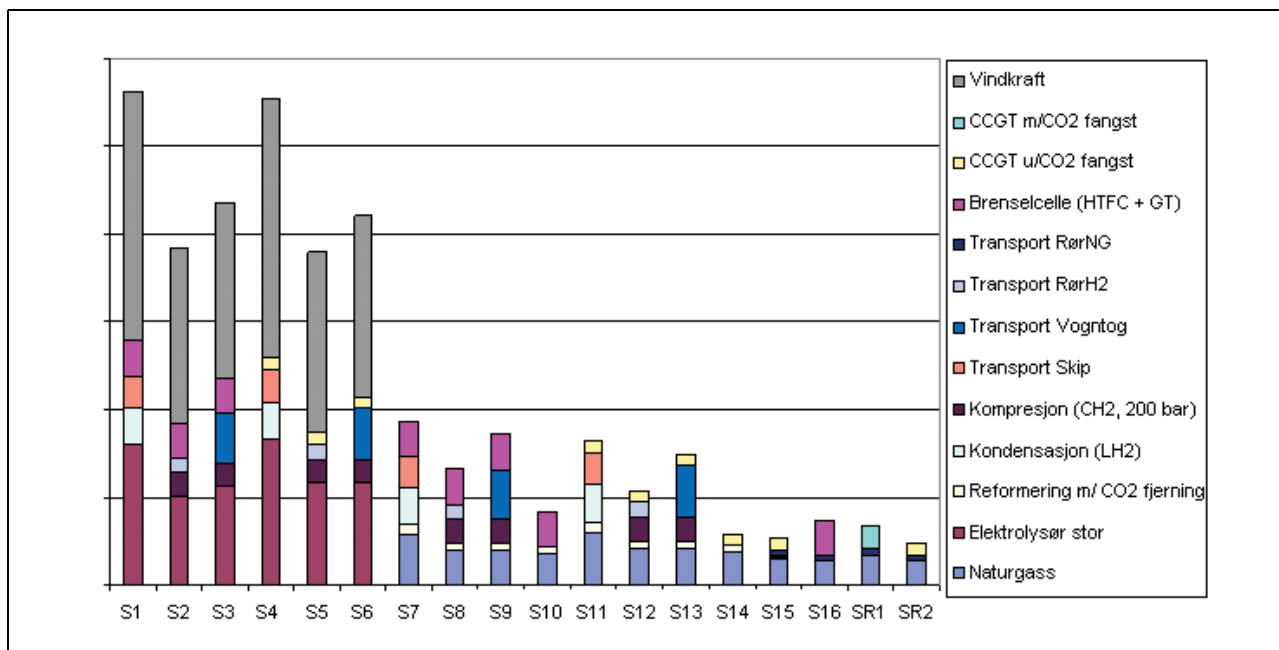
Figur 8.2 viser beregnet virkningsgrad og CO₂-utslipp for energikjedene.

Resultatene viser at det med hensyn på *virkningsgrad* kun er direkte utnyttelse av HCNG og direkte bruk av naturgass i brenselcelle som kan konkurrere med referansekjedene og vise til elektriske virkningsgrader rundt 50 prosent. For de resterende kjedene kan den høyeste elektriske virkningsgraden forventes ved anvendelse av vindkraft og elektrolyseteknologi sammen med brenselceller, og bruk av hydrogen fra naturgass i brenselceller. Disse gir knapt 40 prosent virkningsgrad forutsatt at brenselcellen kan oppnå en elektrisk virkningsgrad på 60 prosent. Kjeder som inneholder H₂-turbin gir lavere beregnet virkningsgrad. En viss betydning har det også hvordan man transporterer hydrogen. Rørtransport er det mest effek-

tive, fulgt av vogntog, begge med H₂ i gassform. Flytendegjøring av hydrogengass til LH2 gir de største tapene.

Med unntak av transport av LH2 på skip, er bidrag til *utslipp* fra transport av hydrogen relativt beskjedent. Bruk av HCNG i gassturbin med CO₂-deponering kommer svært likt ut med referansekjeden for naturgass. Det er også mer hensiktsmessig å brenne naturgass i en turbin med CO₂-deponering framfor å reformere naturgassen til H₂ for så å brenne hydrogen i egen turbin. De laveste utslippene for kjedene uten CO₂-deponering oppnås ved direkte konvertering av naturgass i høytemperatur brenselceller.

Resultatene fra kostnadsberegningene er gitt i figur 8.3. Ekspertgruppen har valgt å presentere resultatene uten målsatte akser. Dette for å illustrere at dataunderlaget er basert på usikre kostnader. Hensikten med beregningene er å gi et visuelt



Figur 8.3 Økonomiberegninger for sentral generering. Resultatene viser det relative kostnadsforholdet mellom energikjedene

bilde av det relative kostnadsforholdet mellom kjedene.

Merkostnadene er betydelige for de kjedene som krever lagring av H_2 og for de som tar i bruk brenselceller. Reformering av naturgass med CO_2 -håndtering inngår i de minst kostbare kjedene. Disse kjedene er utpregede storskala kjeder³ som krever distribusjon av generert elektrisitet og vil således, i tillegg til kostnadene gjengitt i figuren, få distribusjonskostnader for produsert elektrisitet som de mindre storskala kjedene⁴ muligens vil kunne unngå. Dette er imidlertid ikke tilstrekkelig til å endre på hovedkonklusjonen om at sentrale kjeder basert på naturgass vil ha de laveste kostnadene. Kjedene S12, S14 og S15 kan fra et kostnads-messig perspektiv være interessante å utforske nærmere⁵. Det kostnadsmessig mest lovende scenarioet er S15 – HCNG-kjeden, som bruker etablert naturgass infrastruktur og turbin.

Fargekartet i figur 8.4 sammenstiller ekspertgruppens samlede vurdering av de presenterte kjedene. Fargekodene skal forstås på samme måte som trafikklys⁶.

3. Flere hundre megawatt elektrisk effekt.

4. Mer enn en megawatt elektrisk effekt, men vesentlig mindre enn hundre.

5. Kjedene S10 og S16 ser også ut til å være økonomisk interessante, men disse forutsetter en svært stor reduksjon i prisen på brenselceller.

Generelt ser det ut til å være en betydelig vei å gå før sentral generering av H_2 blir konkurransedyktig i forhold til referansekjedene. Den ene kjeden som forventes å kunne bli akseptabel med hensyn på virkningsgrad og pris, S15 Naturgass med reformering til HCNG med turbin, gir kun moderate reduksjoner i CO_2 utslipp sammenlignet med naturgass uten CO_2 -håndtering. Referansekjeden SR1, Naturgass med turbin med CO_2 håndtering, er den mest potente energikjeden som gir vesentlig CO_2 -reduksjon. Egnert geologi for CO_2 deponeering på norsk kontinentalsokkel gjør denne løsningen potensielt svært interessant for Norge.

Vindkraft kombinert med brenselceller gir en akseptabel virkningsgrad og tilnærmet null utslipp. Kostnadene, spesielt i transportleddet og i elektrolysen, må i imidlertid reduseres betydelig.

Naturgass, reformert og anvendt på brenselceller, gir lik virkningsgrad med vindkraft-kjedene. Den gir et relativt høyere CO_2 -utslipp og er litt billigere. Disse kjedene synes fortsatt å være for kostbare i forhold til konkurransesituasjonen i energimarkedet. Naturgass reformering er med god margin den minst kostbare metoden for produksjon av store mengder hydrogen.

6. Virkningsgrad, el: Grønn >40 prosent, Rød < 30 prosent. CO_2 (g/kWhe): Grønn < 0.2, Rød > 0.3. Kostnad (EURO/kWhe): Grønn <0.03, Rød > 0.045.

Nr.	Beskrivelse av kjede	Virkningsgrad el + varme	CO ₂	Kostnad
S1	Vindkraft – elektrolyse – transport, skip (LH ₂) – HTFC +GT ¹			
S2	Vindkraft – elektrolyse – transport, rør – HTFC +GT			
S3	Vindkraft – elektrolyse – transport, lastebil/tog – HTFC +GT			
S4	Vindkraft – elektrolyse – transport, skip (LH ₂) – CCGT			
S5	Vindkraft – elektrolyse – transport, rør – CCGT			
S6	Vindkraft – elektrolyse – transport, lastebil/tog – CCGT			
S7	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, skip (LH ₂) – HTFC + GT			
S8	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, rør – HTFC + GT			
S9	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, lastebil/tog – HTFC + GT			
S10	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst.) – HTFC+GT			
S11	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, skip (LH ₂) – CCGT			
S12	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, rør – CCGT			
S13	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – transport, lastebil/tog – CCGT			
S14	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – CCGT			
S15	Naturgass – reformering (sentral, m/CO ₂ fangst) – innblandet naturgass=HCNG – CCGT			
S16	Naturgass – NG transport, rør – HTFC+GT			
SR1	Naturgass – NG-turbin (m/CO ₂ fangst)			
SR2	Naturgass – NG-turbin (u/CO ₂ fangst)			

Figur 8.4 Sammenstilling av resultater for sentral generering av hydrogen

¹ HTFC + GT er forkortelse for høytemperatur brenselceller med gassturbin, dvs SOFC eller MCFC brenselceller

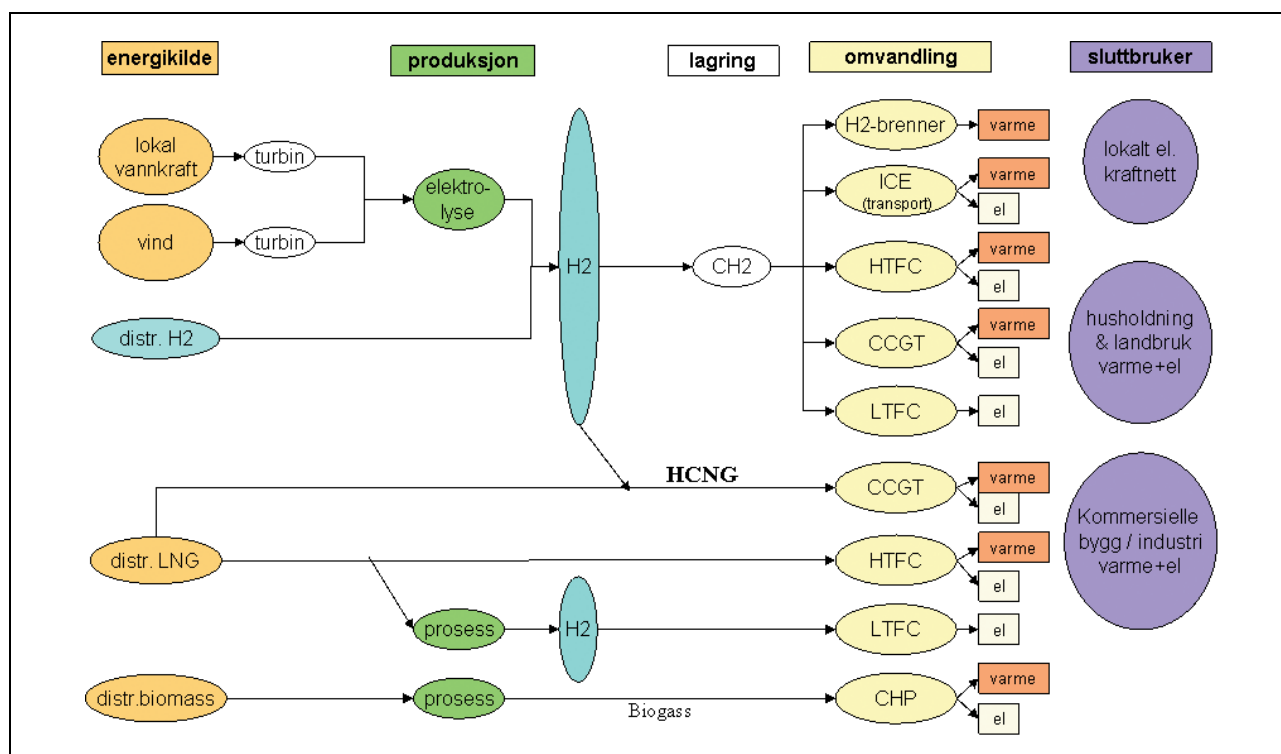
8.3 Distribuert generering

8.3.1 Definisjon av distribuerte energikjeder

Distribuert generering innebærer at energikilde og hydrogen utnyttes lokalt. Dette omfatter både liten (1–50kWe) og mellomskala (50–1000kWe) elproduksjon, samt spesialtilfellet Vind – hydrogen i skala over 1000 kWe uten hydrogentransport men med lokalt energilagring. Igjen presenteres resulta-

tene først, og forutsetningene for beregningene presenteres mot slutten av kapitlet.

Det er tatt utgangspunkt i energikildene småkraft, vind, naturgass og biomasse. Produksjonsteknologiene elektrolyse og reformering er benyttet. I tillegg er det sett på kjeder hvor hydrogen og naturgass blir transportert til sluttbruker. Lagring av hydrogen er gjort enten i komprimert form eller i metallhydrid. For omvandling av hydrogen til sluttbruker er teknologiene H₂-brenner, ICE,



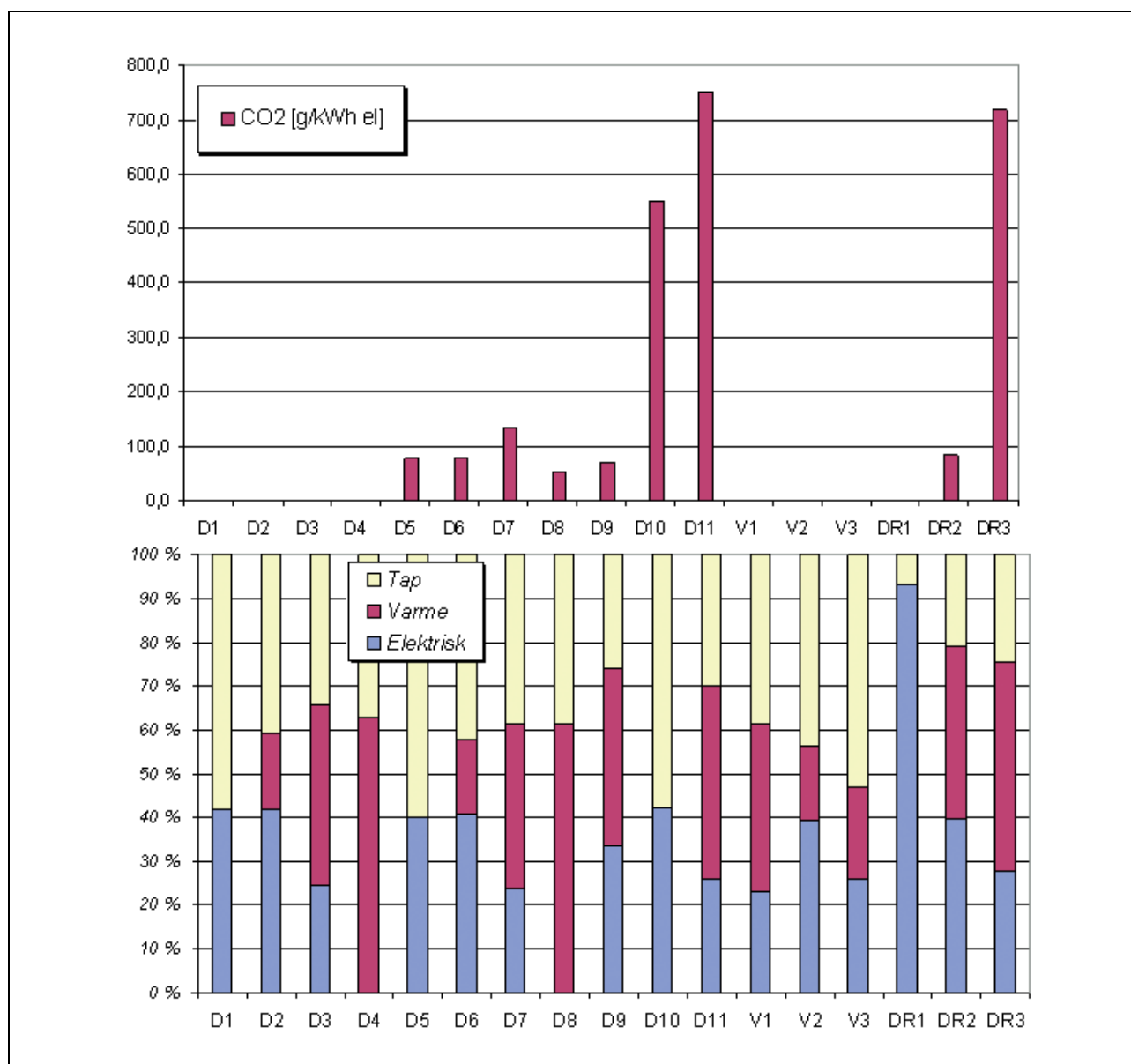
Figur 8.5 Energikjeder som er benyttet i beregningene, distribuert generering

Tabell 8.2 Distribuert generering

Nr.	Beskrivelse av kjede	Aktuell i tid	
		2010–15	>2015–20
D1	Lokal kraft – elektrolyse – H2 lager (CH2) – LTFC*	X	
D2	Lokal kraft – elektrolyse – H2 lager (CH2) – HTFC	X	
D3	Lokal kraft – elektrolyse – H2 lager (CH2) – ICE	X	
D4	Lokal kraft – elektrolyse – H2 lager (CH2) – H2 brenner**	X	
D5	Distribuert H2 – H2 lager (CH2) – LTFC		X
D6	Distribuert H2 – H2 lager (CH2) – HTFC	X	X
D7	Distribuert H2 – H2 lager (CH2) – ICE	X	
D8	Distribuert H2 – H2 lager (CH2) – H2-brenner**	X	
D9	Distribuert LNG – HTFC	X	X
D10	Distribuert LNG – reformering – LTFC	X	X
D11	Distribuert LNG - +H2 = HCNG – CCGT	X	
V1	Vindkraft – Elektrolyse – CH2 – ICE	X	
V2	Vindkraft – Elektrolyse – CH2 – HTFC +GT		X
V3	Vindkraft – Elektrolyse – CH2 – CCGT	X	
V4	Vindkraft – Elektrolyse – LH2 – ICE	X	
V5	Vindkraft – Elektrolyse – LH2 – HTFC +GT		X
V6	Vindkraft – Elektrolyse – LH2 – CCGT	X	
DR1	Elnettet	X	
DR2	Distribuert biomasse – biomasse, CHP	X	
DR3	Distribuert LNG – ICE, CHP	X	

* LTFC er forkortelse for lavtemperatur brenselcelle. Dette er her PEMFC eller AFC brenselceller.

** Leverer kun varme



Figur 8.6 CO₂-utslipp og virkningsgrad for distribuert elektrisitetsgenerering

HTFC, H₂-turbin/CCGT, LTFC og CCGT benyttet. Sluttbruker er definert som husholdning, landbruk og kommersielle bygninger/industri. Det er også sett på en kjede der HCNG konverteres i en naturgassturbin.

Referansekjeden for distribuert produksjon er elektrisitet fra distribusjonsnettet. Det kan derfor generelt tillates høyere kostnader i kjeder for distribuert produksjon enn for sentral produksjon, da sentral produksjon i tillegg til kjedekostnaden vil måtte legge til distribusjonskostnader for den produserte elektrisiteten frem til forbruker.

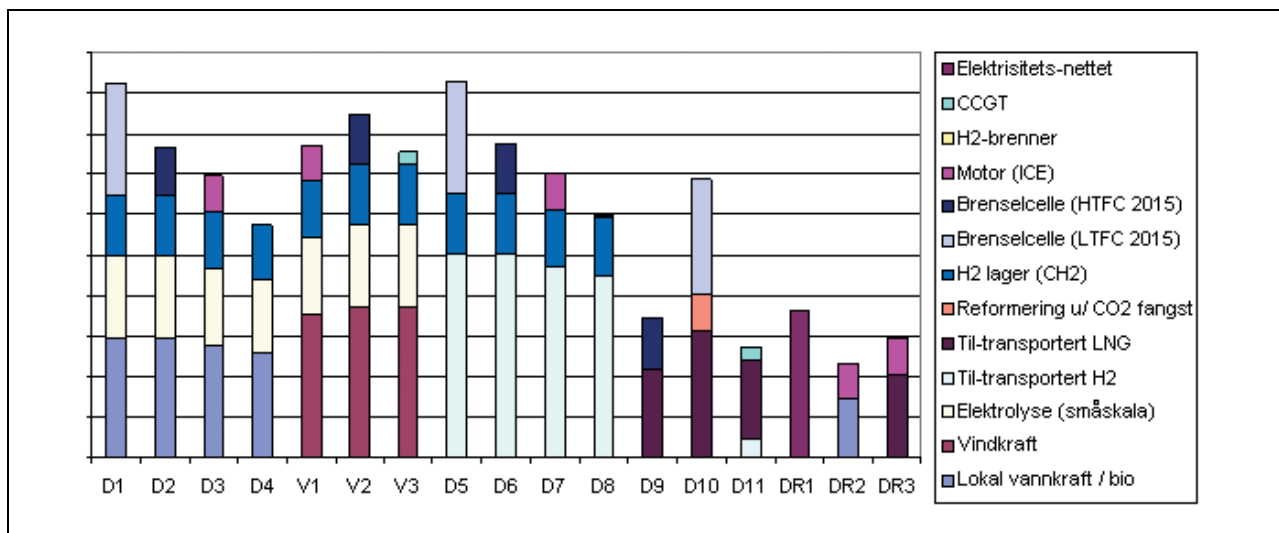
Figur 8.5 gir en skjematisk framstilling av de valgte energikjedene for desentral generering av hydrogen samt tre referansekjeder. Lavtemperatur varme er ikke inkludert i figuren.

Tabell 8.2 viser selve energikjedene for distribuert generering. I tabellen er det krysset av for når kjedene kan være aktuelle med hensyn til realisering i tid, dette er basert primært på de teknologiske begrensninger som er beskrevet tidligere i rapporten. Enkelte av kjedene er markert som introduksjonsaktuelle i begge perioder. Dette reflekterer usikkerhet om når den underliggende teknologien vil være moden

8.3.2 Resultater

Figur 8.6 viser beregnet virkningsgrad og CO₂ utslipp for energikjedene.

Selv kjeder med effektive sluttbruker-teknologier med elektriske *virkningsgrader* på rundt 60



Figur 8.7 Økonomiberegninger for distribuert generering

prosent, for eksempel brenselceller, ender opp med totalvirkningsgrad på rundt 40 prosent på grunn av tap knyttet til produksjon av H₂ ved elektrolyse. Kjeder med bruk av forbrenningsmotor (ICE) for H₂ gir total elektrisk virkningsgrad på rundt 25 prosent. Kjeder med H₂-brenner gir en høyere totalvirkningsgrad men er ikke direkte sammenlignbare da kun varme leveres. Totalvirkningsgraden for hele kjeden er omtrent lik enten generering av hydrogen skjer ved elektrolyse eller reformering av naturgass. Det skyldes at reformering og vannelektrolyse har tilnærmet samme virkningsgrad.

For vind-hydrogen kjedene gir høytemperatur brenselceller den beste virkningsgraden, mens H₂-turbin/CCGT gir noe bedre virkningsgrad enn forbrenningsmotor. Lagring av hydrogen i flytende form gir noe større tap enn lagring som komprimert gass.

Utslippene for vind – hydrogenkjedene blir de samme for komprimert gass (CH₂) og i flytende form (LH₂) fordi utslipp regnes per produsert mengde elektrisitet fra siste ledd i kjeden.

Figur 8.7 viser at for lokal vindkraft eller småskala vannkraft er primærenergien i kjedene pluss kostnadene til elektrolysør, de vesentligste bidragene til totalkostnadene ved distribuert produksjon. Kjedene basert på distribusjon av naturgass (som LNG) kommer rimeligere ut enn vannkraft- og vindkraftkjedene og er på nivå med energi fra kraftnettet. Referansekjeden DR2 – kogenerering av kraft og varme fra bioenergi –, er den rimeligste av alle kjedene. Distribusjon av hydrogen fra sentrale produksjonsanlegg ser ut til å være konkurransedyktig med de distribuerte vannkraft- og

vindkraftkjedene, men ikke med energi fra kraftnettet.

Fargekartet i figur 8.8 sammenstiller ekspertgruppens samlede vurdering av de presenterte kjedene. Fargekodene skal forstås på samme måte som trafikklys⁷.

Generelt viser analysen at det kan være større muligheter i distribuert enn i sentral generering når man sammenligner kostnaden for de enkelte kjedene med kostnaden for referansekjeden, selv om det likevel er en vesentlig kostnadsforskjell. I distribuerte løsninger sparer man kostnader til lagring og transport, man får utnyttet både el og varme på en bedre måte, men det er vanskeligere å gjøre noe med CO₂-utslippene.

8.4 Analyser av energikjedene

Resultatene fra analysene av energikjeder viser tydelig at infrastruktur for hydrogendistribusjon er kostbart. Innen stasjonær bruk av hydrogen vil det derfor være naturlig i så stor grad som mulig å samlokalisere produksjon og sluttbruk for å spare distribusjonskostnader.

Høytemperatur brenselceller, som virker tiltrekkende på grunn av sin høye virkningsgrad og sine lave utslipp, er i de økonomiske beregningene av energikjedene kalkulert med forventede kostnader i 2015 som ligger en tierpotens under dagens

7. Virkningsgrad el: Grønn > 35 prosent, Rød < 25 prosent Virkningsgrad el+varme: Grønn > 55 prosent, Rød < 40 prosent CO₂ (g/kWhe): Grønn < 0,2, Rød > 0,35 Kostnad (EURO/kWhe): Grønn < 0,07, Rød > 0,1

Nr.	Beskrivelse av kjede	Virknings grad el	Virknings grad inkl varme	CO ₂	Kostnad
D1	Lokal kraft – el-transport (desentral) – elektrolyse – H ₂ lager (CH ₂) – LTFC				
D2	Lokal kraft – el-transport (desentral) – elektrolyse – H ₂ lager (CH ₂) – HTFC				
D3	Lokal kraft – transport (desentral) el – elektrolyse – H ₂ lager (CH ₂) – ICE				
D4	Lokal kraft – transport (desentral) el – elektrolyse – H ₂ lager (CH ₂) – H ₂ – brenner				
D5	Distribuert H ₂ – H ₂ lager (CH ₂) – LTFC				
D6	Distribuert H ₂ – H ₂ lager (CH ₂) – HTFC				
D7	Distribuert H ₂ – H ₂ lager (CH ₂) – ICE				
D8	Distribuert H ₂ – H ₂ lager (CH ₂) – H ₂ -brenner (leverer kun varme)				
D9	Distribuert LNG – HTFC				
D10	Distribuert LNG – Reforming– LTFC				
D11	Distribuert LNG - +H ₂ = HCNG – CCGT				
V1	Vindkraft – Elektrolyse – CH ₂ – ICE				
V2	Vindkraft – Elektrolyse – CH ₂ – HTFC +GT				
V3	Vindkraft – Elektrolyse – CH ₂ – CCGT				
DR1	El-nettet				
DR2	Distr. biomasse – biomasse, CHP				
DR3	Distr. LNG – ICE, CHP				

Figur 8.8 Sammenstilling av resultater for distribuert H₂ generering

kostnader. Likevel kommer kjedene med brenselcellene vesentlig dyrere ut enn kjedene med turbin, så det er tydelig at det vil være en betydelig utfordring å kunne lansere økonomisk konkurransedyktige energikjeder med brenselceller, selv med en tierpotens i kostnadsreduksjon i forhold til dagens nivå. Det kan derfor konstateres at turbiner og motorer for konvertering av hydrogen til elektrisitet og varme, vil måtte være aktuelle teknologier for stasjonært bruk i flere tiår fremover.

Med vindkraft som energikilden i energikjedene betyr behovet for reduksjon av distribusjonskostnader at man først og fremst vil kunne bruke hydrogen som energibuffer nær produksjonsstedet. Når vindkraften produserer overskuddsenergi, brukes denne til å produsere hydrogen, som konverteres tilbake til elektrisitet i perioder hvor vindkraften ikke produserer nok. Denne lagringen av hydrogen fører til at minst halvparten av den opprinnelige energien i den produserte vind-

kraften som går til produksjon av hydrogen går tapt. For at dette skal være god energihusholdning, forutsetter slike løsninger at vindkraften som går til hydrogenproduksjon ikke har alternative avsetningsmuligheter. I slike situasjoner kan man regne denne kraften som verdiløs, slik at selve vindkraftinvesteringen ikke må regnes inn i produksjonskostnaden for det produserte hydrogenet – det er «gratis overskuddsenergi». Ulempen med denne gratisenergien er at den er tilfeldig, slik at man må regne med at den er tilgjengelig kun et begrenset antall driftstimer årlig. Dette øker kostnadene til hydrogenlager og elektrolysør i disse kjedene betydelig i forhold til kjeder der man kan dimensjonere lager og elektrolysørkapasitet ut fra at kraft er tilgjengelig for hydrogenproduksjon de fleste av årets driftstimer. Med de benyttede prisene på elektrolysører ser disse ut til å kunne bli dominerende kostnadselementer i fornybare energikjeder basert på overskuddskraft.

HCNG ser ut til å kunne være en interessant mellomløsning både kostnadmessig og miljømessig. Som energibærer vil HCNG være egnet både innen stasjonær bruk og innen transportsektoren, og har den interessante egenskapen at den kan bidra til å realisere veien mot hydrogensamfunnet i en prosess som går over flere trinn, der det første trinnet ikke er helt umulig kostnadmessig.

Når naturgasskjedene skal sammenlignes kostnadmessig med vindkraftkjedene er det viktig å være klar over skalaforskjellen som ofte vil finnes mellom dem. Naturgasskjeder som produserer elektrisk kraft i så store mengder at kraften må distribueres gjennom elektrisitetsforsyningen vil gi merkostnader på anslagsvis 0,02 – 0,03 EURO pr. kWh for naturgasskjedene, sammenlignet med vindkraftkjeder der den produserte elektrisiteten brukes lokalt. Likevel indikerer resultatene at naturgasskjedene gjennomgående har lavere kostnad enn vindkraftkjedene, selv når vindkraften forutsettes å være gratis overskuddskraft og naturgassen forutsettes å være med CO₂-håndtering.

Kjedene for distribuert generering/bruk av hydrogen viser i tillegg at det er mindre kostbart å produsere hydrogen fra LNG enn fra vindkraft. Noe uventet synes det også å være omtrent like kostbart å distribuere hydrogen fra sentrale produksjonsanlegg som å produsere hydrogen desentralisert fra vindkraft eller småskala vannkraft.

En hovedårsak til at elektrolyse lett kommer ut som et dominerende kostnadselement i de kjedene den inngår er at den i stasjonære anvendelser gjerne ender opp med kort årlig brukstid. Enten produserer den kun de deler av tiden da der er overskuddskraft tilgjengelig, eller så får den rollen som del av et backup-system med en brukstid som begrenses av størrelsen på hydrogenlageret. Dette er forskjellig fra den karakteristikk man kan forvente fra kraftnett-tilkoblede elektrolysører i hydrogen-fyllestasjoner for biler/busser, der elektrolysøren kan dimensjoneres med forutsetning om både jevn tilgang på kraft og om jevnt avtak av produsert hydrogen.

Med hensyn på vurderingen av de enkelte kjedenes virkningsgrad, sammenlignet med virkningsgrader for andre energikjeder, er det viktig å være klar over at sammenligning av virkningsgrader kan være mer tvetydig enn det som kommer til syne ved første øyekast. Strengt tatt gir det ikke samme grad av mening å regne virkningsgrad på fornybare ressurser som vind som det gir å regne virkningsgrad på begrensede ressurser som naturgass eller kull. Et kilogram kull eller naturgass som ikke brukes til hydrogenproduksjon kan, og bør, brukes til noe annet nyttig, men det er ikke på

samme måte gitt at en kWh overskuddskraft fra vind har en alternativ verdi.

Videre bør man være klar over at når man bruker virkningsgrad basert på nedre brennverdi (LHV), og sammenligner virkningsgrader for prosesser basert på forskjellige brenslers, så vil hydrogenrike brenslers komme uforholdsmessig gunstig ut. Nedre brennverdi er definert i forhold til avgasstemperaturer på 150 grader, så kondensasjonstapene fra vanndamp i avgassen blir ekskludert fra virkningsgradsdefinisjonen. Dette betyr for eksempel at en elektrisk virkningsgrad på 50 prosent (LHV) for kullkraft ikke representerer en vesentlig dårligere total energiutnyttelse enn en elektrisk virkningsgrad på 60 prosent for hydrogengkraft.

Gjør man likevel en vurdering av sluttbruker-teknologi ut fra virkningsgrad, ser vi at brenselceller gir en gjennomgående høyere kjedevirkningsgrad enn annen sluttbruker-teknologi. Et gjennombrudd for brenselcelleteknologi vil øke sannsynligheten for at hydrogen blir tatt i utstrakt bruk som energibærer.

I lys av EU's nye «Cogeneration Directive» kan det også reises spørsmål ved hensiktsmessigheten av å fokusere på elektriske virkningsgrader. Store enheter for effektiv elproduksjon vil produsere mye overskuddsvarme. Der hvor energibærerne kan distribueres effektivt og uten vesentlige tap vil man kunne realisere mange små produksjonsanlegg istedenfor ett stort. Hvert av de små anleggene, som vil ha lavere elektrisk virkningsgrad enn det store, vil da kunne dimensjoneres ut fra lokale varmebehov slik at de likevel totalt sett vil gi bedre utnyttelse av energi totalt på tross av lavere elektriske virkningsgrader.

I kjeder for stasjonær bruk av hydrogen er det således kostnader og CO₂-utslipp som er de vesentligste parametrene som må veies opp mot hverandre. Dette er i sin natur en kontroversiell avveining, men neste tabell viser noen eksempler på hvordan slike avveininger kan gjøres. Gasskraft uten CO₂-håndtering gir utslipp på rundt 0,35 kg CO₂ pr. kWh elektrisitet produsert. I dag handles CO₂-kvoter til i underkant av 10 EURO pr. tonn CO₂. I EU's kvotedirektiv opereres det med nivåer på bøter for manglende oppfyllelse av kvoteplikt på henholdsvis 40 og 100 EURO pr. tonn CO₂ for periodene 2005–07 og 2008–12. Disse bøtene er lagt på et nivå som er ment å være avskrekkende i forhold til overforbruk utover tildelte utslippskvoter. Tabell 8.3 illustrerer hva dette betyr i form av tiltakskost pr. kWh elektrisitet produsert. Kostnadene for mange av kjedene som er presentert tidligere i dette kapitlet representerer tiltakskostnader

Tabell 8.3 Tiltakskostnad utledet av EUs bøter for ikke å oppfylle kvoteforpliktelsene

CO ₂ -utslipp, konvensjonell gasskraft (kg/kWh el.)	0,35	0,35	0,35
Tiltakskost, CO ₂ -håndtering (EURO/tonn)	10	40	100
Tiltakskost, CO ₂ -håndtering (EURO/kWh el.)	0,0035	0,014	0,035

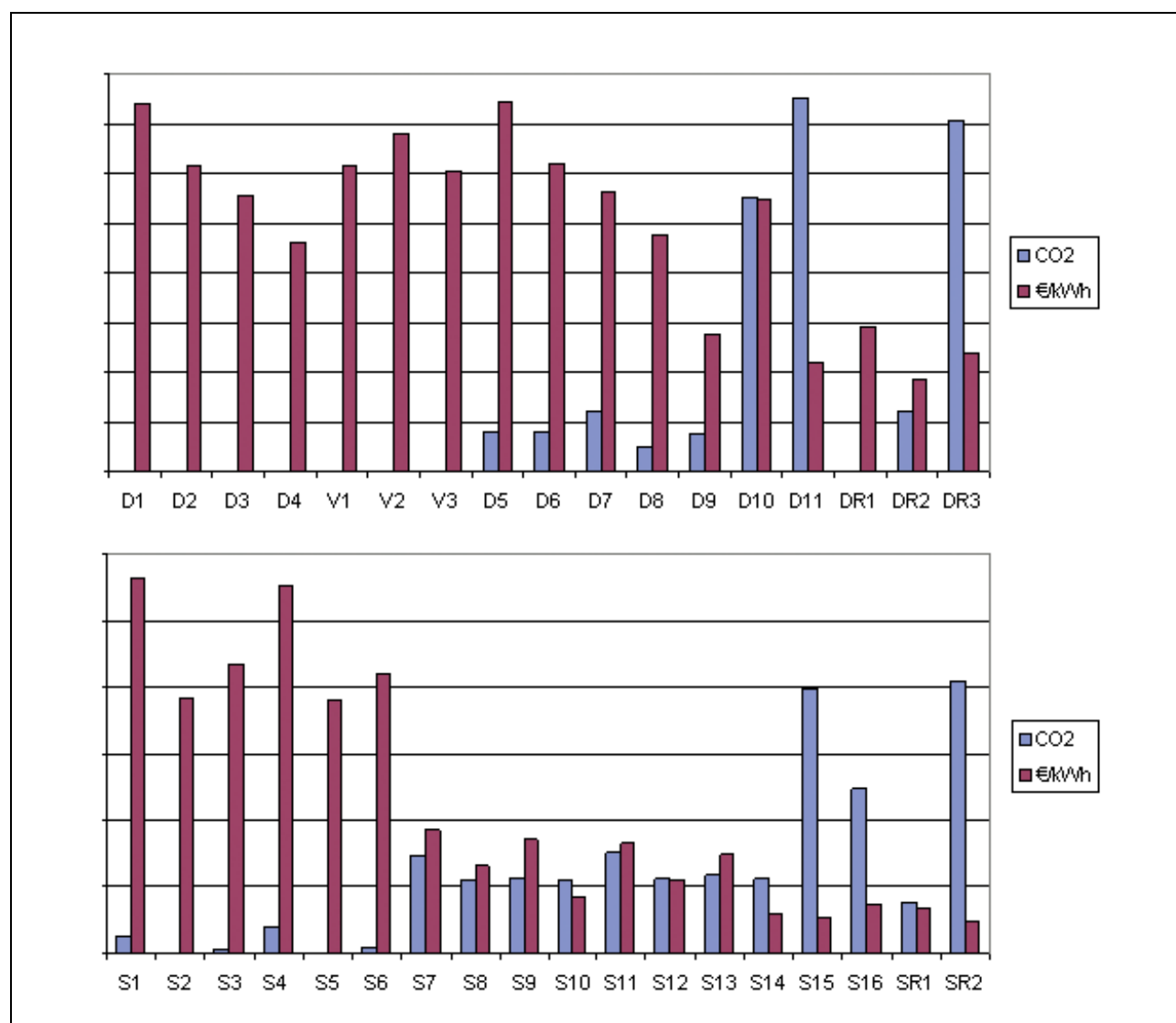
som er vesentlig høyere enn EU's bebudede bøter for 2008–12. Med rene ord betyr dette at slike kjeder er lite effektive som virkemidler for reduksjon av CO₂-utslipp.

I figur 8.9 er CO₂ utslipp og kjedenes kostnader sammenstilt for alle kjedene. Det er i hovedsak en gjennomgående invers sammenheng mellom kjedenes kostnad og deres CO₂-utslipp, men det blir ikke her tatt stilling til avveiningen mellom disse to parametrene for de utvalgte kjedene.

8.5 Forutsetninger for analysen

8.5.1 Generelle forutsetninger

Følgende betingelser for beregning av virkningsgrader benyttes: For all elektrisitetstransport i kraftnettet er det antatt et gjennomsnittlig nett-tap på 7 prosent. For lokal distribusjon av elektrisitet er det ikke inkludert noe overføringstap. For alle fornybare energikilder er det valgt å starte med basis i



Figur 8.9 Økonomi og CO₂-utslipp for både sentra (S) og distribuert (D/V) produksjon og bruk av hydrogen

produsert fornybar energi, f.eks. produsert vindkraft, istedenfor å starte med tilgjengelig fornybare ressurs, for eksempel energien i vinden som passerer vindmøllen, noe som får for eksempel vindmøller til å fremstå med 100 prosentvirkningsgrad. For naturgassbaserte kjeder er det antatt en virkningsgrad på 93 prosent for å ta hensyn til de tap som skjer gjennom transport og prosessering frem til landtransporten begynner. Virkningsgraden for høytemperatur brenselcelle kombinert med gass-turbin (HTFC +GT) er satt til 60 prosent elektrisk og 25 prosent termisk (varme).

Videre er det gjort noen antagelser innen valg av teknologi og størrelser: For konvertering til eller fra energibærere er nedre brennverdi (LHV) benyttet for energikilder og energibærere som naturgass, diesel og hydrogen. Elektrolysøren forutsettes å operere trykksatt og levere hydrogen ved 30 bar.

Transport med vogntog foregår ved 700 bar⁸ og gjennomsnittlig kjørelengde for lastebiltransport av drivstoff er 150 km en vei. Der LH2 er involvert fraktes dette med mellomstore skip med en transportdistanse på 1700 km, tilsvarende distansen Glomfjord – Hamburg⁹. Der lavtemperatur brenselceller (PEMFC) er vurdert er det grunnet lav driftstemperatur antatt at disse ikke leverer nyttig varme. Alle tap fra energikilde til sluttbruk (Well-to-Wheel)¹⁰ er tatt med i beregningene for utslipp og virkningsgrad. Well-To-Wheel betraktninger for fossile energikilder er inkludert slik at virkningsgraden for ilandført naturgass er 93 prosent.

Der antas at elproduksjon ved bruk av Combined Cycle turbiner vil være optimalisert for maksimal elproduksjon (ikke CHP) og at de i denne sammenheng er for store til å være dimensjonert etter varmebehov. Følgelig regnes det her ikke med at slike systemer produserer anvendelig varme.

For kostnadsberegninger er dagens priser benyttet med unntak av priser på brenselceller hvor antatt kostnad i 2015 er benyttet.

8.5.2 Sentral generering av hydrogen

For turbinteknologi (H₂ og naturgass) er det antatt CCGT som konfigureres for maksimal elektrisk

virkningsgrad og det er dermed ikke antatt tilgjengelig nyttbar varme fra disse. Turbin-anlegg med kogenerering av kraft og varme er dimensjonert etter varmebehovet og kommer derfor i virkeligheten energiutnyttelsesmessig bedre enn det som vises i disse analysene.

Transportdistansen for vogntog er satt til 150 km en vei. For transport av LH2 er det valgt å se på skip og en transportdistanse Glomfjord-Hamburg tilsvarende omlag 1700 km i luftlinje. Avdampningen under overfarten på 0,4 prosent er neglisjert. Trykktap ved rørtransport av H₂ er neglisjert. Det antas ikke som aktuelt å gjøre H₂ flytende og transportere på skip (å la LNG-kuletanker) i skala mindre enn 1000kW fordi energitapet knyttet til flytendegjøring er stort.

De økonomiske beregninger er gjort ved data presentert i tidligere kapitler i rapporten samt dataarkene i vedlegg 2, med følgende tilleggsforutsetninger: Scenarioene S1-S6 får energien fra vindkraft. Elektrolysørens brukstid er avgjørende for dennes kostnad, vi har satt brukstiden til 3000 timer med en virkningsgrad på 73 prosent. Vi har valgt den største og billigste elektrolysøren som koster 750 EURO/kW. Vogntogene frakter 0,5 tonn CH₂ 150 km. Containerne er av stål og lagrer H₂ ved 200 bar. Skipene frakter 424 tonn LH2 1500 km. Skipet er et rekonstruert CNG-skip. Rørene for hydrogen er det ikke beregnet investeringskostnader for, kun tariff/driftskostnader på samme måte som for rørtransport av naturgass, men med tre ganger høyere tariff for å reflektere den reduserte volumetriske energitettheten til hydrogen relativt til naturgass.

Prisen for SOFC eller HTFC er kalkulert for 2015. Dagens pris er rundt 20 000 EURO/kWe, mens prognosen for 2015 prisen er 1500 EURO/kWe med en virkningsgrad på 60 prosent.

Kostnadene til transport og lagring av utseparert CO₂ er ikke inkludert i kjedekostnadene basert på naturgass med CO₂-håndtering, og vil måtte legges til dersom utseparert CO₂ ikke kan leveres til markeder som er villige til å betale for å motta CO₂.

8.5.3 Desentral generering av hydrogen

Det må bemerkes at ikke alle kjedene i dette segmentet er direkte sammenlignbare. Biomasse CHP er kun aktuell i størrelsen >500kW, mens brenselceller vurdert her er husholdningsapparater på 1–5kW_e.

Det er ikke tatt hensyn til at elektrolysørens virkningsgrad sannsynligvis er noe lavere for fluktue-

8. De første 700 bars hydrogen-tanker er nå godkjent (Quantum) og inkorporeres i GMs OPEL Zafira.

9. [Andreasen et al 1993], Int. J. Hydrogen Energy Volume 18, No.4 April 1993

10. [CHOUDHURY et al, 2002] R. Choudhury et al. «ANNEX: Full Background Report – Methodology, Assumptions, Descriptions, Calculations, Results to the GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study», 2002, <http://www.lbst.de/gm-wtw>

rende effekt (for eksempel generert ved vindkraft) enn under stabil drift.

Lokal vannkraft er forutsatt å være tilgjengelig på tilfeldig basis som gjør lagring av energi i form av hydrogen relevant i forhold til direkte bruk av vannkraften. Det anmerkes at dersom vannkraften uteblir i lengre perioder vil hydrogenlagring bli uforholdsmessig kostbart. Her er det dimensjonert med hydrogenlager for noen få dager på samme måte som for vindkraft.

Hydrogenlager er valgt til å være hydrogen komprimert til 200 bar. Distribuert hydrogen antas å komme fra et sentralt reformeringsanlegg (basert på naturgass som kilde) med CO₂ fangst, tilkjørt med lastebil i komprimert form.

Med hydrogenbrenner menes mindre varme-genererende enheter laget for husholdninger. Varmevirkningsgraden for en slik er estimert til 90 prosent. Brenselceller og forbrenningsmotor er antatt å levere både varme og elektrisitet med virkningsgrader totalt i området 80–85 prosent, mens turbiner antas å være større installasjoner som ikke kan levere all varme, og virkningsgraden derfor er satt til 60 prosent. For vind-hydrogen kjedene er det antatt at produksjon og bruk av hydro-

gen skjer på samme sted og et transportledd er derfor ikke tatt med. Lagring av hydrogen i flytende form medfører avgassingstap over tid, men med en antatt gjennomsnittlig lagringstid på 3 døgn er avdampningen neglisjerbar.

De økonomiske beregninger er gjort ved data fra tidligere kapitler i rapporten samt data-arkene i vedlegg 2, med følgende tilleggsforutsetninger: Referansescenariet DR1 (elnettet) har en pris på 60 øre/kWh inklusive nettleien. Som «lokal kraft» er det valgt småskala vannkraft. For hydrogendistribusjon forutsettes transport med vogntog.

LNG prisen er satt til 0,035 EURO/kWh, hvilket er en sannsynlig pris som LNG kan leveres for langs kysten i Norden i dag. H₂-lageret er stålkontainere på 200 bars trykk. Komprimeringskostnader er inkludert.

For PEMFC forutsettes en prisreduksjon med en faktor på 10 innen 2015. SOFC eller HTFC er kalkulert med en pris for 2015. Dagens pris er rundt 20 000 EURO/kWe, mens måltallet som er forutsatt her for 2015 er 1500 EURO/kW med en kombinert kraft- og varme- virkningsgrad på over 80 prosent.

Kapittel 9

Utviklingstakten fram mot hydrogen- og elektrisitetssamfunnet

Det er farlig å være ekspert. Et eksempel er den ledende fagmannen som i forkant av oljealderen konkluderte bastant med at det var utenkelig at det skulle være olje på norsk kontinentalsokkel. Prediksjoner om fremveksten av et hydrogensamfunn er en enda mer risikabel affære, fordi det ikke bare omfatter vurderinger av hva som er teknisk og økonomisk mulig, men også om hva det politiske miljøet og opinionen forøvrig oppfatter som politisk ønskelig eller praktisk mulig.

I de neste kapitlene skal vi likevel våge oss på prediksjoner og analyser, og komme med anbefalinger. Disse vil være basert på de teknisk-økonomiske resultater og forutsetninger som er blitt presentert i tidligere kapitler i rapporten.

9.1 Framtidsbilder

I et perspektiv frem mot år 2015 vil bruken av hydrogen trolig følge baner som allerede i dag er synlige, av den enkle grunn at overgangen til en ny energibærer med tilhørende infrastruktur er en samfunnsprosess som tar tid. Dersom brenselceller og ny teknologi for hydrogenlagring får et gjennombrudd teknisk så vel som økonomisk, vil deler av transportsektoren kunne ta disse nye teknologiene i bruk i stor utstrekning. Utfordringene kommer i høy grad til å være knyttet opp mot tilgjengeligheten av hydrogen i et utstrakt distribusjonsnett, og det er sannsynlig at flåteanvendelser¹ av hydrogen vil komme før utstrakt anvendelse i privatbilsektoren.

For stasjonære applikasjoner er bildet mer sammensatt, og distribusjonssystemet vil være mindre kritisk fordi man kan anvende hydrogen på et mindre antall sentrale steder til å produsere elektrisk kraft som kan distribueres ved bruk av eksisterende infrastruktur. Bruk av hydrogen i mer konvensjonelle sammenhenger som motorer, turbiner og brennere er teknisk mulig allerede i dag. Dette gjør anvendelsen av hydrogen mindre avhengig av et gjennombrudd av ny teknologi.

Kostnadsreduksjon vil være hovedutfordringen innen stasjonære applikasjoner. I dag koster hydrogen fremstilt fra naturgass anslagsvis dobbelt så mye som naturgassen, og et tilsvarende relativt kostnadsbilde eksisterer for hydrogen fremstilt ved elektrolyse i forhold til elektrisitet.

I et 35-års perspektiv frem mot 2040 er bildet langt mer usikkert. Forutsigbarheten blir på samme måte som for værvarslinger mindre og mindre med økende tidshorisont. Ser man i dag tilbake 35 år, og forsøker å «analysere 2005 med 1970-briller», vil man fort se at i et slikt tidsperspektiv vil både politiske og teknologiske rammebetingelser kunne endre seg dramatisk:

- Datamaskiner, som i dag har redefinert både privatsfæren og arbeidsprosessene i hele arbeidslivet, var den gang kun et tema for spesielt interesserte. Internett (den gang kalt Darnet, for «Defense Advanced Research Projects Agency») var etablert året før som et amerikansk forskningsprosjekt.
- I Science Fiction filmen «2001: A Space Odyssey» opptar supercomputeren HAL et helt rom, kan snakke og forstå menneskelig tale ved hjelp av Kunstig Intelligens. Men når personene i filmen skal kommunisere med hverandre over avstand i romskipet brukes fasttelefoner. Mobiltelefoner var med andre ord ikke engang Science Fiction.
- Oljekrisene hadde ikke inntruffet ennå. Svært få tenkte på fossil energi som en begrenset ressurs. Antropogene klimaendringer var ennå tomt ukjent.
- Sivil ulydighet i miljøkampen var noe helt nytt, og ble for alvor tatt i bruk som virkemiddel første gang under Mardøla-aksjonen sommeren 1970.
- Norges oljeformue og plass som stor europeisk energileverandør var ennå ikke eksisterende. Utvinning av norsk olje fra Nordsjøen hadde ennå ikke startet.
- Sovjetunionen var en militær og økonomisk stormakt, definert som en trussel for hele Vest-Europa.
- EU var fortsatt kjent som «Fellesmarkedet», med seks medlemsland: Belgia, Frankrike, Ita-

1. Bussar, drosjeflåter, lokale distributører som Posten og lignende

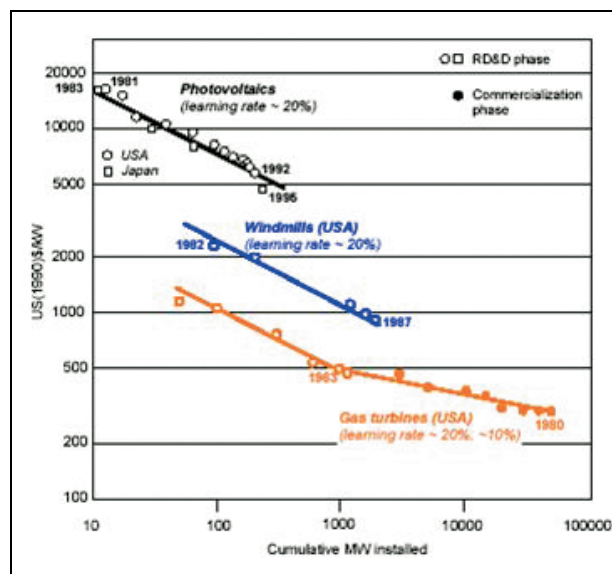
lia, Luxembourg, Nederland og Tyskland (Vest-Tyskland). Selvstendige stater som Sverige, Danmark, Finland, Storbritannia, Irland, Hellas, Spania og Portugal sto utenfor. Land som Litauen, Latvia, Estland, Polen, Tsjekkoslovakia, Øst-Tyskland, Ungarn, Bulgaria og Romania ble knapt nok sett på som selvstendige stater.

Politiske revolusjoner og teknologiske gjennombrudd har begrenset forutsigbarhet, og det må derfor konstateres at det beste langtidsvarslet ofte vil være «omtrent som i dag». Det er derfor vanskelig å tegne et annet bilde av scenariet for 2040 enn som en forlengelse av scenariet for 2015, med andre ord en forlengelse i forhold til trender som allerede kan observeres. Det er likevel verdt å notere seg følgende fakta som fortolkningsbakgrunn og mulige drivkrefter for en utvikling:

- En stor del av verdens fossile energiresurser finnes i nasjoner med begrenset politisk stabilitet.
- Den største økningen i CO₂ utslipp globalt forventes å komme i land som hittil ikke har ratifisert Kyoto-avtalen.
- Stabilisering av CO₂-utslippene på dagens nivå (1990) er kanskje langt fra tilstrekkelig for å unngå en vesentlig global oppvarming. I et lengre tidsperspektiv må man derfor forvente at vesentlige innskjerpelser i forhold til Kyoto-avtalens forhandlede kvoter kan komme.
- Det er sannsynlig at prisen på olje, og kanskje også på gass, vil øke frem mot midten av dette hundreåret som resultat av oljeknapphet.

9.2 Lærekurver

Fundamental endring av globale energisystemer er langsomme prosesser. Overgangen fra tradisjonell energi som fra ved til kull med bruk av damp, stål og jernbane, tok nesten hundre år. Skiftet fra kull til større bruk av olje og naturgass med assosiert infrastruktur og teknologi, har også tatt betydelig tid. I kontrast til den langsomme utviklingen av globale energisystemer, kan deler av energisystemet være betydelig mer dynamisk slik som sluttbrukerteknologi. Men disse mer hurtige endringene må likevel være konsistent med de mer langsomme prosessene i det globale energisystemet, spesielt med hensyn på infrastruktur. Den teknologiske dynamikken og hastigheten i spredning av ny teknologi vil være avhengig av kontinuerlige forbedringer og læring i alle ledd i innovasjonskje-



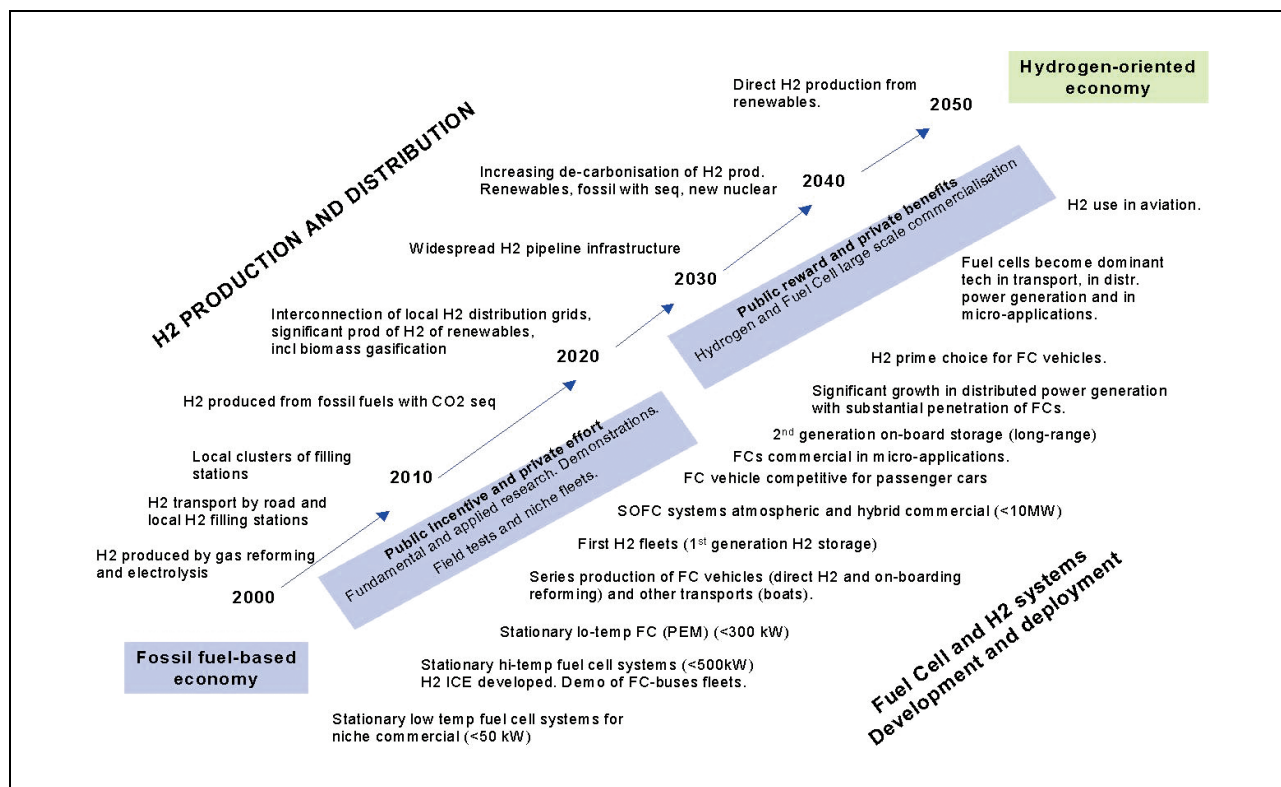
Figur 9.1 Teknologisk lærecurve for gassturbiner, vindkraft og PV

Kilde: Nakicenovic et al., 1998

den fra forskning og utvikling, via demonstrasjon til tidlig introduksjon og kommersielt salg. Man skal ikke underestimere den tid det tar før en ny teknologi får et visst omfang i kommersiell sammenheng.

Ved teknologisk utvikling vil forbedringer være en funksjon av akkumulert erfaring. Dette er ofte uttrykt gjennom lærekurver fordi man har begrenset kunnskap om anvendbarhet og kostnader ved fremtidige teknologier. Figur 9.1 viser lærekurver eller erfaringskurver for tre ulike teknologier for produksjon av elektrisitet². Spesifikk installasjonskostnad er vist som funksjon av kumulativ installert kapasitet for gassturbiner, vindkraft og PV (solceller) i logaritmisk skala. Kostnadsforbedringene eller læregradienten («learning rate») for alle tre teknologier i forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsfasen er på 20 prosent for hver dobling av installert kapasitet. I kommersiell fase for gassturbiner er denne forbedringen sunket til 10 prosent. Fra figur 9.1 ser man også at prisen på installert effekt fra vindkraft og spesielt PV er betydelig høyere ved samme kumulative installert effekt enn for gassturbiner. Forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsfasen kjennetegnes ved betydelig reduksjon av usikkerheter knyttet til investeringer i teknologi, og i den tidlige delen av denne fasen er investeringene meget risikable. Likevel er utviklingen av markedet for PV spesielt i Japan raskt vok-

2. Nakicenovic et al., 1998



Figur 9.2 Utviklingstakten fra et fossilbasert energisystem til et hydrogenbaser energisystem

Kilde: «High Level Group on Hydrogen», 2003

sende. Brenselceller har hittil lærekurver som viser høyere kostnader enn lærekurven for PV.

IEA har presentert økonomiske estimat når det gjelder overgangen til en hydrogenøkonomi³. Verdens energisektor vil måtte investere mer enn USD 16 billioner (16 tusen milliarder) i energiforsyning frem til 2030 for å dekke etterspørselen. Omlag halvparten av dette vil være investeringer i utviklingsland. En overgang til hydrogenøkonomi regnet fra FoU og frem til en nødvendig markedspenetrering av brenselcellebiler etc. vil kreve ytterligere 1–10 billioner USD.

EU nedsatte i 2002 «High Level Group on hydrogen». Gruppen la fram sin rapport «Hydrogen Energy and Fuel Cells – a vision of our future» i april 2003. Figur 9.2 Viser hvordan gruppen ser utviklingstakten fra et fossilbasert energisystem til

et hydrogenbasert energisystem. Gruppen ser en slik overgang i et 50 års perspektiv og understreker betydningen av en parallell utvikling av produksjons- og transport teknologi og en utvikling av sluttbrukerteknologi for hydrogen

Denne studien legger stor vekt på en utvikling av demonstrasjonsprosjekter for transportsektoren i en tidlig fase, og legger dermed også stor vekt på koblingen mellom brenselceller og hydrogen. I et 10 års perspektiv ser den for seg hydrogen produsert fra fossile brenslar, med en overgang til hydrogen basert på fornybar energi over en 30–40 års periode. I stasjonær energiproduksjon vil man være mindre avhengig av et gjennombrudd for brenselceller fordi alternativer med akseptabel virkningsgrad og håndterbare kostnader eksisterer. Bruken av hydrogen til stasjonære formål vil derfor kunne ta andre utviklingsveier og utvikle seg i forskjellig takt i forhold til det som forventes i transportsektoren.

3. M.Haug; IEA: «Energy Perspectives – Future Energy Requirements and the Role for Hydrogen», Grenoble sept. 2003

Kapittel 10

Anbefalte satsingsområder for energiforsyning

Hydrogen kan lagres, og gir ikke CO₂-utslipp ved bruk. Dette er imidlertid også karakteristisk for hovedkilden i det norske elektrisitetssystemet – vannkraft med lagring i store magasiner. Hydrogen for stasjonære formål må derfor konkurrere med energiforsyning via elektrisitetsnettet. Dette krever infrastruktur for distribusjon av hydrogen. I dette kapitlet er det pekt på fire satsingsområder som ekspertgruppen ser for produksjon og framtidig stasjonær bruk av hydrogen i det norske energisystemet i et 15 års perspektiv.

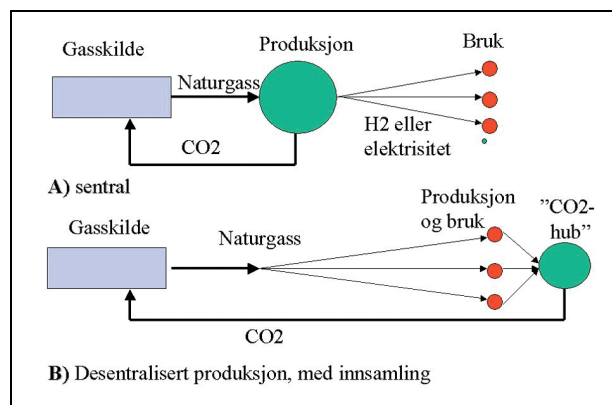
10.1 Hydrogenproduksjon fra naturgass med CO₂-fangst

På kort sikt vil det være mest kostnadseffektivt å produsere hydrogen fra naturgass. For at hydrogen fra naturgass til energiformål skal gi noen miljømessig gevinst fremfor bruk av naturgassen direkte, må karbonet fra naturgassen (dens CO₂-innhold) fjernes. Dette kan gjøres sentralt eller desentralt.

Hydrogensamfunnet vil som dagens samfunn være avhengig av elektrisitet. Spørsmålene rundt lagring og distribusjon av hydrogen har derfor en rekkevidde som går langt utover de tekniske spørsmålene knyttet til hydrogenets distribusjon og lagring: Man har valget mellom å distribuere hydrogen eller elektrisitet, og man har valget mellom å distribuere hydrogen eller naturgass med CO₂-håndtering.

Produksjonen av hydrogen eller elektrisitet kan være sentralisert, med store produksjonsenheter, som vist i alternativ A i figur 10.1. Produksjonen kan også foregå desentralt i flere mindre enheter, basert på infrastruktur etablert for distribusjon av naturgassgass, som illustrert i alternativ B.

Innen elproduksjonen er i dag en økende andel av produksjonskapasiteten i Europa desentral. Dette sparer distribusjonskostnader i et belastet elnett, og det gir høyere energiutnyttelse gjennom at restvarme fra lokal småskala elproduksjon har større lokale utnyttelsesmuligheter enn tilfellet er i store sentrale anlegg.¹ Den desentraliserte produksjonstilnærmingen illustrert i alternativ B i



Figur 10.1 Sentral og desentral produksjon av hydrogen fra naturgass

figuren ovenfor ville kunne være en naturlig videreføring av et CHP-regime.

Uavhengig av om løsningen blir sentral eller desentral mener ekspertgruppen at mulighetene for CO₂-deponering være en kritisk faktor. Norge har i dag en ledende rolle internasjonalt på dette feltet, og dette bør videreutvikles. Innen en begrenset tidshorisont kan slik deponering kombineres med EOR – økt oljeproduksjon, noe som gir økonomiske mulighet for å utvikle teknikker, infrastruktur og en posisjon i et fremtidig CO₂-deponeringsmarked.

Ekspertgruppen mener at ilandføringsstedene for gass i Norge vil utgjøre naturlige lokaliseringer for enten sentrale produksjonsenheter for elektrisitet eller hydrogen basert på naturgass, eller for «CO₂-hubs» for oppsamling av CO₂ fra desentral produksjon. Herfra vil CO₂-transporten gå til deponering offshore, i begynnelsen gjerne med båt (for eksempel som returlast på CNG eller LNG kystgass-skip), og etter hvert i rørledning når volumene blir store nok.

Ekspertgruppen mener at CO₂-fri gasskraft i Norge danner grunnlag for elproduksjon i stor skala der hydrogen vil være et naturlig mellomprodukt. CO₂ fra slike kraftverk, brukt til økt oljeutvin-

1. Kogenereringsanleggene er dimensjonert for lokalt varmebehov, men store sentrale anlegg er dimensjonert for elektrisitetsbehov.

ning på norsk sokkel, muliggjør produksjon av store mengder hydrogen som enten kan distribueres eller brukes lokalt til kraftproduksjon. «Høna-og-egget» situasjonen som ellers vil være et problem i fremveksten av et hydrogenmarked vil langt på vei kunne håndteres i et slikt kombinert scenario, ved at hydrogen som det ikke finnes avsetningsmuligheter for kan brukes lokalt til storskala kraftproduksjon uten at dette medfører u håndterlige ekstrakostnader. Høy virkningsgrad og lave utslipp oppnås ved at CO₂ håndteres og at distribusjonstap reduseres til et minimum. Storskala effekt kan oppnås selv i starten når etterspørselen etter hydrogen i markedet er i en tidlig vekstfase.

Norske aktører har allerede omfattende kompetanse og driftserfaring fra lignende anlegg – Hydro fra sin ammoniakkproduksjon og Statoil fra sin metanolproduksjon. Omfattende FoU-kompetanse er gjennom flere tiår bygget opp i flere av landets forskningsinstitusjoner, for eksempel gjennom SPUNG-programmet og dets etterfølgere. Internasjonalt samarbeid, eksempelvis med USA som nylig har vedtatt å satse på lignende kombinasjoner av kraft og hydrogen gjennom sitt «Future»-prosjekt, vil styrke landets kompetansebase.

Ekspertgruppen anbefaler derfor at Norge i de nærmeste årene satser strategisk på å befeste sin posisjon som en betydelig *produsent* av hydrogen, og at man forankrer satsingen på hydrogen i landets ressursbase og industrielle kompetanse som storskala produsent.

10.2 Overskudd fra vindkraft

Den stokastiske naturen til vindkraft gjør at man kan ha behov for å balansere variasjonene i produsert energimengde opp mot forbruket. Dette blir da en bufring av energi der både produksjon og forbruk er lokalt, og bufferen vil være av en størrelsesorden tilsvarende noen dager. Det finnes eksempler på at dette gjøres, for eksempel i Utsira-prosjektet, der hydrogen lagres som energireserve i vindkraftbasert system. Man kan også tenke seg vindkraft med et mer permanent overskudd i energiproduksjonen, der overskuddet brukes til produksjon av hydrogen som skipes ut for bruk et annet sted enn der det ble produsert. Kostnadsmessig vil slike løsninger kunne være konkurransedyktige der hvor de kan knyttes til et større elnett med utjevningmuligheter i vannreservoarer. Elektrolysør er en nøkkelteknologi i et slikt system, og på dette området har Norge et teknologisk fortrinn som bør videreutvikles gjennom kost-

nadsreduksjon. Da kan denne teknologien få stor utbredelse i fremtiden på markedsmessige vilkår.

Etablering av ny vindkraftkapasitet i stor skala med hydrogenproduksjon som primært formål anses som problematisk uten omfattende offentlige tilskudd til etablering og drift. Økonomiske stimulerings tiltak brukes i dag for å kunne realisere *el*produksjon til priser som er akseptable i markedet. Enova støtter eksempelvis slik utbygging med størrelsesorden 100 mill. kroner årlig, og i tillegg kommer inntektene fra grønne sertifikater. Dersom elektrisitet produsert med slike rammebetingelser skulle brukes til hydrogenproduksjon ville hydrogenet nødvendigvis måtte bli betydelig mer kostbart enn elektrisiteten. Vindkraft har imidlertid i likhet med vannkraft den karakteristikk at mens utbygging av ny kapasitet er kostbart, er marginale produksjonskostnader for nedskrevne anlegg svært lave. Dette gjør at man i fremtiden kan tenke seg økonomiske muligheter for storskala hydrogenproduksjon fra vindkraftanlegg som har vært i drift i noen tiår, forutsatt at transportkostnadene for hydrogen i mellomtiden er blitt vesentlig redusert, og forutsatt at hydrogen betales bedre enn elektrisitet i markedet.

Hydrogen kan spille en rolle i et energisystem som ikke er knyttet til nettet. Et slikt system er mest sannsynlig i en kombinasjon av fornybar elektrisitet med hydrogen som energilager. I et slikt system er det ikke behov for å transportere hydrogen. Ekspertgruppen mener at denne typen hydrogenanvendelser vil utgjøre interessante nisjeanvendelser i det norske energisystemet. I Norge vil slike anvendelser være aktuelle i avsidesliggende øysamfunn, og de er velegnede demonstrasjoner i en tidlig fase på grunn av sin høye synlighet. Også her er elektrolysør en nøkkelteknologi hvor Norge har spesielle fortrinn. Elektrolyse basert på vindkraft kan få stor utbredelse når den kan demonstrere konkurransekraft med transportert hydrogen eller andre energibærere fra sentrale produksjonsanlegg.

10.3 Desentral energiforsyning

EU har nylig innført et direktiv som gir rammer for støtte til samproduksjon av kraft og varme (CHP) der varmebehovet er dimensjonerende. Dette er mest aktuelt i desentrale system hvor nærhet til varmebruker er større enn i sentrale system. I desentral energiforsyning vil hydrogen kunne brukes i brenselceller, gassmotorer eller turbiner til å produsere elektrisitet og varme lokalt. Reversible systemer, som produserer hydrogen når over-

skuddselektrisitet er tilgjengelig (dvs. når prisen er lav) og produserer elektrisitet og varme på et senere tidspunkt, kan tenkes i fremtidige anvendelser der hvor prisen på elektrisitet blir høy nok eller der hvor utvidelser av el-forsyningen blir for dyr. Denne typen «peak shaving» anvendelser vil kunne få stor utbredelse der hvor den blir i stand til å møte konkurransen fra andre løsninger som gir en utjevning i forbruket² og fra backup-utstyr basert på konvensjonelle energibærere³.

Med fokus på sluttbrukermarkedet vil en satsing på mindre systemer gi verdifull kunnskap og kompetanse rettet mot en fremtid der hydrogen har stor utbredelse. Et begrenset antall fokuserte pilotprosjekter i form av fyllestasjoner og energilager i fornybar energiproduksjon, bør derfor etter ekspertgruppens oppfatning gjennomføres. Dette, om nødvendig, med høy grad av offentlig medvirkning, da slike anvendelser vil være svært synlige for store deler av befolkningen.

Ekspertgruppen mener at slike prosjekter bør utformes slik at de gir et godt læringsgrunnlag i forhold til en forventet fremtid med stor utbredelse av hydrogen i forbrukermarkedet, og det bør satses på vesentlig kostnadsreduksjon i elektrolyse.

Basert på teknologisk status av sluttbrukerteknologi ser de distribuerte kjedene ut til å kunne komme tidlig, men utbredelsen av slike kjeder på markedsmessige vilkår forventes i første omgang å bli begrenset. Som illustrert gjennom resultatene fra beregninger av virkningsgrader og økonomi i kapittel 8, er kjedene basert på vindkraft og lokal vannkraft mer kostbare enn referansekjedene.

10.4 Hydrogen/HCNG som lav-NO_x brensel

Når tilsetningen av hydrogen i naturgass optimaliseres i motorer og turbiner som kjøres i «lean burn» modus, kan svært lave NO_x-utslipp oppnås. Utslippsnivå på 3 ppm NO_x er rapportert ved 20 prosent innblanding av hydrogen i naturgass⁴, til lavere tiltakskostnader enn om man hadde brukt konvensjonell NO_x-reduksjonsteknologi for å nå samme utslippsnivå. Denne type hydrogenanvendelse vil kunne skape et betalingsvillig marked for hydrogen-løsninger. Det bør derfor etter ekspertgruppens oppfatning satses på å undersøke og dokumentere de forbedrede egenskaper som HCNG kan besitte sett i forhold til naturgass. For delene er først og fremst reduserte NO_x-utslipp og den innbakte CO₂-reduksjon som energibæreren HCNG representerer. Den begrensede reduksjonen i CO₂-utslipp som HCNG bidrar med vil imidlertid ikke alene på kort sikt kunne rettferdiggjøre større satsinger på HCNG.

Ekspertgruppen mener at med basis i storskala produksjon av hydrogen kan norske aktører spille en ledende rolle i å introdusere blandinger av naturgass og hydrogen innenlands og i Europa. Mye tyder på at betalingsvillige tidligmarkeder kan utvikles dersom man lykkes i å demonstrere at HCNG har forbedrede egenskaper i forhold til ren naturgass.

I en nasjonal strategi for økt utbredelse og eksport av hydrogen, vil distribusjon gjennom eksisterende naturgassbasert infrastruktur være en naturlig forlengelse av den tidligere anbefalte satsingen på hydrogenproduksjon fra naturgass.

2. Eksempelvis frivillig midlertidig utkobling av ikke-kritiske applikasjoner som varmekabler og varmtvannstanker

3. Små pumpekraftverk, diesellaggregater og lignende

4. R. W. Schefer, D. M. Wicksall and A. K. Agrawal: «Combustion of Hydrogen-Enriched Methane in a Lean Premixed Swirl-Stabilized Burner», Proceedings of the 29 th Symposium (International) on Combustion, pp. 843–851 (2002).

Kapittel 11

Anbefalte satsingsområder for næringsutvikling

I dag er Norge først og fremst en energileverandør på den europeiske arenaen, forankret i de store olje- og gassressursene på norsk sokkel. Danmark er et eksempel på en nasjon som ikke besitter de samme fossile naturressursene, men som likevel har lyktes i å skape teknologi og tjenester på basis av dem.¹ Næringsmessige muligheter for Norge kan både bestå av produksjon av *produkter* som representerer en videreforedling av dagens olje og gass, og det kan bestå av *varer og tjenester* som understøtter bruken av slike produkter. I dette kapittelet er det pekt på fire satsingsområder hvor ekspertgruppen ser muligheter for norsk næringsutvikling.

11.1 Storskala hydrogenproduksjon fra naturgass med CO₂ fangst

Norske oljefelt vil om få år kunne ha et betydelig behov for CO₂ til økt oljeutvinning – EOR (Enhanced Oil Recovery). Det er gjort studier som indikerer at bruk av CO₂ til økt oljeutvinning på eksisterende felt på hell, vil kunne gi like mye olje som et nytt funn på størrelse med Gullfaks-feltet.² Det er beregnet at samlet merproduksjon ved bruk av CO₂ til EOR kan utgjøre så mye som 1.2 – 1.6 milliarder fat olje totalt. Med en oljepris på 20 USD pr. fat representerer dette verdier på 170 – 220 milliarder kroner over en 10 – 20 års periode.

Så store CO₂-ressurser som dette vil kreve kan ikke i sin helhet fremskaffes fra eksisterende og planlagte punktkilder i fastlands-Norge. De store verdiene økt oljeutvinning representerer kan åpne muligheter for å få bygget ut en infrastruktur for oppsamling og retur av CO₂ fra både Norge, Storbritannia og det europeiske Kontinent. I hydrogen-sammenheng har dette relevans fordi hydrogen fra

naturgass gir CO₂ som biprodukt. Man må imidlertid her se hydrogenproduksjon og CO₂-fri kraftproduksjon i sammenheng: Samproduksjon av hydrogen og elektrisitet vil kunne gi den nødvendige fleksibilitet mens hydrogenmarkedet får tid til å bygge seg opp. Ekspertgruppen mener derfor at utvikling av kompetanse og teknologier som er sentrale for samproduksjon av hydrogen og kraft bør fokuseres i et utviklingsprogram.

En mulighet for et betydelig tidligmarked er eksport av hydrogen-naturgassblandinger (HCNG) kombinert med CO₂-håndtering. Mulighetene for forretningsutvikling ligger etter ekspertgruppens mening i tillegg til selve salget av HCNG som «premium naturgass», innen teknologiområder som turbinteknologi, storskala reformering og separasjonsteknikk.

Eksport av *rent* hydrogen produsert fra naturgass i stor skala vil ikke på samme måte som eksport av HCNG kunne utnytte eksisterende infrastruktur, og vil således bli vesentlig mer kostbart. I prinsippet er det imidlertid mulig, og fullt teknisk gjennomførbart, å gjenvinne anriket hydrogen fra HCNG ved hjelp av konvensjonelle membransystemer, ved at man utnytter trykket i HCNG-strømmen. Dette kan gjøre det mulig å «blindpassasjer-eksportere» rent hydrogen i transportsystemer for naturgass. Utvikling av teknologi for gjenvinning av hydrogen fra HCNG gir her produktmuligheter som bør utnyttes i parallell med en satsing på produksjon og transport av HCNG.

Det finnes også andre muligheter for «av-karbonisering» av naturgass. Kværner's Carbon Black-prosess er en velkjent mulighet, der karbon produseres med hydrogen som biprodukt. De siste årene er også andre prosesser for produksjon av karbon med hydrogen som biprodukt blitt lansert i Norge. Andre ruter, foreløpig på forsøksstadiet, inkluderer produksjon av karbonater fra oksider. Disse teknologiene er etter ekspertgruppens mening eksempler på teknologier som kan danne et fremtidig grunnlag for CO₂-fjerning ute i distribusjonssystemene, slik at naturgass kan distribueres uten at dette nødvendigvis fører til CO₂-utslipp.

1. F.eks. Topsøes syntesegassteknologier, og dansk kullkraft-eksport, som ikke er basert på tilgang på billig danskprodusert kull (kullet er til dels norsk, fra Svalbard), men som er et «biprodukt» av dansk innenlandsk behov for varme vinterstid

2. Odd Magne Mathiassen, NTNU/OD, 2003

11.2 Elektrolysørteknologi

Kostnadsreduksjon er den vesentligste konkurranseparameteren for at bruk av elektrolysører skal få et gjennombrudd innen stasjonær energiforsyning. Det gjelder spesielt i de tilfeller der elektrolysørene forsynes med fornybar tilfeldig overskuddskraft eller brukes som lokalt energilager.

Elektrolysører vil kunne brukes i tidlig anvendelser for å skape oppmerksomhet rundt hydrogen i opinionen som for eksempel i fyllestasjoner for hydrogen i transportsektoren. Utvikling av elektrolysører som opererer ved høyere trykk vil redusere kraftforbruket pr. enhet produsert hydrogen og dermed bidra til økt konkurransekraft i dette segmentet.

Ekspertgruppen mener derfor at det bør satses på et fokusert kostnadsreduksjonsprosjekt for elektrolyse.

11.3 Lagringsteknologi

Norske forsknings- og utviklingsmiljøer er i dag i verdenstoppen innen hydrogenlagring. Dette skaper i seg selv ikke nye industrier. Men det gir et godt grunnlag for industriell virksomhet dersom man lykkes i å identifisere tidlige nisjer der denne kompetansen kan kombineres med forretningsutvikling mot et marked. Stimulering av et slikt marked, i form av demonstrasjonsprosjekter med vesentlig offentlig medvirkning eller offentlige utviklingskontrakter, kan være en kritisk faktor for å få produksjonsvolumene opp på et nivå der kostnadsfordelene ved serieproduksjon får markedet til å utvikle seg videre ved egen hjelp.

I Norge vil komprimert hydrogen og hydrogen lagret i hydrider trolig være langt viktigere enn lagring av hydrogen på væskeform. Dette skyldes at en infrastruktur for håndtering av væskeformig hydrogen vil kreve store volumer. For transportsektoren finnes allerede innovative hydrogenløsninger, men det er behov for å utvikle en effektiv infrastruktur rundt disse. Lagringseffektivitet er her ikke kun avhengig av selve lagringsteknologien, men er en systemegenskap for totalsystemet.

Sikkerhetsaspekter, samt effektiv lading/utlading ved lave trykk og temperaturer er gjenstående utfordringer på dette feltet. Her er kostnadsreduksjon er en betydelig utfordring.

Norges fortrinn på dette feltet er forskningsmiljøer som ligger i fremste front internasjonalt.

Ekspertgruppen mener at denne kompetansen bør videreutvikles, og at det personale og den laboratorieutrustning som det nylig er blitt satset stort på får gode videreutviklingsmuligheter.

11.4 Sluttbrukerteknologi

Norge har sterke kommersielt orienterte miljøer innen motorteknologi og turbinteknologi. Lean burn gassmotorer og turbiner utviklet i Norge er blant de fremste i verden. Disse har muligheter for ytterligere utvikling for å benytte brensler bestående av en blanding av naturgass og hydrogen (HCNG). Innblandingen kan komme til å øke over tid slik at man har muligheten for en trinnvis overgang til hydrogen. Utfordringene ligger her blant annet innen brennerteknologi for hydrogenrike blandinger, både på materialsiden og på utslippsiden.

Innen brenselcelleteknologi må det forventes at hovedutviklingen frem mot tekniske og kostnadmessige gjennombrudd vil være så kostnadskrevende at den i hovedsak vil skje hos større industrielle aktører i de store industrinasjonene. Norske miljøer vil imidlertid kunne yte vesentlige bidrag til utvikling av gode systemløsninger tilpasset nordiske klimatiske forhold.

11.5 Småskala reformere med CO₂-fangst

Dagens brenselcelleløsninger for transportsektoren er basert på hydrogen. Småskala reformere uten CO₂-innfanging utvikles allerede og disse kan levere hydrogen basert på naturgass der hvor distribuert naturgass er tilgjengelig. Miljømessig er dette imidlertid en lite tilfredsstillende løsning, da hydrogen produsert på denne måte gir større CO₂-utslipp enn om naturgassen var blitt brukt direkte uten å gå veien om hydrogen. Småskala reformere med CO₂-løsninger vil derfor kunne være et nytt marked. Her finnes i prinsippet muligheter for CO₂-håndtering med CO₂ både som gass (komprimert), som væske (nedkjølt) og som fast stoff (karbonat). Logistikken rundt CO₂-retur vil her bli kritisk for at slike løsninger kan realiseres. Ekspertgruppen foreslår at markedspotensialet for slike småskala reformere med CO₂-håndtering vurderes nærmere.

Kapittel 12

Virkemidler for satsing på hydrogen i Norge

Satsingen på hydrogen og utviklingen av hydrogenteknologi i Norge må ta utgangspunkt i dagens teknologiske ståsted, i Norges rolle i en internasjonal utvikling samt i tiden og ressursbruken som er nødvendig for å nærme seg hydrogensamfunnet.

Teknologiene som vil muliggjøre storskala hydrogenbruk er på noen områder inne i en utviklings- og modningsfase, mens andre teknologier øyner vi bare konturene av. Samtidig vil det også være behov for helt ny teknologi som vi ikke kjenner i dag. Dermed blir forskning og utvikling sentrale virkemidler. Teknologier for storskala hydrogenproduksjon er allerede utviklet og i bruk i stor skala i Norge. Men uten modne teknologier for distribusjon, lagring og bruk er det ikke naturlig å foreslå tiltak som har til hensikt å introdusere hydrogen i stor bredde i norsk energiforsyning på kort sikt.

Å gjøre hydrogenteknologien moden og konkurransedyktig, til bruk i energiforsyningen for folk flest, krever som antydning i kapittel 9 en omfattende utviklingsinnsats. Norske ressurser som settes inn på dette feltet vil være små sammenlignet med summen av innsatsen internasjonalt. Norsk innsats på hydrogenområdet bør derfor i stor grad samordnes og harmoniseres med hovedsatsingene på hydrogenområdet internasjonalt.

Det anbefales at norsk innsats på hydrogenområdet i første rekke retter virkemidlene inn mot følgende områder:

- Forskning og utvikling – forsert innsats.
- Plan for demonstrasjonsprosjekter.
- Tilrettelegging av virkemidler for markedsintroduksjon

I det videre er det kun omtalt aktiviteter relatert til produksjon og stasjonært bruk av hydrogen, transportsektoren behandles ikke.

12.1 Forskning og utvikling

Morgendagens hydrogenteknologi er ennå på et tidlig utviklingsstadium. Forskning og utvikling blir dermed det mest sentrale virkemiddelet i de nærmeste år. For at slik utviklingsaktivitet skal

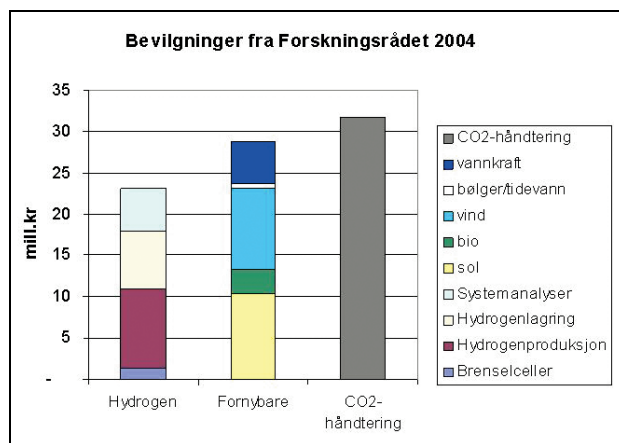
bære industrielle frukter må den, selv når den utføres som grunnleggende forskning, være fokusert og rettet inn mot de muligheter som vektlegges av industrien. Kapittel 10 poengter mulighetene som ligger i synergiene mellom hydrogenproduksjon og storskala gasskraft med CO₂-håndtering. Dette er et område der Norge kan ha spesielle forutsetninger for å lykkes. I sammenheng med dette satsingsområdet bør også en satsing på transport og bruk av blandinger av hydrogen og naturgass som en realistisk mellomløsning undersøkes.

Utnyttelse av overskuddsenergi fra norsk fornybar kraftproduksjon er et annet område der ekspertgruppen ser vesentlige muligheter. I tilknytning til disse to hovedlinjene basert på norske naturressurser, henholdsvis naturgass og vindkraft/vannkraft, vil det som påpekt i kapittel 11 være riktig å satse på utvikling av tilknyttede teknologier. Dette understøtter hovedlinjene; som småskala reformering med CO₂-håndtering, elektrolyseteknologi og lagringsteknologi. Sluttbrukerteknologi for hydrogen, dvs. brenselceller, turbiner og motorer hører også med i dette bildet.

Foruten å drive nasjonalt avgrensede prosjekter på prioriterte deler av disse områdene, vil det være av stor betydning å delta i internasjonalt FoU-samarbeid, bl.a. innenfor IEA- og EU systemene og i bilateralt samarbeid.

En langsiktig offentlig finansieringsplan bør legges til grunn for et eget program, for eksempel etter modell av SPUNG-programmet på slutten av 1980-tallet, kjennetegnet ved kombinasjon av grunnleggende disiplinforskning innen utvalgte teknologiområder i samvirke med mer målrettede industrielt orienterte utviklingsprosjekter. Et viktig aspekt ved FoU-innsatsen vil være å skape robuste norske kompetansemiljøer som både i størrelse og over tid kan samarbeide og skape synergieffekter med utenlandske miljøer. I tillegg er det viktig å utdanne et tilstrekkelig antall kvalifiserte personer som i neste fase kan danne stammen i en mer industrielt rettet hydrogensatsing.

Utvikling innenfor fornybare energikilder vil være komplementær til utvikling av ulike typer hydrogenteknologi, da begge bidrar til en fremtid med lavere CO₂-utslipp.



Figur 12.1 Bevilgninger til hydrogenrelaterte områder fra Norges forskningsråd

I de senere år har også gasskraft med CO₂-håndtering fått en fremtredende rolle, både i norsk energidebatt og i offentlig finansiert energiforskning. Norsk kompetanse på området, norske gassressurser og muligheter for produksjon av forurensningsfri elektrisitet fra naturgass kan bli viktige konkurransefaktorer som bidrar til å gi Norge en viktig rolle innenfor europeisk energiforsyning. Både gjennom forurensningsfri kjemisk omdanning (reformering) og el-produksjon må det forventes at norsk naturgass vil bli et viktig råstoff for hydrogenproduksjon.

Satsingen på fornybare energikilder, CO₂-håndtering og hydrogen er derfor ikke et enten/eller, men et både/og.

Figur 12.1 viser fordelingen av FoU-bevilgninger fra Norges forskningsråd innen hydrogen, fornybar og CO₂-håndtering i 2004. Som det fremgår er midlene om lag likelig fordelt mellom disse områdene.

Sammenlignet med andre lands satsing på hydrogenforskning, og sett i lys av de muligheter for næringsutvikling og miljøforbedringer basert på norske naturressurser og norsk teknologi, er dagens satsing på hydrogenforskning i Norge svært beskjeden. Norge kan således ikke forventes å ta en ledende rolle i hydrogenforskning internasjonalt uten en vesentlig økning av denne innsatsen.

12.2 Plan for demonstrasjonsprosjekter

Det vil være viktig å gjennomføre en planmessig demonstrasjonsvirksomhet. Denne kan gjerne være knyttet til nisjemarkeder der hydrogen først

kan tenkes å bli konkurransedyktig. Valget av demonstrasjonsprosjekter må være meget bevisst med hensyn til målet med prosjektet. Hydrogenteknologien er pr. dato ikke moden nok til at det bør legges opp til store demonstrasjonsprosjekter i den hensikt å påvirke en bred markedsintroduksjon. Demonstrasjonsprosjektene de nærmeste årene bør legge vekt på pilot- og forsøksanlegg der fokus er nytteverdi for norsk teknologiutvikling. Siden demonstrasjonsprosjekter er kostbare, er det viktig å planlegge norske aktiviteter på dette feltet innenfor et internasjonalt samarbeid der man søker å samordne gjennomføringen av demonstrasjonsprosjekter.

Næringslivet og det offentlige bør i fellesskap stå for finansieringen av norske demonstrasjonsprosjekter, da dette vil sikre etterbruksverdien av demonstrasjonsprosjektene, samtidig som det reduserer terskelen for satsing for den enkelte industrielle aktør. Det bør etableres samvirke mellom flere ulike norske bedrifter i slike demonstrasjonsprosjekter, da dette vil styrke den norske hydrogensatsingen gjennom å bidra til bygge norske hydrogennettverk.

12.3 Tilretteleggelse av virkemidler for markedsintroduksjon

Dersom virkemidlene for markedsintroduksjon ikke er planlagt, avklart og tilrettelagt i tide, er det stor fare for at gevinsten av norsk satsing på forskning og demonstrasjonsprosjekter vil gå tapt til utenlandske aktører. Det er med andre ord for sent å tenke virkemidler når markedsmuligheter oppstår.

Muligheten for gevinst veid opp mot risikoen for tap er den grunnleggende drivkraften for etablering av industriell virksomhet. Derfor må virkemidlene adressere både inntektspotensialet og risikoprofilen innen hydrogenområdet.

Inntektspotensialet kan styrkes ved bruk av følgende virkemidler:

Internalisering av miljøkostnader betyr at det etableres mekanismer som sørger for at hydrogens samfunnsmessige miljøverdi reflekteres i en økt verdi i markedet. I konsekvensutredninger i Norge legger man eksempelvis til grunn i en kostnadsnorm for de fleste utslipp og via dette kalkuleres spesifikk miljøkostnad for anlegg og prosesser som har utslipp. Fritak fra dagens miljøavgifter er likevel ikke tilstrekkelig til å gjøre hydrogen konkurransedyktig med eksisterende teknologi.

Bedringer i rammevilkår kan enten utformes som en indirekte støtte gjennom skattesystemet,

gjennom direkte støtte over statsbudsjettet eller over spesielle fond. Det kan videre etableres markedsbaserte stimulerte etterspørselsmekanismer i form av sertifikatorordninger, eller som direkte krav, eksempelvis formulert som pålegg om at en gitt andel av energiproduksjonen i Norge skal bestå av hydrogenenergi innen en viss tid. Pliktige sertifikater diskuteres innført i Norge, men disse vil ikke ha noen effekt på hydrogenteknologi på kort sikt. Her vil de mest kortsiktig kostnadseffektive teknologier bli foretrukket. Direkte støttetiltak fra det offentlige må ha et langsiktig perspektiv for å fungere, og det er således sannsynlig at fondsbaserte modeller vil fungere bedre enn årlige bevilgninger over statsbudsjettet.

Forutsigbar produksjonsstøtte eller garanterte innmatingstariffer er virkemidler som i andre land har vist seg å fungere godt som verktøy for introduksjon av nye energiteknologier. Vindkraft i Europa er f.eks. i stor grad bygget på denne type støtte. Utfordringene med slik støtte er imidlertid at den ofte er politisk styrt og dermed kan innebære stor politisk risiko, spesielt ved ordninger nedfelt i årlige budsjetter. Det kan være vanskelig å finne ordninger som over tid er akseptable i henhold til europeisk konkurranselovgivning.

Norge har i dag et godt utbygget distribusjonssystem for energi, gjennom det elektriske kraftforsyningsnettet og gjennom et omfattende nettverk av bensinstasjoner. Det eksisterer derfor ikke et brukerstyrt behov for å etablere alternativer. Underskuddet på elektrisk kraft som landet for tiden har, kan dekkes opp med økt import som har lavere utbyggingskostnader enn etablering av et distribusjonssystem for hydrogen. I tillegg må det konstateres at hydrogen som energibærer vil ha en vesentlig høyere kostnad enn det man i Norge er vant til for elektrisk kraft.

Risikoprofilen kan gjøres mer akseptabel ved bruk av fokuserte virkemidler for å håndtere forskjellige typer risiko:

Sikkerhetsrisiko: Selv om hydrogen er i utstrakt bruk industrielt allerede, vil det stilles vesentlig skjerpede krav til sikkerhet i forbrukermarkedet. Standarder for utstrakt bruk, lagring og transport blant «legfolk» finnes knapt, og må utvikles og implementeres. Her kan myndighetene initiere standardiseringsarbeid, opplæringsarbeid og sikkerhetsstudier. Det foregår et større internasjonalt arbeide på dette område og det forutsettes at Norge fortsetter sitt internasjonale engasjement og deltar aktivt i utarbeidelse av standarder og sikkerhetsstudier.

Kostnadsrisiko: Så lenge markedet er lite, vil prisen være høy. Storskalafordelene som først kom-

mer etter at markedet er godt i gang i sin utvikling, vil utebli så lenge markedet er lite. Her kan myndighetene formulere markeds mål og bidra til at disse realiseres gjennom offentlige innkjøp og dermed bidra til å få fart på markedet..

Konkurranserisiko: Vil alternativer til hydrogen få en utvikling som på sikt vil redusere hydrogens konkurransekraft? Hydrogenteknologi vil måtte konkurrere med andre teknologier, som for eksempel renere diesel og bensinmotorer, som blir stadig mer effektive og med vesentlig reduserte utslipp. El-biler vil også kunne utvikles til å bli et konkurransedyktig alternativ, avhengig av utviklingen innen batteriteknologi. Kraftproduksjon med CO₂ håndtering vil ha relativt høy virkningsgrad med meget lave utslipp, gassifisering og pyrolyse av biomasse til kraft og diesel vil også gi konkurranse til brenselceller. Her kan myndighetene bidra til langsiktig målrettet forskning og utvikling.

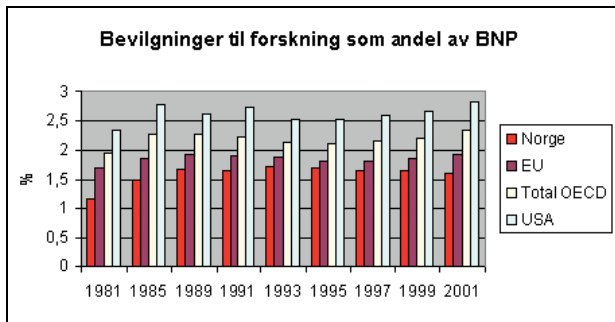
Etterspørselsrisiko: Dersom ikke infrastruktur for hydrogen bygges ut, vil etterspørselen bli heller beskjeden. Her kan myndighetene kreve at energileverandører, nettoperatører eller energidistributører gjør hydrogen tilgjengelig i et visst omfang innen en viss tid, etter samme prinsipper som innføringen av kvoteplikt for pliktige sertifikater.

Politisk risiko: Vil stabile og forutsigbare rammebetingelser kunne etableres over en tilstrekkelig tidshorisont? I så fall må myndighetene formulere langsiktige mål og visjoner for sin hydrogen-satsing på en måte som er uavhengig av internasjonal politisk usikkerhet.

Teknisk risiko: Flere av energikjedene som er beskrevet i tidligere kapitler forutsetter en teknologisk utvikling (brenselceller, hydrogenlagring m.m.) der resultatet er usikkert. Levetid og ytelse på komponenter og systemer må forbedres betydelig for å kunne penetrere sine respektive markeder. Løsninger som i dag kun eksisterer i kontrollerte laboratorieomgivelser må gis en form og tilgjengelighet som tilfredsstiller de krav som stilles i forbrukermarkedet. For å hjelpe til med utviklingen kan myndighetene bidra med offentlige utviklingskontrakter og finansiering av demonstrasjonsprosjekter.

12.4 Finansiering

Det er påkrevd med et taktskifte i finansieringen av energirelatert forskning i Norge for å oppnå kritisk masse, og videreføre de fortrinn Norge har som energinasjon. Det må til og for å heve industri og



Figur 12.2 Bevilgninger til FoU for Norge, OECD, EU og USA

institusjoner opp til nivå det er naturlig å sammenligne Norge med.

Figur 12.2 er en sammenstilling av OECD-data og gir en indikasjon om nivået på norsk forskning som andel av brutto nasjonalprodukt i forhold til andre land det er naturlig å sammenligne oss med.

Det er verd å legge merke til at i siste tiårsperiode har den andelen av Norges BNP som går til FoU ikke holdt tritt med utviklingen verken i EU, i OECD eller i USA. I en nordisk sammenheng er dette bildet også tydelig. I samme periode har imidlertid Norge bygget opp en betydelig nasjonalformue basert på våre fossile ressurser. Mange vil i denne situasjonen mene at Norge, på grunn av sin spesielle finansielle situasjon har et spesielt ansvar for investering i en bærekraftig fremtid, gjennom større satsing på bærekraftig forskning generelt, og på bærekraftig energiforsyning spesielt.

For konkrete forslag til finansiering av forskning, utvikling og demonstrasjonsaktiviteter refereres det til hovedrapporten – hydrogenutvalgets rapport «Hydrogen som framtidig Energibærer» NOU 2004: 11.

Vedlegg 1

Forkortelser og definisjoner

Nedenfor der det satt opp en oversikt over de forkortelser som er benyttet i rapporten. Dersom en forkortelse benyttes kun ett sted og er direkte relatert til teksten, er forkortelsen ikke listet opp her.

Grunnstoffer det er henvist til er satt opp, men stort sett ikke kombinasjoner av disse.

Det tilhørende engelske navnet er satt opp der dette har direkte tilknytning til bokstavene i forkortelsen.

Forkortelse Norsk Engelsk (om dette er naturlig)

AFC	<i>Alkaliske brenselceller</i> Alkaline fuel cell
ATR	<i>Autotermisk reformering</i>
BC	<i>Brenselcelle (se også FC)</i>
CCGT	<i>Kombinert prosess med gassturbin (gass-turbinens eksosvarme utnyttes med en dampturbin, dermed blir total el-virkningsgrad høyere)</i> Combined Cycle with Gas Turbine
CNG	<i>Komprimert naturgass</i> Compressed Natural Gas
CO	<i>Karbonmonoksid</i> Carbon monoxide
CO₂	<i>Karbondioksid</i> Carbon dioxide
CH₂	<i>Komprimert hydrogengass</i> Compressed Hydrogen Gas
CHP	<i>Kraftvarmeprosess (produksjon av kraft og varme)</i> Combined Heat and Power
Cr	<i>Krom (grunnstoff)</i>
DOE	<i>Energidepartementet</i> Department of Energy (ofte relatert til USA)
EIHP	<i>European Integrated Hydrogen Project</i>
EU	<i>Den Europeiske Union</i>
EURO	<i>Myntenhet; 1 EURO = 8,3 NOK pr. 22.04.2004</i>
FC	<i>Brenselcelle</i> Fuel Cell
Fe	<i>Jern (grunnstoff)</i>
FoU	<i>Forskning og utvikling</i>
GJ	<i>Gigajoule (1 GJ tilsvarer 278 kWh)</i>
GK	<i>Gasskraftverk</i> Gas fired power station
GTL	<i>Fra gass til flytende væske</i> Gas to liquid
GWh	<i>Gigawattimer</i>
H₂	<i>Hydrogen</i> Hydrogen
H₂O	<i>hydrogenoksid (vann)</i>
HHV	<i>Øvre brennverdi (vann som produkt)</i> Higher Heating Value

HTFC	<i>Høytemperatur brenselcelle</i> High temperature fuel cell
I	<i>jod (grunnstoff)</i>
ICE	<i>Forbrenningsmotor</i> Internal Combustion Engine
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>FNs klimapanel</i>
ITM	<i>ionetransport metan</i>
KOH	<i>kaliumhydrokisdøsning</i>
kWh	<i>kilowattime</i>
LEL	<i>Nedre eksplosjonsgrense</i> Lower Explosion Limit
LH₂	<i>Flytende hydrogen</i> Liquefied hydrogen
LCV	<i>Lav brennverdi (gass)</i> Low Calorific Value (gas)
LNG	<i>Flytende naturgass</i> Liquefied Natural Gas
LHV	<i>Nedre brennverdi (vanndamp som produkt)</i> Lower Heating Value
LTS	<i>Lavtemperatur skiftreaktor</i> low temp. shiftreactor
MCFC	<i>Smeltekarbonatbrenselceller</i> Molten carbonate fuel cell
MH	<i>Metallhydrid</i> Metal Hydride
Mn	<i>Mangan (grunnstoff)</i>
MW	<i>megawatt</i>
N	<i>Nitrogen (grunnstoff)</i>
NG	<i>Naturgass</i> Natural Gas
Nm³	<i>Normalkubikkmeter</i> se definisjon
NMHC	<i>Hydrokarboner eksklusive metan</i> Non-Methane Hydro Carbons
NMOG	<i>Organiske gasser eksklusive metan</i> Non-Methane Organic Gases
NOK	<i>Norske kroner</i>
NO_x	<i>Nitrogenoksider</i> Nitrogen Oxides
NOU	<i>Norges offentlige utredninger</i>
OED	<i>Olje- og energidepartementet</i> Ministry of Petroleum and Energy
PAFC	<i>Fosforsyrebrenselceller</i> Phosphoric acid fuel cell
PE	<i>polyteylen</i>
PEMFC	<i>Polymer-elektrolytt-brenselceller</i> Proton exchange membrane fuel cell
POX	<i>Delvis oksidasjon</i> Partial Oxidation
PV	<i>Solceller</i> Photovoltaic
S	<i>svovel (grunnstoff)</i>
SEK	<i>Svenske kronor</i>

Sm³	<i>Standardkubikkmeter</i> ; se definisjon
SMR	<i>Dampreforming av naturgass</i> Steam Methane Reforming
SOFC	<i>Fastoksidbrenselceller</i> Solid Oxide Fuel Cell
STP	<i>Normal temperatur og trykk (0 °C, 1 atm)</i> Standard Temperature and Pressure
TWh	Terrawattimer
USD	USA dollar (1 USD = 7,00 NOK pr. april 2004)

Definisjoner

Oversikten over definisjoner er knyttet til uttrykk som er benyttet flere steder i teksten.

Energikjede (Verdikjede). En energikjede består av ulike ledd i en kjede som trengs for å overføre energi fra en valgt energikilde til sluttbruk av energi.

Ledd i kjede. I denne rapporten benyttes også komponent eller prosess om leddene i energikjedene. Eksempler: konvertering fra en energibærer til en annen (naturgass til hydrogen), transport av f.eks. komprimert hydrogen, forbrenningsmotor.

Energikilde. Eksempler på primære energikilder er sol, vann i regulerte vassdrag, vind og uran. Energikilder klassifiseres ofte som fornybar (vann, vind, bio) eller ikke fornybar (fossile brenslere).

Energibærer. En energibærer brukes for å transportere og/eller distribuere energi til der det er behov for energi. Noen eksempler: elektrisitet, salgsgass, bensin/diesel og hydrogen. Ved et eksempel som viser at en energikilde også kan være en energibærer.

Energieffektivitet (kjedevirkningsgrad). Et mål for hvor mye av den totalt tilførte energien som utnyttes til nyttig energi i hele den vurderte kjeden (elektrisitet pluss nyttiggjort varme). Varierende last hos sluttbruker (driftssyklus) må tas hensyn til ettersom de fleste energikonverterende prosesser har ulike virkningsgrad ved varierende belastning.

Virkningsgrad (totalvirkningsgrad). I denne studien bruker vi virkningsgrad om forholdet mellom nyttig energi og tilført energi for hvert enkelt ledd i kjeden. Totalvirkningsgrad er brukt noen steder for å presisere at det er summen av elektrisitet og nyttiggjort varme som omtales.

Kraftvarmeverk. Kraftverk som produserer både kraft (elektrisitet) og varme. Eksempler: gass-turbin, damp-turbin, gassmotor, – og brensel-celle.

Kombikraftverk. Kraftverk med flere prosesser for å øke totalvirkningsgrad, f.eks. gassturbin og damp-turbin.

Energiforbruk. Forbruk av eksergi (eksergi er nyttbar del av energien, dvs. den delen som kan omformes til andre energiformer) Elektrisitet, mekanisk og kjemisk bundet energi er ren eksergi, mens varmeenergi inneholder en andel eksergi som avhenger av temperaturen og kan derfor bare delvis omformes.¹

Normalkubikkmeter (Nm³) En gassmengde som beskriver en kubikkmeter ved normaltilstanden, dvs. T = 0 °C, p = 1,01325 bar

Standardkubikkmeter (Sm³) En gassmengde som beskriver en kubikkmeter ved T = 15 °C, p = 1,01325 bar

1. Ordbok for energi; RIT 60; Rådet for teknisk terminologi, 1997

Vedlegg 2

Dataark

Tabell 2.1	Vindkraft	107	Tabell 2.23	MCFC – Høytemperatur karbonatsmelte brenselcelle	128
Tabell 2.2	Solcellepaneler	107	Tabell 2.24	Polymerbrenselcelle (PEMFC), Stasjonær, Naturgass, 1–50 kWel	129
Tabell 2.3	Småskala vannkraft	108	Tabell 2.25	Polymerbrenselcelle (PEMFC), Stasjonær, Naturgass, 50–500 kWel	130
Tabell 2.4	Dampgassifisering av biomasse til hydrogenrik biosyngass	109	Tabell 2.26	PAFC Fosforsyrebrenselcelle	131
Tabell 2.5	Komprimering av hydrogengass	110	Tabell 2.27	AFC – Alkalisk brenselcelle	133
Tabell 2.6	Lagring av hydrogen i metall- hydrider	111	Tabell 2.28	Høytemperatur keramisk brenselcelle (SOFC)	134
Tabell 2.7	Tanker for komprimert hydrogen	112	Tabell 2.29	Høytemperatur keramisk brenselcelle kombinert med mikrogassturbin (SOFC og GT)	135
Tabell 2.8	Flytendegjøring av hydrogengass	113	Tabell 2.30	Fra biomasse til SOFC (gjennom gassifisering)	136
Tabell 2.9	Tanker for lagring av flytende hydrogen	114	Tabell 2.31	Småskala reformering av naturgass til hydrogen (uten CO ₂ -håndtering)	137
Tabell 2.10	Lastebiltransport av hydrogen	115	Tabell 2.32	Gasskraftverk med CO ₂ -håndtering	138
Tabell 2.11	Transport av hydrogen i rørledninger	116	Tabell 2.33	Standard gasskraftverk uten CO ₂ -håndtering	139
Tabell 2.12	Transport av hydrogenanrikt naturgass (HCNG) i rørledninger	117	Tabell 2.34	Transport/distribusjon av elektrisitet	140
Tabell 2.13	Transport av hydrogen på skip	117	Tabell 2.35	Sentral reformering av naturgass til hydrogen uten CO ₂ -håndtering	141
Tabell 2.14	Biomasse – CHP (storskala > 500 kWel)	118	Tabell 2.36	Sentral reformering av naturgass til hydrogen med CO ₂ -håndtering	142
Tabell 2.15	Diesel Engine Generator Set (DEGS) – CHP	119			
Tabell 2.16	LNG/CNG (ICE) – CHP	120			
Tabell 2.17	LPG (ICG) CHP	121			
Tabell 2.18	Elektrolyse – Konvensjonell, alkalisk elektrolyser	122			
Tabell 2.19	Elektrolyse basert på PEM teknologi	123			
Tabell 2.20	Hydrogenbrenner	124			
Tabell 2.21	Gassturbin for hydrogen	125			
Tabell 2.22	Mikroturbin for hydrogen og mikroturbin for naturgass	127			

Tabell 2.1 Vindkraft

Innsatsfaktor	Vind som fornybar ressurs
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	0 GHG, 0 andre
Virkningsgrad	Teoretisk max-59 %, Dagens turbiner ca 48 %
Skalerbarhet	Ja, Fra 1 kW til max i dag ca 5 MW For autonome anlegg «off grid», vil turbiner i størrelsesorden mindre enn 200 kW fortsatt ha et marked.
State-of-the-art	Turbiner på opptil 3 MW leveres nå på kommersiell basis av flere store produsenter. Mindre turbiner beregnet for autonome anlegg leveres av produsenter som kun har spesialisert seg på dette markedet.
Tilgjengelighet	1 Hyllevare max 3MW 2 Pre-kommersielle serier max 4,5 MW 3 Prototyper større offshoreturbiner Tilgjengelig for alle typer miljø: arktiske/ tropiske forhold. Stiller krav til nettet ved tilknytning. Autonome anlegg fungerer godt i samspill med ulike former for reserve.
Utviklingspotensial	Økt virkningsgrad er ikke noe mål i seg selv, da vinden er «gratis». Større turbiner gir som regel lavere energipriser. Spesiell teknologi for offshore parker er nå under utvikling og det er her vi kan forvente et eventuelt teknologiskift. Energiprisen forventes å synke med et snitt på 2 % pr år de neste 20 år.
Økonomi	Investering i området 8000 NOK/kW (2003) Dette kan betraktes som et normtall for både små og store turbiner. Offshoreinstallasjoner har i dag et noe høyere kostnadsnivå.
Årlig driftskostnad	1,5 % av investeringskostnad
Bruktid	3000 h/yr (basert på ressurstilgang)
Levetid	20 år
Energikostnad	0,31 NOK/kWh (rente: 8 % p.a.)
Potensial for næringsutvikling	10 % av dagens verdensmarked utgjør (2002) ca. 3,5 milliarder NOK. Norske bedrifter leverer i dag navhus og blader til turbinprodusenter. I tillegg har Scan-Wind levert sin første turbin (3MW).
Antagelser og anmerkninger	Potensialet er trolig størst «offshore», både for energiproduksjon og komponenter til nye og rimeligere turbinkonsepter. Dette vil samlet gi lavere kraftpriser.
Referanser	«Wind Force 12», published by European Energy Association and Greenpeace, May 2002, «World Energy Outlook 2002», published by International energy Agency, 2002, "World Market Update 2001", published by BTM Consult ApS, March 2002.

Tabell 2.2 Solcellepaneler

Innsatsfaktor	Sollys som fornybar ressurs
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	0 GHG, 0 other
Virkningsgrad	13–15 % – Multikrystallinske silisium-baserte solceller 15–20 % – Enkrystallinske silisium-baserte solceller.
Skalerbarhet	Antas å være 100 % skalerbar
State-of-the-art	I laboratoriene dag greier man i dag å lage multikrystallinske silisium baserte solceller med 17 % virkningsgrad, og 24 % for enkrystallinske silisium baserte solceller. For å oppnå slike høye virkningsgrader er man imidlertid nødt til å bruke meget dyre prosesseringsmetoder, som ikke vil lønne seg på kommersiell basis.
Tilgjengelighet	Hyllevare

Tabell 2.2 Solcellepaneler

Utviklingspotensial	I 2002 ble det produsert solceller med en kapasitet på 540 MWp. Dette svarte til en vekst på 35 % fra 2001. Over de 10 siste årene har PV-markedet vokst med mellom 25–35 % hvert år. Solceller basert på krystallinsk silisium har i dag en markedsandel på over 90 %. Denne andelen vil øke i årene fremover. Det er forventet at virkningsgraden på kommersielt tilgjengelige solceller vil øke med ca 30 prosent av løpet av en 10 års periode, samtidig som kostnadene vil bli redusert med en faktor 3 pr watt produsert. Teoretisk sett er det ikke mulig å lage silisiumbaserte solceller med mer en ca 28–29 % virkningsgrad. I dag lages det også solceller basert på tynnfilm teknologi. Dette er solceller basert på CuInGaSe, CdTe, GaAs, Si og amorft Si, samt fotoelektrokjemiske solceller og andre mer sofistikerte tandem og trippel junction solceller. Basert på råvaresituasjon, pris, miljøhensyn og holdbarhet er det forventet at bare tynnfilm silisiumbasert solceller har et potensial for store markedsandeler innenfor en tidsramme på 20–30 år. På en annen side vil de andre tynnfilmteknologiene vil være konkurranse-dyktig innenfor enkelte nisjemarkeder.
Økonomi	
Investeringskostnad	40000 NOK/kWp* = 4900 Euro/kWp
Levetid	> 30 år
Årlig driftskostnad	Ubetydelig
Energikostnad	1,60 NOK/kWh = 0,20 Euro/kWh (Beregnet for Oslo-området)
Potensial for næringsutvikling	Det er et stort potensial for næringsutvikling innenfor dette markedet her i Norge. Elkem Solar, REC AS, SiNor AS, Scanwafer ASA og ScanCell AS er allerede etablerte bedrifter i Norge. Bedriftene Solar Grade Silicon Inc., Scanmodule AB, Power4Africa er bedrifter i utlandet der norske eiere er i majoritet. **
Antagelser og anmerkninger	* kWh-prisen er avhengig av hvor i verden panelene blir installert. I Oslo er solinnstrålingen 830 kWh/m²/år, mens for eksempel i Perth i Australia ligger solinnstrålingen på 1920 kWh/m²/år. Ved å ta utgangspunkt i 15 % virkningsgrad og 30 års levetid vil dette gi en kWh pris i Oslo på 1,6 NOK mens i Perth vil den tilsvarende bli 0,68 NOK. Det er forventet en kostnadsreduksjon på en faktor 3 de neste 10 år. Dette vil dette gi en kWh pris til 0,53 NOK i Oslo og 0,23 NOK i Australia. Det er ikke lagt inn renteberegninger i disse tallene da rentenivået varierer i forskjellige land. I dag er Japan det største markedet med et rentenivå under 1 %. Ved å ta utgangspunkt i 5,5 % rente over 30 år vil en få ca en fordobling av kWh prisen. Der er minimale vedlikeholdskostnader og opptil 30 års garanti på panelene. ** De norske bedriftene vil omsette for over 1 milliard neste år og slik det ser ut vil veksten i hvert fall øke i takt med resten av verden i årene fremover. Stort sett all produksjon i Norge vil gå til eksport.
Referanser	[1] PHOTON International, 3, 2003 [2] www.hydrogems.no

Tabell 2.3 Småskala vannkraft

Innsatsfaktor	Vannfall
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	0 GHG, 0 other
Virkningsgrad	< 1 MW – 80 %, 1–10 MW – 85 %
Skalerbarhet	Definert opp til 10 MW
Tilgjengelighet	Kommersielt
Utviklingspotensial	Begrenset
Økonomi	
Investeringskostnad	6000–10000 NOK/kW
Levetid	60 år

Tabell 2.3 Småskala vannkraft

Årlig driftskostnad	10–30 % av omsetning
Energikostnad	Meget avhengig av variabel utbyggingskostnad
Potensial for næringsutvikling	Næringsinntekter for falleiere og lokale entreprenører. Lite teknologiutvikling og varige arbeidsplasser.
Antagelser og anmerkninger	Potensialet for småkraft i Norge er 15 TWh/år.
Referanser	[1] Småkraft AS, Private communication (2003)

Tabell 2.4 Dampgassifisering av biomasse til hydrogenrik biosyngass

Innsatsfaktor	Biomasse
Ønsket produkt	H ₂ -rik biosyngass (H ₂ , CO, CO ₂ , CH ₄) til kraftproduksjon
Utslipp	CO: 100–150mg/Nm ³ @ 5 % O ₂ *, NO _x : 300–350mg/Nm ³ @ 5 % O ₂ *, [2], gjelder tørrgass
Virkningsgrad	25 % elektrisk*, 56,3 % termisk*, 81,3 % totalt, [2]. Elektrisitet produseres i en gassmotor med strømgenerator.
Investering (Euro/kWth, LHV)	1250 Euro/kWh innført [2]
Drifts- og vedlikeholdskostnader (% av investering)	10–15 % årlig [2]
Skala	8–20 MW [2]
Levetid (år)	Usikker pga. få installasjoner
Årlig driftstid (%)	80 % økende til 90 % etter 5 års drift [2]
Teknologimodenhet	Påvist teknologi på demo-skala
Teknologilæring, anslåttpotensial for reduksjon i investeringskostnad	Relativt stor teknologilæring. Ca. 25 % reduksjon av investeringskostnader pga. erfaring og læring fra demo-anlegg [2]
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Ukjent 2. Stort potensial med tanke på kraftproduksjon og hvis H ₂ benyttes som drivstoff 3. Norsk Hydro, SINTEF/NTNU
Andre antagelse og anmerkninger	Hvis elektrisitet produseres i en SOFC kan en elektrisk virkningsgrad på ca. 50 % forventes.
Kommentarer angående teknologistatus	<i>Fødemateriale:</i> Lavkostnad pelletering av lette urteaktige fødemateriale vil utvide utvalget av fornybare fødemateriale som er tilgjengelige for gassifisering av biomasse. <i>Gassifisering:</i> Nåværende gassifiseringssystemer er generelt utviklet for produksjon av brenselgass for kraft-og varmeproduksjon. FoU er nødvendig for å forbedre produktgasselektivitet (dvs. H ₂ , CO ₂ og H ₂ O). <i>Gassrensing:</i> Videre FoU er nødvendig for fjerning av partikler, alkaliforbindelser, tjære, klorider og ammoniakk. Høytemperatur gassprosessering, inkludert reformering og vann/gass-skift for å konvertere CO til H ₂ bør utforskes videre, spesielt for produktgasser med alle kontaminanter som produseres under gassifisering av biomassen. Gassrensing FoU bør også utforske CO ₂ -fjerning teknikker ved høy temperatur. <i>Systemintegrering:</i> Dampgassifisering av biomasse integrert med en høytemperatur brenselcelle (SOFC) er den mest lovende prosess til nå.

Tabell 2.4 Dampgassifisering av biomasse til hydrogenrik biosyngass

Referanser	[1] Suresh P. Babu. <i>Biomass Gasification for Hydrogen Production- Process Description and Research Needs</i>. Revised Draft report (2002), IEA, Annex 16 Program, Subtask C (H₂ from Biomass). [2] Hofbauer H., Rauch R., Bosh K., Koch R., Aichernig C. <i>Biomass CHP Plant, Güssing- A Success Story</i>. Expert Meeting on Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste; October 2002, Strasbourg, France. * Beregnet for en dampgassifiseringsprosess av biomasse tilkople en CHP-system med gassmotor og strømgenerator [2].
-------------------	--

Tabell 2.5 Komprimering av hydrogen gass

Innsatsfaktor	Hydrogen ved lavt trykk, elektrisitet	
Ønsket produkt	Hydrogen ved høyt trykk	
Utslipp	Ingen, forutsatt elektrisk kompressor og norsk el-mix	
Elforbruk	<i>Gasskompresjon</i>: 6 til 450 bar: 4,1 kWh el/kg H₂ [1] 100 til 450 bar: 1,4 kWh el/kg H₂ * * Estimert basert på tallet over (4,1) og at kompresjonsarbeidet er proporsjonalt med den naturlige logaritmen til trykkforholdet. <i>Væskekompresjon (trykkøkning ved pumpe)</i>: Aktuelt for flytende hydrogen (LH₂). 1 (?) til 450 bar: 0,3 kWh el/ kg H₂ [1]	
Skalerbarhet	Kan antas å være fullstendig skalerbar	
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi for lave trykk. Noe lavere tilgjengelighet for høye trykk	
Utviklingspotensial	Begrenset	
Potensial for næringsutvikling	Ukjent	
Økonomi	Membran (4–40 Nm ³ /h)	Mekanisk (> 1100 Nm ³ /h) **
Investeringskostnad	1100 Euro/Nm ³ /h + 30000 Euro	3400 Euro/Nm ³ /h
Årlig driftskostnad	2,5 % av investeringskostnad	2,5 % av investeringskostnad
Levetid	10 år	10 år
Energikostnad	Avhengig av bruk	Avhengig av bruk
Antagelser og anmerkninger	* I tilfeller der hydrogen gassen skal brukes i lavtemperatur brenselceller (PEMFC, AFC, PAFC), så vil membrankompressorer benyttes. Dette fordi man da unngår forurensing av gassen (oljerester, o.l.) som igjen vil kunne redusere virkningsgrad og levetid. Membrankompressorer muliggjør også høyere trykk enn de tradisjonelle mekaniske stempelkompressorene. Membrankompressorer ligger langt høyere i pris enn de mekaniske. Investeringskostnadene for oljefrie mekaniske kompressorer ligger på omkring ¼ av membran-type kompressorer [4]. Det er usikkert om det kreves rensing av gassen forut for bruk i brenselcelle ved bruk av oljefrie mekaniske kompressorer. ** Antar 2,2 kWh/kg H₂ og en kompresjon fra 1 bar til 200 bar	
Referanser	[1] Hydro Energy, 2002, «Well to wheel efficiency for NG to hydrogen fuel paths», Report [2] M. Wang and D He. Full fuel-cycle greenhouse gas emission impacts of transportation fuels produced from natural gas. Technical report, SAE technical paper 2000-01-1505, SAE International, (2000). [3] U. Bünger and W. Zittel. Hydrogen storage in carbon nanostructures – still a long road from science to commerce? Appl. Phys. A. 72 147 – 151 (2001) [4] Rix Industries (USA), Private communication (2003) [5] W. A. Amos, «Costs of storing and transporting hydrogen», NREL report (1998)	

Tabell 2.6 Lagring av hydrogen i metallhydrider

Innsatsfaktor	Hydrogen ved lavt trykk		
Ønsket produkt	Hydrogen lagret i metallhydrid – i noen tilfeller med mulighet for å utføre kompresjonsarbeid		
Utslipp	GHG = 0, Andre = 0		
Virkningsgrad	Estimert til 95 %		
Skalerbarhet	Antas å være 100 % skalerbar		
Tilgjengelighet av teknologi	Prekommersielle serier & Prototyper		
Utviklingspotensial	Nåværende metallhydrider basert på AB ₂ gir 2.5–3.0 reversibel vekt % hydrogen ved lav temperatur, mens komplekse hydrider da spesielt alanater (f.eks. NaAlH ₄ , LiAlH ₄) har størst utviklingspotensial for høyere vektprosent. Forbedringer i både hydrogen desorpsjonskinetikk og lavere desorpsjonstemperaturer er blitt oppnådd nylig.		
Energitetthet	Interstitielle (kommersielle)	Interstitielle (F&U)	Komplekse (F&U)
Vekt % (reversibelt)	1–3	< 7	3–5
Trykk (bar)	1–10	1–5	1–5
Temp. (°C) (desorpsjon)	20–100	> 200	150–250
Typiske materialer	AB ₅ , AB, AB ₂	MgH ₂	Alanater, Mg ₂ NiH ₄
H desorpsjonskinetikk	moderat – meget bra	dårlig-moderat (N/A)	dårlig-moderat (N/A)
Økonomi	Omhandler kun reversible lavtemperatur metallhydrider som i dag er tilgjengelige i pre-kommersielle serier. Andre hydrider som for eksempel alanater er vanskelige å kostbestemme.		
Investeringskostnad	< 10 Nm ³ : 1–25 \$/NI* > 10 Nm ³ : 1 \$/NI (optimalisert), 0,30 \$/NI (ikke optimalisert) * Normal liter → volum ved 1 atm og 0°C		
Årlig driftskostnad	~0 % (avhengig av behovet regenerering og tilgjengelighet & behov for oppvarming/kjøling)		
Energikostnad	Helt avhengig av bruk		
Levetid	20 år. Regenerering kreves hver 2–2500 sykler ved kvalitet på 99.99 % på hydrogen-gass. Tilstrekkelig for applikasjoner som nødstrøm, mikrobruk, etc. Ikke nok for de fleste mobile eller stasjonære applikasjoner.		
Antagelser og anmerkninger	Metallhydrider er normalt en meget sikker lagringsmåte for hydrogen. Avhengig av sammensetning kan ulike typer metallhydrider ha svært forskjellige egenskaper mht. brukstemperatur, lagringskapasitet etc. Oppgitt vekt % er for hydrogen i selve materialet. For lagringsenheter kan ikke metallet pakkes tettere enn 0.4–0.6 vekt %. Pga. materialets vekt vil beholderens vekt utgjøre en forholdsvis liten andel av hele systemet. Varme skapes under absorpsjon. Denne kan være utnyttbar. State-of-the-art er AB ₅ metallhydrider som har gode kinetiske egenskaper, men en heller lav reversibel vekt % hydrogen (LaNi _{5-x} Sn _x H ₆ ; 1.24 vekt%).		
Referanser	[1] L. Schlapbach og A. Züttel. Nature (2001) 414. [2] B. Bogdanovic og G. Sandrock, MRS Bull. 27 (2002) 712. [3] R.C. Bowman Jr og B. Fultz, MRS Bull. 27 (2002) 688. [4] V. Yartys, R. Glöckner, M. Lototsky, Y. Tranøy, «Hydrogen Storage Methods – A comparative cost study», to be published. IFE, Kjeller, 2004		

Tabell 2.7 Tanker for komprimert hydrogen

Innsatsfaktor	Hydrogen ved høyt trykk			
Ønsket produkt	Hydrogen lagret ved høyt trykk			
Utslipp	Ingen			
Skalerbarhet	Kan antas å være fullstendig skalerbar			
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi for lave trykk (<350 bar). Noe lavere tilgjengelighet for høye trykk (>350 bar)			
Utviklingspotensial	Moderat. Lettvektstanker for mobile applikasjoner utvikles og testes for opptil 700 bars trykk. Foreløpig på prototype-stadium.			
Virkningsgrad	100 % (overføringstap antas å være neglisjerbare)			
Tetthet (I4–8I)	Hydrogenlagringstetthet avhengig av trykk og temperatur. $PV=nRT$ og vekt av tank.			
Tankmaterial	Kommersielt tilgjengelig	Kommersielt tilgjengelig	Kommersielt tilgjengelig	Prototyper
	8–30 bar	200–440 bar	200–350 bar	350–690
	Stål (type 1)	Stål (type 1)	Kompositt (type 2,3)	Kompositt (type 2–4)
Massetetthet (wt %)	< 1	0.5–3	5–8	10.5–13.8
Volumtetthet (kg/m³)	< 5	16–40	14–18	22–40
Økonomi				
Investeringskostnad	38 Euro/Nm ³ = 420 Euro/kg = 13 Euro/kWh (LHV)	45 Euro/Nm ³ 500 Euro/kg 15 Euro/kWh (LHV)	800–1600 Euro/kg	2400–4800 Euro/kg
Årlig driftskostnad	0.5 % av investeringskostnad	0.5 % av investeringskostnad	0.5 % av investeringskostnad	N.A.
Levetid	20 år	20 år	20 år	20 år
Energikostnad	Avhengig av total mengde H ₂ gjennom systemet	Avhengig av total mengde H ₂ gjennom systemet	Avhengig av total mengde H ₂ gjennom systemet	N.A.
Antagelser og anmerkninger	Inndeling av ulike typer sylindere for lagring av komprimert hydrogen: Type 1 – all metal cylinder Type 2 – metal liner hoop wrapped with resin impregnated continuous filament Type 3 – metal liner fully wrapped with resin impregnated continuous filament Type 4 – nonmetal liner wrapped with resin impregnated continuous filament (www.dynetek.com) Etter samtale med Holger Andreasen GmbH som har produsert og levert lagringstankene for den første fyllestasjonen på Island (440 bar – ståltanker), så er potensialet for reduksjon i pris, forutsatt et stort marked, på omkring 30–40 % for slike systemer [9]. EU typegodkjente 700 bars kompositttanker for bruk i mobil sektor i 2003 (ISO TC 197).			

Tabell 2.7 Tanker for komprimert hydrogen

Referanser	[1] Hydro Energy, 2002, «Well to wheel efficiency for NG to hydrogen fuel paths», Report [2] M. Wang and D He. Full fuel-cycle greenhouse gas emission impacts of transportation fuels produced from natural gas. Technical report, SAE technical paper 2000-01-1505, SAE International, (2000). [3] U. Bünger and W. Zittel. Hydrogen storage in carbon nanostructures – still a long road from science to commerce? Appl. Phys. A. 72 147 – 151 (2001) [4] <i>A Multiyear Plan for the Hydrogen R&D Program. Rationale, Structure and Technology Roadmaps.</i>– Office of Power Delivery; Office of Power Technologies; Energy Efficiency and Renewable Energy.– US Department of Energy, August 1999.– 54 pp. [4] V. Yartys, R. Glöckner, M. Lototsky, Y. Tranøy, «Hydrogen Storage Methods – A comparative cost study», to be published [5] <i>Composite Cylinders Latest Developments.</i>- Dynetek Advanced Lightweight Fuel Storage Systems TM; Asia- Pacific Natural Gas Vehicles Summit, Brisbane, Australia; April 10, 2001; Rene Rutz, VP Marketing & Business Development [6] <i>Quantum Technologies, Inc.</i>– http://www.qttw.com [7] Hydrogen composite tank program, <i>Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review</i> NREL/CP-610-32405. [8] R.S.Irani. Hydrogen storage: High-pressure gas containment.– <i>Materials Research Bulletin</i>, Vol.27, No.9, pp.680-682, 2002. [9] Holger Andreasen GmbH, Private communication 2003
-------------------	---

Tabell 2.8 Flytendegjøring av hydrogengass

Innsatsfaktor	Hydrogen i gassfase, elektrisk kraft
Ønsket produkt	Flytende hydrogen
Utslipp	Ingen
Elforbruk	9,5–14 kWh el/kg H ₂ . Et snitt på 11.8 kWh el/kg H ₂ velges.
Skala	Bare for stor skala. Ulønnsomt å gjøre hydrogen flytende i småskala med dagens teknologi.
Teoretisk virkningsgrad	70 % [3]
Tilgjengelighet av teknologi	Anlegg for produksjon av hydrogen i større skala (> 100 kg/h) er kommersielt tilgjengelige.
Utviklingspotensiale	Ja, men begrenset
Energitetthet	Hydrogenlagringstetthet 5–14wt% avhengig av hvilke teknologiske løsninger som velges. [4]
Økonomi	
Investeringskostnad [5]	Middels produksjonskapasitet: (100 kg/h): 118 000 Euro/kg/h Stor produksjonskapasitet: (1500 kg/h): 25 600 Euro/kg/h
Driftskostnad	1,03 Euro/kg = 0,032 Euro/kWh (LHV)
Levetid	20 år
Bruktid	8400 timer (95 %)
Energikostnad	0,042–0,077 Euro/kWh (LHV) *
Antagelser og anmerkninger	* Inneholder kapitalkostnader for anlegget, driftskostnad for kompressorer med tilleggsutstyr og kostnad for elektrisk energi. Ved romtemperatur eksisterer hydrogen som 25 % parahydrogen og 75 % ortohydrogen. I flytende form eksisterer hydrogen som 100 % parahydrogen. Spinnkonverteringsprosessen fra orto- til parahydrogen er eksoterm og tapet av denne prosessen øker derfor energitapet forbundet med å gjøre hydrogen flytende.

Tabell 2.8 Flytendegjøring av hydrogengass

Referanser	[1] N.B. Vargaftik. Hydrogen and hydrogen compounds. In <i>Tables of the thermophysical properties of liquids and gases</i>, chapter 1, pp 7–8. John Wiley & sons, Inc, second Ed., (1975). [2] P. Häussinger, R. Lohmüller, and A.M. Watson. Hydrogen. In B. Elvers, S. Hawkins, M. Ravensoft, and G. Schulz, Ed., <i>Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry</i>, vol. A13. VCH Verlagsgesellschaft, fifth Ed., (1989). [3] M. Wang and D He. Full fuel-cycle greenhouse gas emission impacts of transportation fuels produced from natural gas. Technical report, SAE technical paper 2000–01–1505, SAE International, (2000). [4] U. Bünger and W. Zittel. Hydrogen storage in carbon nanostructures – still a long road from science to commerce? <i>Appl. Phys. A</i> 72 147–151 (2001) [5] W. A. Amos, «Costs of storage and transport of hydrogen», NREL report (1998)
-------------------	---

Tabell 2.9 Tanker for lagring av flytende hydrogen

Innsatsfaktor	Flytende hydrogen		
Ønsket produkt	Hydrogen lagret i flytende form		
Utslipp	Avkokingstap av hydrogen (mengde avhengig av applikasjon)		
Skalerbarhet	Kan antas å være fullstendig skalerbar		
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi for større lagertanker. Lavere tilgjengelighet for mindre spesialiserte tanker.		
Utviklingspotensial	Moderat. Et interessant nytt felt er utviklingen av trykksatte tanker for flytende hydrogen [1,2].		
Virkningsgrad	100 % (overføringstap antas å være neglisjerbare)		
Tetthet			
	Spesialisert tank til bruk i privatbil (6,4 kg H ₂)	Større stasjonære tanker (> 100 kg H ₂)	Store tanker – type romfart (> 10 000 kg H ₂)
Massetetthet (%)	7,5	~20	86
Volumtetthet (kg/m³)	58,2	55	55
Økonomi	Kostnadene for lagring av hydrogen i flytende form varierer enormt fra små spesialiserte tanksystemer til systemer for lagring av flere 10000 liter.		
	< 1000 Nm ³	> 1000 Nm ³	3 000 000 Nm ³ *
Investeringskostnad	110 Euro/Nm ³	2,10 Euro/Nm ³	1,8 Euro/Nm ³
Årlig driftskostnad	0 %	0 %	0 %
Levetid	20 år	20 år	20 år
Energikostnad	Avhengig av bruk	Avhengig av bruk	Avhengig av bruk
Antagelser og anmerkninger	Avkokningstap varierer fra 2–3 % pr. dag for små bærbare tanker til 0,06 % pr. dag for store tanker stasjonære tanker. En typisk avkokningsprosent er 0,1 % pr. dag. I tillegg til kommersielt tilgjengelige større lagringsenheter for flytende hydrogen, har en del mindre testenheter blitt laget. Testenhetene omfatter for eksempel tanker for mobile applikasjoner og fyllestasjoner. * Fra pris på en tank – tatt fra [6]		

Tabell 2.9 Tanker for lagring av flytende hydrogen

Referanser	[1] S.M.Aceves, J.Martinez-Friaz and O.Garsia-Villazana. Low temperature and high pressure evaluation of insulated pressure vessels for cryogenic hydrogen storage.– <i>Proc. 2000 Hydrogen Program Review</i>, NREL/CP-570–28890. [2] S.M.Aceves, J.Martinez-Frias, O.Garsia-Villazana and F.Espinosa-Loza. Performance and certification testing of insulated pressure vessels for vehicular hydrogen storage.– <i>Proc. 2001 DOE Hydrogen Program Review</i>, NREL/CP-570–30535. [3] Linde GmbH, Private communication (2003) [4] W. A. Amos, «Costs of storing and transporting hydrogen», NREL report (1998) [5] V. Yartys, M. Lototsky, R. Glöckner, «Storage of hydrogen – a review», to be published (2004) [6] W. A. Amos, «Costs of storing and transporting hydrogen», NREL-report (1998)
-------------------	--

Tabell 2.10 Lastebiltransport av hydrogen

Innsatsfaktor	Hydrogen (energibærer), drivstoff (diesel)
Ønsket produkt	Hydrogen et annet sted (energibærer)
Utslipp	3,17 kg CO ₂ / kg diesel [1] 38,9 g NO _x / kg diesel [1]
Drivstofforbruk (diesel)	Anslått til 0,30 kg diesel/ km (tur) og 30 % lavere på returen.
Transportert mengde	1. CH ₂ (200 bar): 216 kg 2. CH ₂ (200 bar, composite): 530 kg 3. CH ₂ (450 bar): Estimert til 1200 kg LH ₂ : Standard semi-trailer (40 fot, totalvekt 40 tonn): 3370 kg H ₂
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi. Lav tilgjengelighet av transportopsjoner for komprimert hydrogen ved høyere trykk (> 200 bar)
Utviklingspotensial	Begrenset
Økonomi	
LH2-lastebil	1,40 Euro/km/tonn H ₂
CH2-lastebil	(1): 22 Euro/km/tonn H ₂ (2): 9 Euro/km/tonn H ₂ (3): 4 Euro/km/tonn H ₂
Antagelser og anmerkninger	I dag transporteres hydrogen kun i såkalte flak av 147 x 50 liters flasker. 2 flak tilsvarer 2 x 20 fots containere og kapasiteten til en semi-trailer. Hydrogenet er trykksatt til 200 bar og gir en samlet transportert mengde hydrogen på ca. 216 kg per semi-trailer. En 40 tonns semi-trailer med 200 bars komposittanker ble brukt som hydrogenlager for fyllestasjonen i Hamburg (WEIT-prosjektet). Ved å bruke komposittanker ved dette trykket får man opp totalt transportert hydrogen til 530 kg. I framtiden, ved å øke trykket til 450 bar og bruke komposittanker, vil den estimerte transporterte mengde hydrogen komme opp i 1200 kg for en semi-trailer.
Referanser	[1] R.V. Beyer, R. Khalil, M. Fossum, M. G. Grønli & S. Sæther, TR A5147, «Bioenergi; ressurser og teknologi», Åpen SINTEF Rapport, 2000 [2] AGA Linde, Private communication 2003 [3] R.S.Irani. Hydrogen storage: High-pressure gas containment.– <i>Materials Research Bulletin</i>, Vol.27, No.9, pp.680–682, 2002. [4] J.Wolf. Liquid-hydrogen technology for vehicles.– <i>Materials Research Bulletin</i>, Vol.27, No.9, pp.684–687, 2002.

Tabell 2.11 Transport av hydrogen i rørledninger

Innsatsfaktor	Hydrogen (energibærer) + Kompresjon		
Ønsket produkt	Hydrogen et annet sted (energibærer)		
Utslipp	0 GHG, 0 Other		
Transportert mengde			
Diameter: 110 mmY, trykk: 4 bar	1150–2325 Nm ³ /h (22.5 % reduksjon i forhold til NG rør)		
Diameter: 500 mm, trykk: 170–190 bar	390 000 Nm ³ /h (22.5 % reduksjon i forhold til NG rør)		
Tilgjengelighet av teknologi	Distribusjonslinjer for hydrogen ved høye trykk (> 100 bar) – lav tilgjengelighet. «Distribution lines» for lave trykk – tilgjengelig.		
Utviklingspotensial	Stort		
Økonomi			
Investeringskostnad	2003	2005 (target)	2010 (target)
«Trunk lines»	766 kEuro/km	656 kEuro/km	328 kEuro/km
«Distribution lines»	328 kEuro/km	273 kEuro/km	191 kEuro/km
Årlig driftskostnad	Trunk lines: 0,5 % av investeringskostnad Distribution lines: 0,5 % av investeringskostnad		
Levetid	Trunk lines: 30–40 år, Distribution lines: 50 år		
Antagelser og anmerkninger	Dagens naturgassrørledninger fra Norge til Kontinentet er laget av vanlig karbonstål (CMn-stål). Det er uavklart om disse kan konverteres til hydrogentransport. Gitt at de kan det, vil transportkapasiteten (etter energiinnhold) reduseres, mens kompressorarbeidet vil øke. Et eksempel nevnt i [1] for en naturgassrørledning som skal brukes til hydrogentransport, angir en reduksjon i kapasitet på 20–25 % og en økning i nødvendig kompressor arbeid på 3–4 ganger. Rørledninger for hydrogentransport representerer et område med behov for videre FoU [1]. Trykk opp mot 200 bar er vanlig i dagens transmisjonsrørledninger, og nødvendig for å opprettholde akseptabel transportkapasitet. For lavtrykksdistribusjon er det ikke funnet informasjon om materialtekniske problemer. <i>Tekniske utfordringer/ behov for FoU [1,3]:</i> Rørmaterialer – utvikle nye materialer som tåler høyt trykk og ikke blir sprøtt – billigere materialer – utvikle innvendig belegg for bruk i eksisterende naturgass-rørledninger – økt forståelse for hydrogen-sprøhet Rørteknologi – utvikle kostnadseffektive metoder for automatisert sveising Deteksjon av lekkasjer Kompresjon En dansk undersøkelse viser at 10 % hydrogen kan tilsettes natur-gassen i rørnettet uten at det oppstår materialtekniske problemer [4].		
Referanser	[1] Hydrogen Delivery Workshop Proc., Strategic Direc. for Hydr. Delivery Workshop, DOE, Washington, DC, May 7–8, 2003 (www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/wkshp_h2_delivery.html) [2] M. Paster, «Hydrogen Delivery», Hydrogen production and delivery team, DOE (2003) [3] Samtale med Chief Scientist Per Olav Gartland, Force Technology, 24.11.2003 [4] Dansk Gasteknisk Center, November 1999, Abstract fra rapport B9915: <i>Hydrogen som energibærer</i>, http://www.dgc.dk/index.htm		

Tabell 2.12 Transport av hydrogenanriket naturgass (HCNG) i rørledninger

Innsatsfaktor	Hydrogen (energibærer) + Kompresjon + naturgass = HCNG (her definert som 10 % H ₂ i naturgass)	
Ønsket produkt	HCNG til bruker et annet sted	
Utslipp	0 GHG, 0 Other	
Transportert mengde		
Diameter: 110 mm, trykk: 4 bar	2000–3000 Nm ³ /h (antar samme som for 100 % NG distribusjon)	
Diameter: 500 mm, trykk: 170–190 bar	500 000 Nm ³ /h (antar samme som for ren 100 % NG distribusjon)	
Tilgjengelighet av teknologi	Kommersielt tilgjengelig	
Utviklingspotensial	Moderat. Utvikling av «liners» i «trunk lines» for å øke mengde hydrogen i naturgass.	
Økonomi		
Investeringskostnad	2003	2020
«Trunk lines»	600 000 Euro/km	Begrenset potensial for kostnadsreduksjon
«Distribution lines»	120–180 Euro/m* (= 120–180 kEuro/km)	Begrenset potensial for kostnadsreduksjon
Årlig driftskostnad	Kostnader i forbindelse med oppvarming ved trykkreduksjon, + ½ °C pr. 1 bar trykkreduksjon. Distribution lines: 0,5 % av investeringskostnad Trunk lines: 0,5 % av investeringskostnad	
Levetid	Trunk lines: 30–40 år, Distribution lines: 50 år	
Antagelser og anmerkninger	En dansk undersøkelse viser at 10 % hydrogen kan tilsettes naturgassen i rørledningsnettet uten at det oppstår materialtekniske problemer [1]. Dette gjelder stål-rørledninger. For distribusjon inn til forbruker brukes i dag plastledninger (polyetylen, PE) for trykk under 10 bar. Ref [1] konkluderer med at det ikke vil være store problemer eller økt energitap ved distribusjon av HCNG i det eksisterende lokale rørledningsnettet. Noe utskiftning av smøremidler for overganger og målere må påregnes, men da mengden av denne rørtypen vil være forholdsvis liten i den store sammenhengen, er dette ikke ansett som et stort problem. Antar at konvensjonelle rørledninger kan brukes. For rørledningene av stål (høyt trykk) betyr dette i henhold til [1], at man ikke overskrider 10 % hydrogen. * Røret koster om lag 13 Euro/m – tilleggskostnadene ligger i legging av rør og konsesjon/papirarbeid.	
Referanser	[1] Dansk Gasteknisk Center, November 1999, Abstract fra rapport B9915: <i>Hydrogen som energibærer</i> , http://www.dgc.dk/index.htm [2] Christian Amelen, Naturgass Vest, privat kommunikasjon (2004)	

Tabell 2.13 Transport av hydrogen på skip

Innsatsfaktor	Hydrogen (energibærer), drivstoff (MGO)
Ønsket produkt	Hydrogen et annet sted (energibærer)
Utslipp	
Hydrogendrevet	0 kg CO ₂ /kg H ₂ , NO _x på ppm-nivå
MGO-drevet	3,2 kg CO ₂ / kg MGO, (MGO – marine grade oil)
Drivstofforbruk (MGO)	0,005 tonn/km *
Transportert mengde	Concept 1: 400 tonn H ₂ [1] Concept 2: 1100 tonn H ₂ [2]

Tabell 2.13 Transport av hydrogen på skip

Tilgjengelighet av teknologi	Skip for transport av LNG er tilgjengelige. LH ₂ transport er foreløpig ikke gjennomført i like stor skala på skip. I forbindelse med Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project (EQHHPP) ble det utviklet konseptuelle design for skipstransport av store mengder hydrogen i flytende form [2]. Howaldtswerke Deutsche Werft AG har også utviklet konseptuelle design av LH ₂ -skip [3]. Demonstrasjonstanker for skipstransport på opptil 12 tonn hydrogen har blitt bygget.
Utviklingspotensial	Stort
Virkningsgrad	Avgassing og overføringstap: Land – skip: 5 %, Skipstransport: 0,3 % /dag, Skip-land: 5 % [1]
Økonomi	Et LH ₂ -skip antas å koste 3,5–4 ganger så mye som et LNG-skip [4]
Investeringskostnader	Ukjent
Årlig driftskostnad	Ukjent
Levetid	Ukjent
Antagelser og anmerkninger	Økonomiske parametre for et LH ₂ -skip er vanskelig tilgjengelige.) Drivstofforbruk er erfaringstall for 1000 tonn transportert mengde.
Referanser	[1] K. Andreassen et al., «Norwegian Hydro Energy in Germany (NHEG)», Int. Journal of Hydrogen Energy, 18 (4) (1993), 325 [2] G. Giacomazzi, «Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project: A Challenge to Cryogenic Technology», Cryogenics 33 (8) (1993), 767 [3] U. Petersen et al., «Design and Safety Considerations for Large-scale Sea-borne Hydrogen Transport», Int. Journal of Hydrogen Energy, 19(7) (1994) 597 [4] C. Carpetis, «Technology and costs of hydrogen storage», TERI Information Digest on Energy, Vol. 4:1 (1994) 1

Tabell 2.14 Biomasse – CHP (storskala > 500 kWe)

Innsatsfaktor	Biomasse
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme
Utslipp	Utstyrsavhengig – NO _x (45–50)mg/MJ, SO ₂ -(50–60) mg/MJ, CO ₂ -0.0
Virkningsgrad	30–50 % (20 % tap ved kun varme, noe mer ved CHP drift)
Skalerbarhet	Ja
Tilgjengelighet	Ja
Utviklingspotensial	Anleggene er i hovedsak basert på dampkjeler og dampturbiner. For anlegg mindre enn 10 MW er det fortsatt et utviklingspotensiale. For anlegg større enn 10 MW er teknologien i hovedsak utviklet og i bruk over hele verden. På gassifisering er det fortsatt et utviklingspotensiale og en forventer at denne teknologien vil kunne erstatte rene forbrenning-/dampsystemer i fremtiden.
Økonomi	Anleggsavhengig
Investeringskostnad	20 MILL NOK/ MW (For mottrykk er kostnadene lavere)
Levetid	20–30 år
Årlig driftskostnad	Fast: 50–70 KNOK/MW- Variabel: 90- 170 KNOK/GWh (For mottrykk er kostnadene lavere)
Energikostnad	0,5–1,0 kr/kWh – anleggsavhengig/brenselavhengig
Potensial for næringsutvikling	Ukjent

Tabell 2.14 Biomasse – CHP (storskala > 500 kWe)

Antagelser og anmerkninger	Det som i dag produseres via CHP i Norge fra biomasse er i all hovedsak mottrykkskraft i treforedlingsindustrien. Dette har et visst omfang, men dampturbinene (2–10 MW) kjøres kun når el-prisen er høy. (Det er også et kondensasjonsanlegg ved Tofre.) I de siste årene er det kun Tofte på Hurum og Saugbruks i Halden som har hatt produksjon av el i nevneverdig grad. Varmen fra disse anleggene benyttes til tørking av papir/cellulose. Ellers er det under planlegging et CHP-anlegg basert på biomasse/søppel på Øra i Fredrikstad, men det er usikkert om dette blir bygget pga for dårlig lønnsomhet i prosjektet. Det er fra flere hold utalt at el-produksjon, selv fra store biomasse anlegg, ikke vil være aktuelt i Norge i «overskuelig» framtid. Et unntak kan være industribedrifter med ikke salgbare sekundærprodukter og/eller anlegg basert på søppel der det er problemer med å selge hele produksjonen som varmeenergi.
Referanser	Ulike leverandører av anlegg og utstyr. Priser fra MARKAL og «Analysing RTD-Strategy-Renewables», 1997. THERMIE nr STR-0519-95-UK.

Tabell 2.15 Diesel Engine Generator Set (DEGS) – CHP

Innsatsfaktor	Diesel		
	5–100 kW	100–1000 kW	1–10 MW
Ønsket produkt	Elektrisitet + varme		
Utslipp:	<i>Med SCR og katalysator:</i>		<i>Uten renseteknologi:</i>
CO ₂ [kg CO ₂ /kg diesel]:	3,17 /1/		3,17 /1/
NO _x [mg/Nm ³]:	300 ²⁾		2000–4000
CO [mg/Nm ³]:	325		650–2000
Partikler [mg/Nm ³]:	20		50–200
Virkningsgrad			
Elektrisk [%]:	28–38	38–43	41–46 ³⁾
Termisk[%]:	46–61	34–48	38–47
Total [%]:	82–87	69–86	81–91
Skalerbarhet	5 kW – ca. 50 MW		
Tilgjengelighet	Kommersielt tilgjengelig, færre leverandører enn for naturgass		
Utviklingspotensial	Begrenset både teknologisk og økonomisk		
Økonomi			
Investeringskostnad	2700–000 [Euro/kWh _{el}]	1000–750 [Euro/kWh _{el}]	750–500 [Euro/kWh _{el}]
Driftskostnad	1,0–2,0 [cent/kWh _{el}]	0,8–1,3 [cent/kWh _{el}]	0,5–1,0 [cent/kWh _{el}]
Levetid [år]	15	20	20 ⁴⁾
Potensial for næringsutvikling i Norge	Fjernvarme, økt forsyningssikkerhet, mht. aggregater begrenset til leverandører som finnes i dag.		
Antagelser og anmerkninger	Tallene for utslipp, virkningsgrad og økonomi er basert på tall fra 41 kogenanlegg fra 7 ulike leverandører. Investeringskostnader er uten kostnader for bygg. Der er kun tatt med anlegg som oppfyller utslippskrav fra tyske TA Luft fra 2002. 3) Dersom det er krav om det kan 10 mg/Nm³ oppnås. 2) MAN B&W produserer saktegående 2-takts dieselmotorer i effektområde 3–80 MW_{el}. Virkningsgraden for disse aggregatene er ca. 2–3 % høyere, dvs. ca. 49–50 %. 4) Teknisk økonomisk levetid. I Danmark er det flere anlegg i drift som ble bygd mellom 1933 og 1938 /2/.		

Tabell 2.15 Diesel Engine Generator Set (DEGS) – CHP

Referanser	/1/ R.V. Beyer, R. Khalil, M. Fossum, M. G. Grønli & S. Sæther, TR A5147, «Bio-energi; ressurser og teknologi», Åpen SINTEF Rapport, 2000 /2/ MAN B&W Diesel A/S
-------------------	---

Tabell 2.16 LNG/CNG (ICE) – CHP

Innsatsfaktor	Naturgass (tørrgass)		
	5–100 KW	100–1000 kW	1–10 MW
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme		
Utslipp:			
CO ₂ [kg CO ₂ /kg diesel]:	2,75		
NO _x [mg/Nm ³]:	70–300 ¹⁾		
CO [mg/Nm ³]:	50–650		
Virkningsgrad	min-maks, typisk	min-maks, typisk	min-maks, typisk
Elektrisk [%]:	18–34, 29	32–39, 35	38–44, 42
Termisk[%]:	45–60, 56	34–48, 54	40–52, 45
Total [%]:	76–93, 85	69–93, 88	84–93, 86
Skalerbarhet	5 kW – ca. 40 MW ²⁾		
Tilgjengelighet	Kommersielt tilgjengelig, mange leverandører		
Utviklingspotensial	Begrenset både teknologisk og økonomisk		
Økonomi			
Investeringskostnad [Euro/kWh _{el}]	3700–1000	1000–450	450–350
Serviceavtale [cent/kWh _{el}]	1,75–3,0	0,8–1,75	0,5–0,8
Levetid [år]	15	20	20
Potensial for nærings-utvikling i Norge	Fjernvarme, økt forsyningssikkerhet, mht. aggregater begrenset til leverandører som finnes i dag.		
Antagelser og anmerkninger	Tallene for utslipp, virkningsgrad og økonomi er basert på tall fra 207 kogenanlegg fra 33 ulike leverandører. Investeringskostnader er uten kostnader for bygg. Der er kun tatt med anlegg som oppfyller utslippskrav til TA Luft fra 2002 i Tyskland. /1/ 1) Dersom det er krav om det, kan 10 mg/Nm ³ oppnås. CO ₂ -gjødsling i veksthus ved hjelp av avgass fra gassmotorer krever lave NO _x konsentrasjoner. 2) MAN B&W produserer saktegående (100–250 1/min) 2-taks dieselmotorer som kan kjøres på naturgass med 1 % diesel (til tenning) med en effekt på 9–80 MW _{el} . Elvirkningsgraden for disse aggregatene er ca. 4–5 % høyere, dvs. ca. 49 % /2/.		
Referanser	/1/ BHKW-Kenndaten 2001, Energiereferat der Stadt Frankfurt /2/ MAN B&W Diesel A/S		

Tabell 2.17 LPG (ICG) CHP

Innsatsfaktor	LPG (våtgass)		
	5–100 kW	100–1000 kW	1–10 MW
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme		
Utslipp:			
CO ₂ [kg CO ₂ /kg LPG]:	3,5		
NO _x [mg/Nm ³]:	70–300 ¹⁾		
CO [mg/Nm ³]:	50–650		
Virkningsgrad	min-maks, typisk	min-maks, typisk	min-maks, typisk
Elektrisk [%]:	18–34, 29	32–39, 35	38–44, 42
Termisk[%]:	45–60, 56	34–48, 54	40–52, 45
Total [%]:	76–93, 85	69–93, 88	84–93, 86
Skalerbarhet	5 kW – ca. 30 MW		
Tilgjengelighet	Kommersielt tilgjengelig, mange leverandører		
Utviklingspotensial	Begrenset både teknologisk og økonomisk		
Økonomi			
Investeringskostnad [Euro/kWh _{el}]	4800–1300	1300–585	585–455
Driftskostnad [cent/kWh _{el}]	1,75–3,0	0,8–1,75	0,5–0,8
Levetid [år]	15	20	20
Potensial for næringsutvikling i Norge	Fjernvarme, økt forsyningssikkerhet, mht. aggregater begrenset til leverandører som finnes i dag.		
Antagelser og anmerkninger	Ved bruk av LPG reduseres elektrisk effekt med ca. 30 % i forhold til metan. I forhold til både diesel og naturgass brukes LPG kun i liten grad som brensel i kogenanlegg. Dette skyldes brensel- og kapitalkostnader. Mht. utslipp gjelder vanligvis de samme kravene som for naturgass. Investeringskostnader er uten kostnader for bygg. 1) Dersom det er krav om det, kan 10 mg/Nm³ oppnås. CO₂-gjødsling i veksthus med av avgass fra gassmotorer er ett eksempel på hvor det kreves lave NO_x konsentrasjoner.		
Referanser	/1/ BHKW-Kenndaten 2001, Energiereferat der Stadt Frankfurt		

Tabell 2.18 Elektrolyse – Konvensjonell, alkalisk elektrolysør

Innsatsfaktor	Elektrisitet og vann		
Ønsket produkt	Hydrogen (ved høyest mulig trykk)		
Utslipp	Ingen ved regulær drift. Spor av ozon for dårlige anlegg (ved forgiftninger på elektrodekatalysatorene). Oksyngengass produseres tilsvarende $\frac{1}{2} \text{ Nm}^3 \text{ O}_2 / \text{Nm}^3 \text{ H}_2$.		
Virkningsgrad (LHV hydrogen/Elektrisk energi)	Teoretisk trengs det 3,00 kWh el/ $\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ (LHV) og 3,54 kWh el/ $\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ (HHV) ved 25 °C. 4,9 kWh el/ $\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ er et snitt for dagens elektrolyse-teknologier (trykksatt). Typisk virkningsgrad for systemer er mellom 60 og 70 %, avhengig av størrelse på anlegg.		
	Produsent	Modell (og kapasitet)	Energiforbruk stack/system [kWhel/$\text{Nm}^3 \text{ H}_2$]
	Vandenborre [8]	H ₂ IGen Series 300/1/25 (1 Nm^3/h) (opptil 25 bar)	4,3/4,9
	Stuart Energy [3]	IMET [®] 1000 Series (< 60 Nm^3/h) (opptil 25 bar)	4,2/4,8–4,9
	Teledyne Energy Systems [9]	TITAN [™] HPGenerator Series (75–150 Nm^3/h) (opptil 14 bar)	??/5,6
	Norsk Hydro Electrolysers	Trykksatte HPE (enheter på opptil 60 Nm^3/h) (16 bar)	4,8–5,0 [10] /??
	Norsk Hydro Electrolysers	Atmosfærisk (enheter på opptil 485 Nm^3/h)	4,1–4,3 [10] / 4,2–4,8 [7]
Investering (Euro/kW hydrogen LHV)	i) <i>For mindre anlegg</i> (<30 $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$) er gjennomsnittsprisen ca 5 kEuro/kW H₂ (15 kEuro/$\text{Nm}^3 \text{ H}_2$), mens noen leverandører angir under 2 kEuro/kW H₂ (5 kEuro/$\text{Nm}^3 \text{ H}_2$) [6]. ii) <i>For mellomstore anlegg</i> (30–150 $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$) er prisen ca 3 kEuro/kW H₂ (9 kEuro/$\text{Nm}^3 \text{ H}_2$) [6]. iii) <i>For store anlegg</i> (> 150 $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$) for eksempel Norsk Hydros 1,4 MW-anlegg med en kapasitet på 485 $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$, oppgis en pris på 750 Euro/kW H₂ (2,2 kEuro/$\text{Nm}^3 \text{ H}_2$) ved virkningsgrad på 67 % [1]. DoE (US) oppgir at dagens pris ligger rundt 500 Euro/kW H₂ [12]. Alle tall er basert på LHV		
Skala (MW hydrogen LHV)	Mindre anlegg og opp til for eksempel 485 Nm^3/h [1] tilsvarende 1.4 MW H ₂ (LHV) per produksjonseenhet. Teknologien er modulær slik at større kapasitet skaffes ved å øke antallet enheter.		
Levetid (år)	Ca 20 år for alkaliske elektrolysører. Regenerering av elektroder hvert 7–8 år [7].		
Årlig driftstid (%)	Høy (98 %) [3]		
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	2 % [2]		
Teknologimodenhet	Kommersielt tilgjengelig, etablert teknologi.		
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Lavt-middels, for dagens teknologi (alkaliske elektrolysører). For mellomstore anlegg (100–500 kW) er 7 kEuro/ Nm^3/h (tilsvarende 2–2,5 kEuro/kW H ₂ (LHV)) realistisk i relativt nær framtid [6]. Norsk Hydros trykkelektrolysør på 65 $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$ har en pris på omkring 7,5 kEuro/ $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$ inkl. rensing [11]. DoE (US) angir et mål for prisreduksjon for 2010 ned mot 160 Euro/kW H ₂ (LHV) [12]. GHW opererer med 2 kEuro/ $\text{Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$ [11]. Det anslås at et energiforbruk ned mot 3,7 kWh/ Nm^3 er realistisk i et lengre perspektiv [4], [5]. Leverandørene har fokus på trykksetting av større enheter, noe som gir mer kompakte anlegg og potensielt høyere totalvirkningsgrad og lavere pris.		

Tabell 2.18 Elektrolyse – Konvensjonell, alkalisk elektrolyser

Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Norsk Hydro Electrolysers. 2. Stort potensial hvis H ₂ blir drivstoff. 3. UiO, NTNU/SINTEF, IFE,
Andre antagelser og anmerkninger	Energiinnhold for hydrogen: 3,0 kWh/Nm ³ (LHV). Flere leverandører har trykksatte alkaliske elektrolysører som leverer hydrogen ved 14–30 bars trykk.
Kommentarer ang. teknologistatus	Forbedring av teknologi gjennom optimalisering av design og elektrodematerialer, ytterligere trykksetting samt kostnadsreduksjoner, er fortsatt mulig
Referanser	[1] Samtale m/Chr. Kloed, Norsk Hydro Electrolysers. 2003–10–31. [2] R. Glöckner, C. Kloed, F. Nyhammer and Ø. Ulleberg, «Wind/hydrogen systems for remote areas – a Norwegian case study», WHEC 2002. [3] Opplysninger fra Stuart Energy (http://www.stuartenergy.com) [4] P. Kruger, «Electric Power Requirements for large-scale production of hydrogen fuel for the world vehicle fleet», Int. J. Hydrogen Energy 26 (2001) 1137–1147. [5] P. Kruger, «Electric Power Requirement for large-scale production of hydrogen fuel for the world vehicle fleet», Int. J. Hydrogen Energy, 25 (2000) 1023–103. [6] R. Glöckner, M. Zoulias, P. Vie, «Evaluation of hydrogen technology for stand-alone power systems», Report for the H-SAPS EU ALTENER project [7] Samtale m/E. Rasten, Norsk Hydro O&E Forsk.senter. 2003–11–21. [8] Vandenborre Hydrogen Systems (September 2003): http://www.hydrogensystems.com [9] Teledyne homepage http://www.teledyneenergysystems.com/pdf/Titan_HP_june02.pdf [10] Norsk Hydro Electrolysers hjemmeside (Nov 2003) http://www.electrolysers.com/ [11] Kommentar fra Jan Schelling Norsk Hydro O&E Forsk.senter. 2003–12–01. [12] DoE report «Technical Plan-Hydrogen Production», http://www.doe.gov

Tabell 2.19 Elektrolyse basert på PEM teknologi

Innsatsfaktor	Elektrisitet og vann
Ønsket produkt	Hydrogen (ved høyest mulig trykk)
Utslipp	Ingen ved regulær drift.
Virkningsgrad (LHV hydrogen/ Elektrisk energi)	48 % (LHV) [1] 68 % (HHV)/58 % (LHV) [6] (teoretisk 3,00 kWh el/Nm ³ (LHV) og 3,54 kWh el/Nm ³ (HHV)).
Investeringsgrad (Euro/kW hydrogen LHV)	Ca 8,5 kEuro/kW H ₂ (LHV) [3] for størrelsesorden 1–3 kW. Ca 25–30 kEuro/kW H ₂ (LHV) = (svært små anlegg, ca 100 W) [4]
Skala (kW produkt LHV)	Typisk størrelse på enheter er 1–3 kW (2003). Teknologien er modulær slik at større kapasitet oppnås ved å øke antallet enheter.
Levetid (år)	Usikker, pga. få installasjoner
Årlig driftstid (%)	Usikker pga. lite tilgjengelig informasjon
Vedlikeholdskostnader (i % av investeringskostnader)	Lite tilgjengelig informasjon
Teknologimodenhet	PEM-basert elektrolyseteknologi er på utviklingsstadiet, men en del prekommerielle enheter er tilgjengelige på markedet til en relativt høy pris [5].
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Stort ettersom PEM-baserte elektrolysører ennå ikke anses som kommersielle

Tabell 2.19 Elektrolyse basert på PEM teknologi

Teknologilæring, kvantitativ analyse	-
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Norsk Hydro Electrolysers. 2. Stort potensial hvis H ₂ blir drivstoff. 3. NTNU, IFE, SINTEF
Andre antagelser og anmerkninger	Flere leverandører har enheter som leverer komprimert hydrogen.
Kommentarer ang. teknologistatus	Stort potensiale for ytterligere forbedringer av virkningsgrad. Det antas at en virkningsgrad på 70–75 % (LHV) ved 80 °C under praktisk drift er realistisk i framtiden (3,75–4,0 kWh el/Nm ³ H ₂) [2,5]. Foreløpig finnes bare små PEM-elektrolysører/prototyper på opptil 20 kW. 200 bars trykk er demonstrert. Potensiale for ytterligere trykksetting, kanskje opp mot 1000 bar, og dermed svært kompakt og energieffektiv teknologi.
Referanser	[1] Basert på HOGENT-teknologi fra Proton Energy Systems, Opplysninger fra Bengt Stridh, ABB, Sverige ang. drift av GlashusEtt («Alternativt Energisystem i GlashusEtt, Stockholm», http://www.hydrogen.no/svensk_info/GlashusEtt.pdf [2] Samtale m/Chr. Kloed, Norsk Hydro Electrolysers. 2003–10–31. [3]. R. Glöckner, M. Zoulias, P. Vie, «Evaluation of hydrogen technology for stand-alone power systems», Report for the H-SAPS EU ALTENER project [4] Gjelder små enheter fra Proton Energy Systems, http://www.protonenergy-systems.com/catalog/ [5] Samtale m/E. Rasten, Norsk Hydro Forsk.senter. 2003–11–21. [6] Basert på teknologi fra Giner Inc. Mail fra E. Rasten, Norsk Hydro Forsk. Senter, 2003–12–09

Tabell 2.20 Hydrogenbrenner

Innsatsfaktor	Hydrogen
Ønsket produkt	Hovedsakelig varme men også kombinert el + varme
Utslipp	–H ₂ O: ikke-forurensende hovedkomponent ⁽ⁱ⁾ –NO _x : 100–250 ppm ⁽ⁱⁱ⁾ 20–50 ppm ⁽ⁱⁱⁱ⁾ 1–5 ppm ^(iv)
Virkningsgrad(Varme/LHV H₂)	85–90 % ^(v) (lavtemperaturkjel) ~ 100–110 % ^(vi) (kondenserende kjel)
Investering (Euro/kW H₂ LHV)	20–30 Euro/kW
Vedlikeholdskostnader (% av investering)	2–3 %
Skala (MW)	1 MW og oppover
Levetid (år)	20
Årlig driftstid (%)	95 %
Teknologimodenhet	Kan bruke eksisterende teknologi for naturgass, men fordi hydrogenet brenner med høyere temperatur, må det blandes ut mer før brennkammeret. Utfordringene er NO _x -dannelse og materialvalg. Ulike metalltyper kan benyttes som katalysator for å redusere forbrenningstemperatur og dermed NO _x -dannelse (eks. rustfritt stål).
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Middels

Tabell 2.20 Hydrogenbrenner

Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Kun et fåtall H ₂ -brennere er installert i Norge. Noen av disse benyttes i deler av kjemiske prosesser. 2. Langsiktig potensial. Vil først bli viktig når hydrogen kan distribueres og har en kostnad som er konkurransedyktig med olje og propan. Vil kunne erstatte olje- og gassbrennere i nye og eksisterende kjelanlegg. 3. SINTEF/NTNU, Fremo AS, Jarotech AS
Andre antagelser og anmerkninger	(i):Når H ₂ forbrenner med rent oksygen dannes det kun vann (H ₂ + ½ O ₂ = H ₂ O + energi). Forbrenning med rent oksygen medfører meget høye forbrenningstemperaturer (+2000 °C) og bruken begrenses derfor av materialvalg og kostnader knyttet til dette. (ii):Forbrenning av H ₂ med luft uten katalysator. (iii):Ved å forbrenne hydrogen med luft og eventuelt ved bruk av katalysator vil man kunne senke forbrennings-temperaturen slik at et rimeligere materialvalg vil være mulig. Nitrogenet i luften vil imidlertid medføre at det dannes NO _x i avgassene. Ved riktig konfigurert brenner og tilførsel av nok luft, vil imidlertid NO _x -nivået kunne senkes ned til det som er vanlig for standard gassbrennere [1,2].
	(iv):«flame-assisted catalytic burner» [3,4] (v):Virkningsgrad for kjelanlegg basert på gass. Når brenneren plasseres i et kjelanlegg vil virkningsgraden bestemmes avhengig av kjelanleggets utførelse og størrelse. Eksempelvis kan bare røygass tapet være i størrelsesorden 10 % [5]. (vi):Oppvarming ved bruk av elektrisitet fra gasskraft [5] -Hydrogengass krever tettere rør og utstyr enn andre gasser for å unngå lekkasje. -Hydrogen brenner i luftkonsentrasjoner mellom 4 og 75 vol %. -Hydrogen brenner med en nesten usynlig flamme. -Varmestrålingen er mye mindre enn stråling fra hydrokarbonflammer. -Flammehastigheten for H ₂ /luft blandinger er cirka 10 ganger raskere enn for hydrokarboner. -Kveling av flammen for å forhindre flashback er vanskelig -Rustfritt stål kan benyttes som katalysator – vil senke forbrenningstemperaturen og dermed forhindre dannelse av NO _x .
Kommentarer ang. teknologistatus	Hydrogenbrennere kan per i dag leveres av noen norske underleverandører (eks. Fremo AS, Jarotech AS). Bare noen få brennere er installert per i dag i Norge. Brennere som leveres er stort sett modifiserte gassbrennere. Hydrogen kan blandes med lavverdige gasser og gi øket flammestabilitet. Ultramager forblandet forbrenning, hvor deler av gassen utgjøres av hydrogen kan være en måte å redusere dannelse av NO _x ytterligere.
Referanser	1. http://www.selas.com/burner_25.htm 2. Fremo AS v/Nygård, http://www.fremo.com/ 3. http://www.clean-energy.com/index.asp 4. The Hydrogen World View by Roger Billings, International Academy of Science 5. http://www.viessmann.dk/denmark/www/dk_info.nsf/Lexikon/Kondenserende+teknik

Tabell 2.21 Gassturbin for hydrogen

Innsatsfaktor	Hydrogen
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	I det følgende er det vurdert 3 tilfeller (se antagelser): 1) Null CO ₂ hvis rent hydrogen, men i mange eksisterende turbiner er det innslag av andre komponenter (se teknologimodenhet), ca. 200–300 ppm NO _x [4] 2) 1,2 kg CO ₂ /kg hydrogen [1*], ca. 30–50 ppm NO _x [3*] for turbin av type GE 9351FA, med autotermisk reformering av naturgass og fjerning av CO ₂ oppstrøms 3) Null CO ₂ hvis rent hydrogen [2*], ca. 30–50 ppm NO _x for turbin av type GE 9351FA som fødes med hydrogen og vanndamp [3*]

Tabell 2.21 Gassturbin for hydrogen

Virkningsgrad (EI/LHV H₂)	1) 30–38 % [4] 2) 41 % for turbin av type GE 9351FA, med autotermisk reformering av naturgass og fjerning av CO ₂ oppstrøms [1*] 3) 42 % for turbin av type GE 9351FA som fødes med hydrogen og vanndamp [2*] 4) 49 % for anlegg med dampturbin, uten CO ₂ kompresjon, ca 47 % med CO ₂ kompresjon til 200 bar. Varmeutnyttelse avhenger av temperatur ut fra turbinen.
Investeringsgrad (Euro/kW H₂ LHV)	300–400 Euro/kW [4]
Drifts- og vedlikeholdskostnader (% av investering)	3 %
Skala (MW)	1) 250–300 MW [4] 2)+3) 320 MW [4]
Levetid (år)	20
Årlig driftstid (%)	Maksimalt 95 %
Teknologimodenhet	Kan bruke eksisterende teknologi for naturgass, men fordi hydrogenet brenner med høyere temperatur, må det blandes ut mer før brennkammeret for å holde kravet til TIT (Turbine Inlet Temperature). Utfordringen er NO _x dannelselse.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Lavt
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Gassturbiner i Norge er ikke brukt med hydrogen som brensel 2. Stort potensial hvis pre-combustion blir valgt som konsept i gasskraftverk med CO ₂ -innfangning. 3. Dresser Rand, Statoil, NH, SINTEF/NTNU
Andre antagelser og anmerkninger	1) Data basert på eksisterende anlegg [4] 2)+3) Beregning av virkningsgrad er basert på at en gass turbin av type GE 9351FA kan brukes. Denne gassturbinen representerer nyere teknologi for angitt kapasitet. Data for turbinen er gitt i [4]. Det er angitt virkningsgrad og utslipp for 2 tilfeller av brenselsammensetning: I. Sammensetning i brensel på er den samme som i et gasskraftverk med autotermisk reformering av naturgass og fjerning av CO ₂ oppstrøms gassturbinen. Det er antatt at 90 % fjerning av CO ₂ i et aminabsorpsjonsanlegg. II. Sammensetning er kun vann og hydrogen i forholdet 27/73 (molbasert). Det er antatt at hydrogen er produsert vha. en hydrogenmembranreaktor og at vandamp fra en dampturbin prosess brukes som «sweep» gass på permeat siden. Utslipp av NO _x for de to tilfellene vil være omtrent like store fordi selv om det i tilfelle 2 er mer hydrogen så er det blandet inn mer damp som hindrer NO _x . Oppgitt pris er basert på en antagelse om at det benyttes konvensjonell teknologi (som for naturgass).
Kommentarer ang. teknologistatus	Generelt går utviklingen mot turbiner med materialer som tåler stadig høyere temperatur på arbeidsmediet. I beregningene er det antatt en brennkammer utløpstemperatur på 1328 °C. Metoder for katalytisk fjerning av NO _x er under utvikling, og utslipp av NO _x ned til under 2 ppm er mulig.
Referanser	[1] Kvamsdal, H.M., Ertesvåg, I.S, Bolland, O., and Tolstad, T., 2002, Exergy Analysis of Gas Turbine Combined Cycle with CO ₂ capture using Pre-combustion Decarbonization of Natural Gas, in proceedings of ASME Turbo Expo in Amsterdam, June 3–6, 2002-GT-30411. [2] Jordal, K., Bredesen, R., Kvamsdal, H.M., and Bolland, O., 2002, Integration of H ₂ -separating Membrane Technology in Gas Turbine Processes for CO ₂ Sequestration, presented at the International conference GHGT-6, Kyoto, Japan. [3] D. M. Todd and R. A. Battista, 2000, "Demonstrated Applicability of Hydrogen Fuel for Gas Turbines", presentert på konferansen «Gasification 4 the future», Amsterdam 11.–13. april [4] GTPRO database, Thermoflow Inc. * beregnet verdi

Tabell 2.22 Mikroturbin for hydrogen og mikroturbin for naturgass

Innsatsfaktor	Hydrogen eller naturgass
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	NO _x i ukjent mengde for hydrogen mikroturbin NO _x : 0.223 g/kWh _{el} for naturgass mikroturbin [3] CO ₂ : 724 g/kWh _{el} [3]
Virkningsgrad (El/LHV H₂)	20–30 % for hydrogen ca 28 % for naturgass [3] totalvirkningsgrad: 75 % for naturgassturbin [3]
Investering (Euro/kW H₂ LHV)	Ingen data
Drifts- og vedlikeholdskostnader (% av investering)	Ingen data
Skala (MW)	25–500 kW
Levetid (år)	10 [4]
Årlig driftstid (%)	-
Teknologimodenhet	Mikroturbin med rent hydrogen som brensel: umoden Mikroturbiner med andre typiske gassturbin-brenslar (som naturgass, diesel): Nær kommersiell status. Kommerielle prototyper finnes.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	-
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	For naturgassturbiner: 1. Aker-Kværner 2. Middels-stort 3. SINTEF/NTNU
Andre antagelser og anmerkninger	Det har ikke lyktes å finne noen informasjon om satsninger spesielt på mikroturbiner med rent hydrogen som brensel. Dette kan nok skyldes det begrensede potensialet når det gjelder virkningsgrad for isolerte mikroturbiner. Imidlertid er det potensial for betydelig høyere virkningsgrad dersom en mikroturbin kombineres med brenselcelle. F.eks. kan man for SOFC/GT-systemet (med naturgass som brensel) kunne oppnå 60–70 % virkningsgrad. Dette systemet designet med rent hydrogen som brensel burde kunne oppnå virkningsgrader i samme området.
Kommentarer ang. teknologistatus	De fleste mikroturbiner har rekuperator (varmeveksling mellom eksos og innløp til ekspansjonsturbin) for å øke TIT (turnine inlet temperature) og dermed virkningsgraden. Mikroturbiner generelt har ikke fått det gjennomslaget i markedet som mange forventet for 5 år siden. Ledende selskaper som Capstone, GE, Ingersoll-Rand, Solar Turbines, UTC deltar DOE-programmet «Advanced Microturbine Program (2000–2006)». Her er målet å nå en virkningsgrad på 40 %, < 9ppm NO _x , systemkostnad < \$500/kW. Imidlertid er det ikke fokusert på hydrogen som brensel.
Referanser	[1] http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/microturbines/microturbines.html [2] http://www.eere.energy.gov/der/microturbines/microturbines.html [3] http://www.microturbine.com/ [4] http://www.turbec.com/

Tabell 2.23 MCFC – Høytemperatur karbonatsmelte brenselcelle

Innsatsfaktor	Naturgass/delvis reformert naturgass, andre reformerte flytende eller gassformige hydrokarboner, biogass, gassifisert kull eller hydrogen
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme
Utslipp	NO _x : ubetydelig (< 0,01 ppmv/kW) [3] SO _x : ubetydelig (< 0,01 ppmv/kW) [3] CO: ubetydelig (< 0,01 ppmv/kW) [3] CO ₂ : ca 0,01 vol %/kW [3] *
Virkningsgrad (çel= Elektrisk energi/LHV naturgass)	47 % [1] ved 150 kW _{el} [5]. Høyere total virkningsgrad hvis varme kan utnyttes (70–90 %). Avgasser har en temperatur på 3–400 °C [4,5], som gir inntil 180 kW _{th} (termisk energi) [4]. Høyere el-virkningsgrad i kombinasjon med gassturbin (65 %) [4]. Det anslås at 50 % el-virkningsgrad og inntil 90 % totalvirkningsgrad er mulig i 2010 [6].
Investering (Euro/kW_{el})	I størrelsesorden 8000 Euro/kW _{el} [1].
Skala (kW)	250 kW _{el}
Levetid (år)	Usikkert. Demonstrasjonsanlegg har vært drevet i flere tusen timer, f.eks. ble en 250 kW stack fra MTU-Friedrichshafen drevet i mer enn 16 000 t [6]. Et anlegg på 2 MW i Santa Clara, USA, hadde en driftstid på 4000 t.
Årlig driftstid (%)	Ukjent (lite tilgjengelig informasjon)
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	Ukjent (lite tilgjengelig informasjon). 0,025 Euro/kWh er anslått i Ref. 1 og 3.
Teknologimodenhet	Demonstrasjon
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Moderat – stort, ettersom teknologien ennå ikke er kommersiell. Det er anslått at investeringskostnader kan komme ned mot 1000 Euro/kW _{el} . Større anlegg er basert på moduler på 250 kW.
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Ingen 2. Ukjent 3. Ingen
Andre antagelser og anmerkninger	Brenselceller har generelt maksimal virkningsgrad ved dellast. En 250 kW MCFC stack kan yte inntil 280 kW _{el} , men har høyest virkningsgrad i området 150–200 kW. Lav spesifikk energitetthet. Stor fleksibilitet m.h.t brensel. Fleksibel el-varme produksjon. Tåler ikke store lastvariasjoner.
Kommentarer ang. teknologistatus	MCFC er på demonstrasjonsstadiet. De største utfordringene for MCFC teknologien er materialtekniske problemer knyttet til degradering av komponenter pga. aggressiv elektrolytt, og dermed forkortet levetid og stabilitetsproblemer. Ledende produsenter av MCFC teknologi er MTU-Friedrichshafen, Tyskland, Ansaldo Fuel Cells, Italia, Hitachi og IHI, Japan.
Referanser	1. A. Lokurlu, T. Grube, B. Höhle, D. Stolten, «Fuel Cells for mobile and stationary applications – cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel cells», <i>Int. Journal of Hydrogen Energy</i> , 28 (2003) 703–711 2. Abstracts, Fuel Cell Seminar, 3–7 November 2003, www.fuelcellseminar.com 3. A. Dicks, A. Siddle, <i>J. Power Sources</i> , 86 (2000) 316–323 4. http://www.mtu-friedrichshafen.com 5. «Errichtung, Betrieb und Optimierung der Wärmenutzung einer MCFC», http://www.fz-juelich.de 6. M. Gnann, G. Huppmann, «Molten Carbonate Fuel Cells in the Practical Test: Field Test Experience With MTU's Hotmodule Generator», Abstracts, Fuel Cell Seminar, Florida, November 2003 * CO ₂ utslipp fra en MCFC stack avhenger av strategi for resirkulering av CO ₂ fra anode til katode. Tallet er basert på en antagelse om at CO ₂ resirkuleres, som også er den vanligste løsningen.

Tabell 2.24 Polymerbrenselcelle (PEMFC), Stasjonær, Naturgass, 1–50kW_{el}

Innsatsfaktor	Naturgass (fra NG-nett)
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme 50 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til elektrisitet antas som utnyttbar varme (leveres ved 45–65°C).
Utslipp	2,67 kg CO ₂ /kg naturgass omsatt, tilsvarende 0,7 kg CO ₂ /kW _{el} ved 30 % virkningsgrad. CO: ubetydelig SO _x : ubetydelig NO _x : ukjent (det vil være noe utslipp av NO _x fra reformeren).
Virkningsgrad 2003 (Elektrisk energi/LHV naturgass)	Oppgitt virkningsgrad varierer for de ulike leverandørene: 25–28 % [1] 25,5 % [5] 31,5 % [3] > 35 % [6] Antatt at virkningsgrad kan komme opp i mer enn 40 % [2] innen 2010.
Virkningsgrad Total (Elektrisitet og varme)	> 80 % [3, 6] (forutsatt at man kan nyttiggjøre seg varme ved 45–65°C)
Investering (Euro/kW elektrisitet levert)	Euro 5000/kW _{el} * [4]
Skala (kW elektrisitet levert)	PEM-brenselceller finnes i hele spekteret 1–50 kW _{el} , men teknologien er dominert av prototyper under videreutvikling. Ifølge US DoD defineres Residential scale som 1–20 kW _{el} [5].
Levetid (år)	Usikker, antageligvis maksimalt 2–3 år for produkter fra ledende leverandører. 1500 timer er oppgitt for Ballards NEXA [7].
Årlig driftstid (%)	90,2 % gjennomsnittlig, US DoD [5]
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	Ikke tilgjengelig informasjon
Teknologimodenhet	Teknologien er ikke etablert, og leverandørene tilbyr som oftest utviklingsprosjekter i stedet for ferdige produkter. Det antas at teknologien trenger minst 5 års videreutvikling før den er moden for kommersialisering.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Stort potensial for teknologilæring. Reduksjon i kostnader anslås til 60 % over 5 år. Ventet utvikling av nye membraner (høyere operasjonstemperatur) og bedre katalysatorer. Estimert fra Vaillant: Euro 1200–2000/kW _{el} innen noen år [8].
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Statoil (og Volvo) deltar i EU-prosjekt på høytemperatur PEM-brenselceller 2. Muligheter for at norsk industri kan levere komponenter til denne teknologien som er spådd et betydelig marked. 3. NTNU, SINTEF, IFE
Andre antagelser og anmerkninger	Dette data-arket beskriver naturgass-drevne PEM-brenselceller. Dette innbefatter at systemet inneholder en reformer som konverterer naturgass til hydrogen. Naturgass er det dominerende drivstoff for stasjonære PEM-brenselceller. Det utvikles også produkter for konvertering av ren hydrogen og propan [5]. Disse PEM-brenselcellene er primært ment som CHP-enheter. Det antas at naturgass inneholder 92 % CH ₄ , med en brennverdi på 12,7kWh/kg. * Investeringskostnad er et estimat basert på reell pris på en H ₂ -drevet PEM-brenselcelle fra PlugPower (\$14 995 for 5kW _{el} [4]). Med naturgass som drivstoff anslås investeringskostnaden å bli ca Euro 5000/kW _{el} .
Kommentarer ang. teknologistatus	Problemer med å nå mål for kostnadsreduksjoner for PEM-brenselcelleteknologi har bidratt til at få ser det som realistisk med noen vesentlig markedsintroduksjon før 2010. På tross av meget stor FoU-aktivitet over de siste 10 år er det kun et fåtall utviklere som kan vise til PEM-brenselceller med tilfredsstillende langtids-stabilitet.

Tabell 2.24 Polymerbrenselcelle (PEMFC), Stasjonær, Naturgass, 1–50kW_{el}

Referanser	1. Average efficiency of 75 GenSys™ systems depending on the load (2,5–5 kW_{el}). Oral presentation: «<i>On the Efficiency of a PEM Fuel Cell Systems and Fuel Processors</i>», Alan Feitelberg, PlugPower, Fuel Cell Seminar 2003, Miami, FL, USA, November 2003. 2. Oral Presentation: «<i>Technology Foundations for Product Development</i>», James Cross III, Nuvera Fuel Cells, Fuel Cell Seminar 2003, Miami, FL, USA, November 2003. 3. Nuvera Fuel Cells, homepage: http://www.nuvera.com/, spesifikasjoner for AVANTI (3,7kW_{el}), februar 2004. 4. Basert på angitt pris på \$14.995 for GenCore (5kW_{el}) fra PlugPower, drevet på H₂. Kilde: Oral presentation: «<i>On the Efficiency of a PEM Fuel Cell Systems and Fuel Processors</i>», Alan Feitelberg, PlugPower, Fuel Cell Seminar 2003, Miami, FL, USA, November 2003.5. «<i>The DoD residential PEM fuel cell demonstration program</i>», Fuel Cells Bulletin, Volume 2003, Issue 10, October 2003. 6. Tall basert på data fra Vaillants hjemmeside http://www.vaillant.de/mod/netmedia_pdf/data/Innovationsbericht_BZH.pdf, februar 2004. 7. Oppgitt levetid for Ballard Power Systems NEXA (1kW_{el}) http://www.ballard.com/pdfs/Nexa_RM.pdf, februar 2004. 8. G. Erdmann, International Journal of Hydrogen Energy 28 (2003) 685–694.
-------------------	--

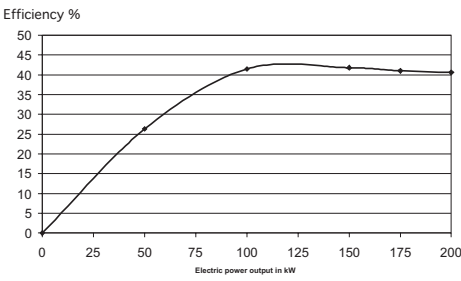
Tabell 2.25 Polymerbrenselcelle (PEMFC), Stasjonær, Naturgass, 50–500 kW_{el}

Innsatsfaktor	Naturgass (fra NG-nett)
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme 50 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til elektrisitet antas som utnyttbar varme (leveres ved 45–65 °C).
Utslipp	2,67 kg CO ₂ /kg naturgass omsatt, tilsvarende 0,6 kg CO ₂ /kW _{el} ved 35 % virkningsgrad. CO: ubetydelig SO _x : ubetydelig NO _x : ukjent (det vil være noe utslipp av NO _x fra reformeren).
Virkningsgrad (Elektrisk energi/LHV naturgass)	35,1 % [1] 34 % [4] For 2010 antas det at virkningsgraden kan komme opp i 45 % elektrisk og 85 % total
Virkningsgrad Total (Elektrisitet og varme/LHV naturgass)	76,4 % (41,3 % varme) [1]
Investering (Euro/kW elektrisitet levert)	Anslått til ca 10 000 Euro/kW _{el} basert på tall fra BEWAG, Tyskland som oppgir Euro 3,75 mill for PEMFC på 250 kW _{el} inkl. testprogram [1, 4]. Euro 2500–3500 [3].
Skala (kW elektrisitet levert)	PEM-brenselceller er produsert i enheter på opp til 250 kW _{el} .
Levetid (år)	Usikkert
Årlig driftstid (%)	21 % [1]
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	Ukjent
Teknologimodenhet	PEM-brenselceller i denne størrelse basert på naturgass som drivstoff ser ut til å ha langt større tekniske driftsproblemer enn selv utviklingsselskapet (Ballard Power Systems) forventet seg. Et større demonstrasjonsprogram for 9 stasjonære enheter [2] ble igangsatt i 1999 og skal etter planen avsluttes i 2004. Det antydes at kun 3–4 av disse enhetene er satt i drift. Systemer i effektområdet 5–250 kW _{el} er ansett som ikke kommersielt tilgjengelige [3].

Tabell 2.25 Polymerbrenselcelle (PEMFC), Stasjonær, Naturgass, 50–500 kW_{el}

Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Stort potensial for teknologilæring. Reduksjon i kostnader på anslås til 60 % over 5 år. Ventet utvikling av nye membraner (høyere operasjonstemperatur) og bedre katalysatorer.
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Statoil (og Volvo) deltar i EU-prosjekt på høytemperatur PEM-brenselceller 2. Muligheter for at norsk industri kan levere komponenter til denne teknologien som er spådd et betydelig marked. 3. NTNU, SINTEF, IFE
Andre antagelser og anmerkninger	Dette data-arket beskriver naturgass-drevne PEM-brenselceller. Dette innbefatter at systemet inneholder en reformer som konverterer naturgass til hydrogen. Naturgass er det dominerende drivstoff for stasjonære PEM-brenselceller. Det utvikles også produkter for konvertering av ren hydrogen og propan [5]. Disse PEM-brenselcellene er primært ment som CHP-enheter. Det antas at naturgass inneholder 92 % CH ₄ , med en brennverdi på 12.7kWh/kg.
Kommentarer ang. teknologistatus	Problemer med å nå mål for kostnadsreduksjoner for PEM-brenselcelleteknologi har bidratt til at få ser det som realistisk med noen vesentlig markedsintroduksjon før 2010. I tillegg har store tekniske problemer gjort at fokus ser ut til å rettes mot mindre enheter (for boliganvendelser, 1–10kW _{el}). På tross av meget stor FoU-aktivitet over de siste 10 år er det kun et fåtall utviklere som kan vise til PEM-brenselceller med tilfredsstillende langtids-stabilitet.
Referanser	1. SINTEF Report: « <i>Hydrogen Demonstration Sites in USA, Europe and Japan – Driving Forces and Experiences</i> », Internal, Project no.: 385540, June 2003. 2. Ballard Power Systems hjemmeside: http://www.ballard.com/tD.asp?pgid=35&dbid=0 3. T.E.Lipman et al. Energy Policy 32, 101–125, 2004. 4. A. Lokurlu et al., International Journal of Hydrogen Energy 28 (2003) 703–711 5. « <i>The DoD residential PEM fuel cell demonstration program</i> », Fuel Cells Bulletin, Volume 2003, Issue 10, October 2003.

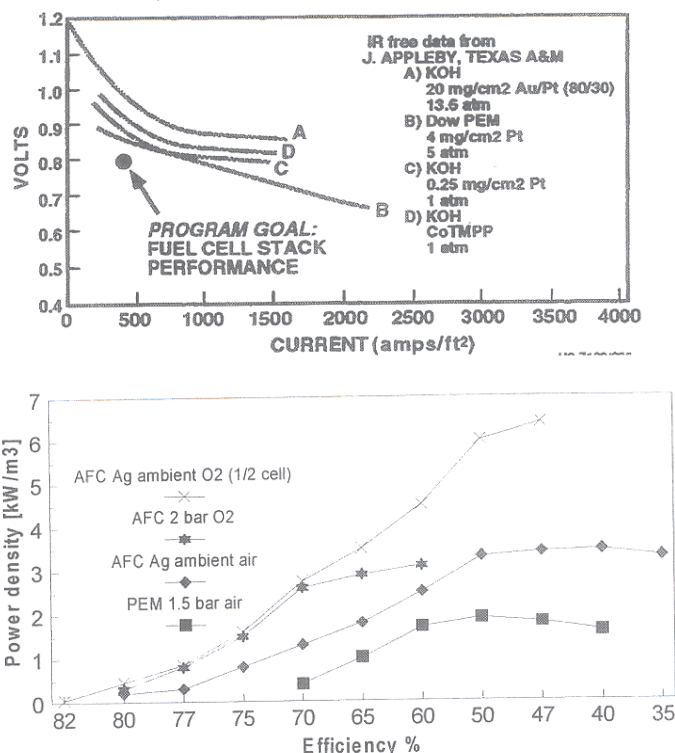
Tabell 2.26 PAFC Fosforsyrebrenselcelle

Innsatsfaktor	Naturgass (fra vanlig NG-nett)																				
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme. 70 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til elektrisitet antas som utnyttbar varme [1] til for eksempel fjernvarme. Varmen leveres ved 60 °C[2], men kan også leveres ved 120 °C[2].																				
Utslipp	2,67 kg CO ₂ /kg naturgass omsatt, tilsvarende 0,521 kg CO ₂ /kWh _{el} ved full ytelse (200kW _{el}) [2]. < 2 ppmv CO, < 1 ppmv NO _x , negligible SO _x (on 15 % O ₂ , dry basis) [2]. For beregningene settes CO, NO _x og SO _x lik null.																				
Virkningsgrad Elektrisk (Elektrisk energi/ LHV naturgass)	UTC (PC25C) [1] 26 % v/ 50 kW 42 % v/ 100 kW 42 % v/ 150 kW 41 % v/ 175 kW 40,5 % v/ 200 kW Fuji Electric 100 kW Model, efficiency 44.1 % [6]. US DoD rapporterer gjennomsnittlig virkningsgrad på 39 ± 2 % [7] fra deres demonstrasjonsprogram på PAFCs.  <table border="1"> <caption>Data points from the Efficiency graph</caption> <thead> <tr> <th>Electric power output (kW)</th> <th>Efficiency (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>25</td><td>15</td></tr> <tr><td>50</td><td>26</td></tr> <tr><td>75</td><td>38</td></tr> <tr><td>100</td><td>44</td></tr> <tr><td>125</td><td>43</td></tr> <tr><td>150</td><td>42</td></tr> <tr><td>175</td><td>41</td></tr> <tr><td>200</td><td>40.5</td></tr> </tbody> </table>	Electric power output (kW)	Efficiency (%)	0	0	25	15	50	26	75	38	100	44	125	43	150	42	175	41	200	40.5
Electric power output (kW)	Efficiency (%)																				
0	0																				
25	15																				
50	26																				
75	38																				
100	44																				
125	43																				
150	42																				
175	41																				
200	40.5																				
Virkningsgrad Total (Elektrisitet og varme)	> 80 % [1] 87 % Total: 37 % Electrical, 50 % Thermal [2]																				

Tabell 2.26 PAFC Fosforsyrebrenselcelle

Investering (Euro/kW elektrisitet levert)	1.8 million CHF for 200 kW _{el} , tilsvarende 3 900 USD/kW _{el} i 1999 [1]. Omregnet: 3100 Euro/kW _{el} (kurs 0,7967, febr. 2004). Pris gjelder reformer-stack system.
Skala (kW naturgass LHV omsatt) (kW elektrisitet levert)	494 kW (ved 200 kW _{el}) 200 kW _{el} (United Technologies (ONSI) PC25)[1,2]
Levetid (år)	5 år på brenselcellestack, minst 5 år på reformer og 25 år på rør og elektrisk anlegg [2]. Degradering: 10 % over 40 000h[9]. Levetid på 5 år (40 000 h) er demonstrert (PC 25 A) i Sveits [1]
Årlig driftstid (%)	90 % [1, 3], 76 % fra US DoD store uttestingsprogram [8]. > 99 % for Fuji Electric's PAFCs[6].
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	0,022–0,029 Euro/kWh electric [1]
Teknologimodenhet	Etablert teknologi, tilgjengelig på bestilling siden 1993, men med lav til middels grad av modenhet. Teknologien er levert i et så begrenset antall (noen hundre) at man ikke kan anse denne som kommersiell.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Middels, potensial for reduksjon i kostnader på 30–40 % over 5–10 år.
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Ingen norsk industri har direkte involvert seg i teknologien 2. Muligheter for anvendelse av teknologien i maritim transport med norsk næringspotensial 3. Tilgrensende FoU aktivitet ved NTNU
Andre antagelser og anmerkninger	Det antas at naturgass inneholder 92 % CH ₄ , med en brennverdi på 12,7 kWh/kg. Skala: 494 kW (LHV) naturgass omsatt er beregnet fra virkningsgrad på 40,5 % [1].
Kommentarer ang. teknologistatus	Etter 10 år på markedet har mangelen på kostnads-reduksjoner for annen brenselcelleteknologi (PEM) revitalisert interessen for fosforsyrebrenselceller. Teknologileverandør UTC Fuel Cells antyder at de igjen vil se nærmere på PAFC og videreutvikling av denne [5]. I Japan var det i år 2000 installert til sammen 50 MW PAFC [9]. Pga. meget lav etterspørsel (noen hundre enheter) har produsentene lagt lite i videreutvikling av teknologien til tross for at det bør være rom for vesentlige forbedringer. Et betydelig potensial for å oppnå driftserfaring som er relevant for alle typer brenselceller.
Referanser	[1] Report: «PC 25C-Cogeneration, School and District Heating at Basel», Stephan Renz, Thoma & Renz Consulting, April 2001. [2] UTC Fuel Cells' hjemmeside: http://www.utcfuelcells.com/commercial/features.shtml [3] Abstracts from Fuel Cell Seminar 2000, Portland, OR, USA. [4] SINTEF Report: Hydrogen Demonstration Sites in USA, Europe and Japan – Driving Forces and Experiences, Internal, Project no.: 385540, June 2003 [5] UTC Fuel Cells, personal communication, November 2003 [6] Abstract, Fuel Cell Seminar, Portland 2000, M. Kuki Osaka Gas Co. [7] www.dodfuelcell.com [8] Nicholas Josefik, US Army Corps of Engineers, <i>Department of Defense Fuel Cell Programs</i> , Oral presentation Fuel Cell Seminar 2003, Miami, FL, USA. [9] Ito Toshiyuki, Tokyo Gas Company Ltd, Japan, Oral presentation: «Experience of Phosphoric Acid Fuel Cell Programmes», 7 th Grove Fuel Cell Symposium, London 2001.

Tabell 2.27 AFC – Alkalisk brenselcelle

Innsatsfaktor	Hydrogen og luft evt. oksygen
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	Ingen ved regulær drift
Virkningsgrad (LHV hydrogen/Elektrisk energi)	 65 % virkningsgrad ved 70 °C og normal drift [1,2]
Investering (Euro/kW elektrisitet)	Med 0,15 mg/cm ² Pt katalysator, 1000 £/kW [3,4,6] for AFC stack. Uten edelmetall katalysator, 300 £/kW [3,4]
Skala (MW hydrogen LHV)	Moduler fra 0,5 til 5 kW Kan skaleres opp til anlegg 50–100 kW For trykksatte systemer > 100 kW [4]
Levetid (år)	10 % reduksjon i celledspenningen etter 10 000 timer [3] NASA trykksatt system (20 kW) 92 000 driftstimer [5]
Årlig driftstid (%)	0 til 80–90 % er mulig
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	CO ₂ filter og KOH elektrolytt må skiftes typisk etter 2000 timer. Den direkte kostnaden er lav, men personalkost og driftsstans gir økte utgifter
Teknologimodenhet	Teknologien er på demonstrasjonsstadiet. NASA system for romfart har blitt benyttet i mer en 40 år. Flere gode demonstrasjoner ble utført på 1970 og 1980 tallet.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Ved å benytte automatisk regenerative CO ₂ filter vil kostnadene reduseres. Store kostnadsbesparelser er mulig ved bruk av ikke edel metall katalysatorer. Det er også mulig å produsere «backup» systemer til lave kostnader dersom ønsket total levetid er < 2000 timer
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Ingen 2. Stort potensial hvis H ₂ blir drivstoff. 3. UiO, NTNU/SINTEF
Andre antagelser og anmerkninger	Teknologien best egnet for stasjonære systemer

Tabell 2.27 AFC – Alkalisk brenselcelle

Kommentarer ang. teknologistatus	Teknologien er moden for implementering. Zetek Power var en aktiv aktør på 1990 tallet med produksjonskapasitet på 200 000 elektroder per år [3]. Pga. meget lav etterspørsel (noen hundre enheter) har produsentene lagt lite i videreutvikling av teknologien til tross for at det bør være rom for vesentlige forbedringer. Fuel Cell Control har videreført teknologi fra ZETEK og Cenergie Alkaline Fuel Cells, og kan levere enheter på 2,5 kW.
Referanser	1. Fuel cells and their Applications, Karl Kordesch and Gunter Simader, VHC 1996. 2. J. Appleby, Texas A&M 3. ZEVCO, Technical Appendix 4. SINTEF, personal communication, Trygve Burchardt 5. NASA presentation at Fuel Cell seminar 2003, http://www.fuelcellseminar.com 6. http://www.fuelcellcontrol.com

Tabell 2.28 Høytemperatur keramisk brenselcelle (SOFC)

Innsatsfaktor	Naturgass/delvis reformert naturgass, delvis reformerte flytende eller gassformige hydrokarboner, biogass, eller hydrogen
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme
Utslipp	NO _x : ca 0,06 g/kWh _{el} for CHP ¹ [1] SO _x : Ubetydelig CO: ca 0,012 g/kWh _{el} [1] CO ₂ : ca 530 g/kWh _{el} ved 40 % el-virkningsgrad.
Virkningsgrad (çel= AC elektrisk energi/LHV naturgass)	46 % el-virkningsgrad for 100kW CHP [3] ca 38–40 % el-virkningsgrad for 5 kW stack [3] ³ ca 25–30 % el- for Sulzer-Hexis 1 kW stack [6] For CHP: Inntil 85 % totalvirkningsgrad er mulig, pga. høy temperatur på avgass [6].
Investering (Euro/kW)	I størrelsesorden 20 000 Euro/kW _{el} ² [2]
Skala (kW)	Tubulær teknologi: 100 og 200 kW er realisert. Flatplateteknologi: Typisk skala er 1–25 kW pr. i dag. 40 kW er realisert, basert på moduler på 2–5 kW, men driftsdata er ikke tilgjengelig. Større anlegg er ennå på planleggingsstadiet.
Levetid (år)	Tubulær teknologi: Lengste sammenhengende driftstid er 16 600 timer for en 100 kW stack fra Siemens Westinghouse [3]. Flatplateteknologi: Sulzer Hexis: 15 kW stack fra Mitsubishi har blitt drevet i 7500 t [5]
Årlig driftstid (%)	Ukjent, pga. liten driftstid
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	Ukjent, pga. liten driftstid
Teknologimodenhet	Flatplateteknologi: Generelt på laboratoriestadiet. Unntak er Sulzer-Hexis, som har utviklet 1 kW stacker (gir 1 kW _{el} , 2,5 kW _{th}) for husholdninger. Disse er på demonstrasjonsstadiet. Tubulær teknologi: Demonstrasjonsanlegg (Siemens Westinghouse).
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Stort, ettersom teknologien ennå ikke er kommersiell. Flatplateteknologien har større energitetthet, og størst potensiale for reduksjon av produksjonskostnader. Det er anslått at prisen for masseproduserte SOFC stacker kan komme ned på \$1000/kW [5].
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. ProtoTech AS i Bergen (eid av CMR) 2. Stort potensial 3. UiO, NTNU/SINTEF, (IFE)

Tabell 2.28 Høytemperatur keramisk brenselcelle (SOFC)

Andre antagelser og anmerkninger	Svovelfjerning er nødvendig (< 1 ppm svovel). En SOFC stack bør ikke utsettes for store lastvariasjoner, og vurderes pr. i dag bare for applikasjoner med små lastvariasjoner. Potensialet for fjerning av CO ₂ fra en SOFC stack er stort sammenlignet med en gasturbin, men dette er ennå ikke realisert i større anlegg. Pris er antatt pris ved leveranse av SOFC stack for demonstrasjonsanlegg.
Kommentarer ang. teknologistatus	Stacker med rørformede celler er termomekanisk mest robuste, og alle større anlegg er basert på denne teknologien. Ledende leverandør er Siemens-Westinghouse, som bl.a. har levert 100 og 250 kW _{el} CHP anlegg, samt et kombinert 220 kW _{el} SOFC/GT anlegg. Sulzer-Hexis er ledende leverandør av flateplatestacker. Det er stort fokus på forbedring av flatplateteknologi, motivert bl.a. av muligheten til å benytte mindre SOFC stacker som APU enhet i kjøretøyer, og for mindre, stasjonære anlegg.
Referanser	1. D. Hart, G. Hörmandinger, «Environmental benefits of transport and stationary fuel cells», <i>J. Power Sources</i>, 71 (1998) 348–353 2. A. Lokurlu, T. Grube, B. Höhle, D. Stolten, «Fuel Cells for mobile and stationary applications – cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel cells», <i>Int. Journal of Hydrogen Energy</i>, 28 (2003) 703–711 3. R. George, A. Casanova, «Developments in Siemens-Westinghouse SOFC Program», Abstracts, Fuel Cell Seminar, Florida, November 2003 4. A. Nakanishi, M. Hattori, Y. Sakaki, H. Miyamoto, K. Takenobu, M. Nishiura, «Development of MOLB type SOFC, Abstracts, Fuel Cell Seminar, Florida, November 2003 5. Studie gjennomført av A.D. Little (ved C. Read, J. Thijssen), innenfor rammen av DoEs SECA program (http://www.seca.doe.gov) 6. http://www.hexis.com¹ Gjelder ved høy totalvirkningsgrad, 85 %. Tilsvarende økning ved lavere virkningsgrad² Basert på Siemens Westinghouse 100 kW tubulær stack³ Basert på Siemens-Westinghouse 5 kW stack. Noe lavere el-virkningsgrad for små stacker, ettersom grad av utnyttning av brensel aldri når 100 % (maksimalt 85 %). Grad av brenselutnyttning er ikke oppgitt for denne stacken, men SW opererer vanligvis med 85 % fu.

Tabell 2.29 Høytemperatur keramisk brenselcelle kombinert med mikrogasturbin (SOFC og GT)

Innsatsfaktor	Hydrogen, naturgass/delvis reformert naturgass, andre reformerte flytende/gassformige hydrokarboner, reformert biomasse dampgass
Ønsket produkt	Elektrisitet og varme
Utslipp	NO _x : ca 0,06 g/kWh _{el} fra SOFC [1] NO _x : ca 1,02 g/kWh _{el} mikrogasturbin [1] SO _x : Ubetydelig fra SOFC SO _x : ca 0,33 g/kWh _{el} fra mikrogasturbin [1] CO: ca 0,012 g/kWh _{el} fra SOFC [1] CO: ca 0,43 g/kWh _{el} fra mikrogasturbin [1] CO ₂ : ca 404 g/kWh _{el} ved 52 % el-virkningsgrad (antar 13,1 kWh/kg for naturgass)
Virkningsgrad (cel= AC elektrisk energi/LHV naturgass)	52 % (170 kW _{el} fra SOFC stack, 20 kW _{el} fra MTG), 3 atm trykk. For CHP: Inntil 85 % totalvirkningsgrad er mulig, pga. høy temperatur på avgass
Investeringsgrad (€/kW)	Høy. Av størrelsesorden 20 000 Euro/kW _{el} for SOFC stack, og 1000 Euro/kW _{el} for mikroturbin [2].
Skala (kW)	220 kW _{el}
Levetid (år)	Driftstid for Siemens-Westinghouse 220kW _{el} SOFC/GT er 3200 t [2]
Årlig driftstid (%)	Ukjent, pga. liten driftstid

Tabell 2.29 Høytemperatur keramisk brenselcelle kombinert med mikrogassturbin (SOFC og GT)

Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	Ukjent, pga. liten driftstid
Teknologimodenhet	På utviklingsstadiet. Bare et anlegg er demonstrert.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Stort, spesielt for SOFC enheten, som det bare er produsert et fåtall større enheter.
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. ProtoTech AS i Bergen (eid av CMR) 2. Stort potensial 3. UiO, NTNU/SINTEF, (IFE)
Andre antagelser og anmerkninger	Integrasjon av en SOFC og en gassturbin krever trykksetting. Dette vil være lettest å realisere for tubulære stacker. Trykksetting av en liten, flatplate stack er demonstrert i laboratoriet [5], men generelt vanskelig å realisere.
Kommentarer ang. teknologistatus	Det antas at det er et stort potensial for økning av både el- virkningsgrad og totalvirkningsgrad, avhengig av størrelse på anlegget. Beregnede el-virkningsgrader for et 3 atm anlegg, 300 kW–1 MW, ligger på 57–60 %. For anlegg > 2 MW, 7 atm, er beregnet el-virkningsgrad > 60 % [4].
Referanser	1. D.Hart, G. Hörmandinger, «Environm. benefits of transport and stationary fuel cells», <i>J. Power Sources</i> , 71 (1998) 348–353 2. A. Lokurlu, T. Grube, B. Höhle, D. Stolten, «Fuel Cells for mobile and stationary applications – cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel cells», <i>Int. Journal of Hydrogen Energy</i> , 28 (2003) 703–711 3. R. George, A. Casanova, «Developments in Siemens-Westinghouse SOFC Program», Abstracts, Fuel Cell Seminar, Florida, November 2003 4. http://www.siemenswestinghouse.com 5. N. Minh, «Development of Solid Oxide Fuel Cell Systems for Power Generation Application», Abstracts, Fuel Cell Seminar, Florida, November 2003

Tabell 2.30 Fra biomasse til SOFC (gjennom gassifisering)

Innsatsfaktor	Biomasse
Ønsket produkt	Elektrisitet via SOFC
Utslipp	1) Krav etter gassifisering: COS + H ₂ S < 1–3 ppm _v ; HCL < 1 ppm _m ; Alkali < 0,15 ppm _m ; Støv < 1 mg/Nm ³ ; Tjære må reformeres. [1]
Virkningsgrad (El/LHV H₂)	1) 0,27–0,42 (el) (atmosfærisk gassifisering kombinert med HTFC) (basert på antagelser) [1] 1) 0,34–0,51 (el) (Trykksatt gassifisering kombinert med HTFC og gassturbin) (basert på antagelser) [1] 2) 0,554 (el), basert på simulering av en SOFC kombinert med mikro-gassturbin. (2/3 av elkraft hentes fra SOFC) [4]
Investering (Euro/kW H₂ LHV)	–
Drifts- og vedlikeholdskostnader (% av investering)	-
Skala (MW)	2) 75,1 kW _e (SOFC) 27,2 kW _e (gassturbin)
Levetid (år)	-
Årlig driftstid (%)	-

Tabell 2.30 Fra biomasse til SOFC (gjennom gassifisering)

Teknologimodenhet	Alt det som rapportertes i faktaarket er basert enten på numeriske beregninger eller antagelser. Det er så langt ikke forsøkt å koble en gasifier mot en SOFC. Det spekuleres i høye ytelser ettersom gassen fra en gassifiseringsprosess har en høy temperatur (typisk 800 °C) som vil være passende for en SOFC. Det stilles ellers krav lave konsentrasjoner av skadelige komponenter. Disse er nevnt under «Utslipp».
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Høyt (ettersom teknologien er umoden samtidig som man kan oppnå en høy total virkningsgrad)
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Kan bidra til å redusere elektrisk-kraft forbruket i type industrier som allerede har faste brenslers som biprodukter 2. Kan ha stor potensial i fremtiden derom teknologien er konkurransedyktig mot andre fornybare teknologier. Politiske føringer jobber for å øke utnyttelsen av energi fra biomasse. Den type teknologi anses derfor som relevant i denne sammenhengen. 3. SINTEF/NTNU
Andre antagelser og anmerkninger	1) Data er basert på antagelser og sammenligning av potensialet til flere type prosesser.
Kommentarer ang. teknologistatus	Som tidligere nevnt er teknologien relativt ny. Det er ikke rapportert om aktuelle anlegg som har blitt testet. Det spekuleres ellers i rensekraftene til gassen fra gassifiseringsreaktor. I [2] påstås at man ikke får en degradering på SOFC selv med så høy konsentrasjon som 100 ppm H ₂ S. I [3] rapporteres at effekten blir redusert med 2 % for en H ₂ S konsentrasjoner på < 10 ppm _v .
Referanser	[1] K. Svododa, M. Hartman, etc., 2003, «Integration of biomass gasification with high temperature fuel cells», presented on Internat. Conf. CEEERES in Prague in November 2003. [2] D. Dees, etc., 1998, «Interfacial effects in monolithic solid oxide fuel cells», presented at Electrochemical Society fall meeting October 1998. [3] D. Stolten, etc., 1997, «Status of SOFC development at Daimler-Benz/Dornier», Electrochemical proceedings Vol. 97–18. [4] J. Andries, etc., 2000, "Small-scale, distributed generation of elect. and heat using integrated biomass gasification – gas turbine – fuel cell systems», Velen IV: 4. meeting of DGMK-Fachbereich Kohleveredelung on energetic and material utilization of waste and biomass.

Tabell 2.31 Småskala reformering av naturgass til hydrogen (uten CO₂-håndtering)

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Hydrogen
Utslipp	2,67 kg CO ₂ /kg naturgass NO _x : Ingen data funnet 9,45 kg CO ₂ /kg hydrogen (Konvensjonell ref.-teknologi) [2*] 9,88 kg CO ₂ /kg hydrogen (Nye reformere for BC) [2*]
Virkningsgrad (LHV H₂/LHV naturgass)	i) <i>Småskala konvensjonell dampreforming</i> – basert på storskala reformerprinsipper (lang responstid, høyt driftstrykk): 73 % [2] (tilsvarer 3,54 kg naturgass/kg H ₂). ii) <i>Nyere og enklere reformere</i> – utviklet for småskala stasjonær brenselcelleteknologi 70 % [2] (tilsvarer 3,70 kg naturgass/kg hydrogen). Teknologi må utvikles mht. lav kostnad og rask dynamikk. Hovedsakelig POx teknologi.
Investering (Euro/kW H₂ LHV)	1100 Euro/kW – Konvensjonell reformerteknologi [3*] 700 Euro/kW – Nye reformere for brenselcelleteknologi [3*]
Drifts- og vedlikeholds-kostn. (% av investering)	3 %
Skala (MW produkt H₂ LHV)	3,4 (tilsvarende hydrogen til 654 personbiler eller 77 busser) [3*]

Tabell 2.31 Småskala reformering av naturgass til hydrogen (uten CO₂-håndtering)

Levetid (år)	10–15 [4]
Årlig driftstid (%)	80 % (usikkert tall pga manglende driftserfaring) [4]
Teknologimodenhet	Reformere basert på konvensjonell teknologi er kommersielt tilgjengelige [2]. Reformere basert på samme teknologi som brukes for brenselcelle reformere er nær kommersialisering [2].
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Lavt for konvensjonell teknologi Et visst potensial for reformere som utvikles for brenselceller.
Teknologilæring, kvantitativ analyse	-
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Ukjent 2. Usikkert 3. NTNU/SINTEF
Andre antagelser og anmerkninger	Det er antatt at reformeren utgjør ca 60 % av totalkostnaden til en fyllestasjon [2*].
Kommentarer ang. teknologistatus	Reformere basert på tradisjonell teknologi for dampreformere kan kjøpes i dag. Disse blir imidlertid dyre og er store. De har også lang oppstartstid og krever kontinuerlig operasjon. I forbindelse med utviklingen av brenselceller utvikles det imidlertid ny reformer teknologi som ventes å være billigere og mer kompakt [2].
Referanser	[1] P. L. Spath and M. K. Mann, 2001, «Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming», Technical Report NREL/TP-570-27637, National Renewable Energy Laboratory [2] J.M. Ogden, «Review of small stationary reformers for hydrogen production», Report to the International Energy Agency, 2001 [3] J.M Ogden, «Developing an infrastructure for hydrogen vehicles: a Southern California case study», Int. Journal of Hydrogen Energy, 24 (1999) [4] Muntlig kommunikasjon m/Hilde Venvik, SINTEF Kjemi, November 2003 * Beregnet verdi basert på referanse.

Tabell 2.32 Gasskraftverk med CO₂-håndtering

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	0,267 kg CO ₂ /kg naturgass = 20,7 g CO ₂ /kWh th 15 ppmv NO _x i eksos [1] = 92 mg NO _x /kWh th 10 ppmv CO i eksos = 37 mg CO/kWh th Det antas en fjerningsgrad av CO ₂ på 90 % som vil si at kun 10 % av dannet CO ₂ slippes ut til atmosfæren. Da den elektriske virkningsgraden går noe ned, vil imidlertid reduksjonen i utslipp pr. kWh el være noe lavere enn 90 %. Utslipp av NO _x og CO antas som for kombikraftverket uten CO ₂ -håndtering, men tallene pr. kWh el justeres for endret virkningsgrad.
Virkningsgrad (El/LHV naturgass)	47–51 % [1], (49 % valgt) 158 g naturgass forbrukes pr kWh el produsert.
Investering (Euro/kW)	Ca 800 Euro/kW netto elektrisk effekt [3], d.v.s en antatt dobling av pris i forhold til konevensjonelle kraftverk.
Drifts- og vedlikeholds-kostn. (% av investering)	3 %
Skala (MW)	Gjelder storskala. Anlegget tar utgangspunkt i et «standard» gasskraftverk på 400 MW el, men vil ha en lavere levert elektrisk effekt pga den reduserte virkningsgraden.
Levetid (år)	20
Årlig driftstid (%)	95 % maks

Tabell 2.32 Gasskraftverk med CO₂-håndtering

Teknologimodenhet	Det er her antatt at en kombinasjon av gassturbin- og dampturbinsyklus benyttes (kombikraftverk) og at karbondioksidet fjernes fra eksosen ved kjemisk absorpsjon (aminvasking). Dette innebærer stort sett moden teknologi, men absorpsjonsprosessen kan forbedres noe. «Hydrokraft»-konseptet som innebærer innfangning av CO ₂ før forbrenning vha. en autotermisk reformer innebærer også moden teknologi. Elektrisk virkningsgrad for dette konseptet er estimert til 44–47 % [1].
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Flere teknologier på ulike utviklingsstadier eksisterer og flere varianter av ulike konsepter er foreslått [1]. For eksempel kan potensielt en økning i virkningsgraden oppnås i AZEP-konseptet til Alstom Power og Norsk Hydro der brennkammeret i gassturbinen skiftes ut med en reaktor der forbrenning skjer med oksygen istedenfor luft. Virkningsgraden for denne prosessen anslås til rundt 48–53 %. Kombinasjon brenselcelle og gassturbin er et annet konsept med potensielt enda bedre virkningsgrad, men mange utfordringer gjenstår før en slik løsning kan realiseres (se faktaark om mikroturbiner).
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Gasskraftverk eksisterer ennå ikke i Norge 2. Stort ved økende kraftbehov og behov for CO ₂ -fjerning og deponering 3. Statoil, NH, SINTEF/NTNU, IFE
Andre antagelser og anmerkninger	Anslått investeringskostnad er basert på en antagelse om en dobling av prisen for gasskraftverk med CO ₂ håndtering sammenlignet med konvensjonelle [3] En kombinasjon av gassturbin- og dampturbinsyklus benyttes (kombikraftverk). Maksimal elektrisk virkningsgrad oppnås ved at ingen varme fra kraftverket utnyttes. Det er forutsatt at karbondioksidet fjernes fra eksosen ved kjemisk absorpsjon (aminvasking). Kompresjon av fjernet CO ₂ opp til et trykk på 100 bar er inkludert i estimatet for virkningsgraden.
Kommentarer ang. teknologistatus	Gasskraft med CO ₂ -innfangning kan bygges med eksisterende teknologi, men teknologi som er under utvikling har stort potensiale for forbedring.
Referanser	[1] O. Bolland, R. Hagen, O. Maurstad, G. Tangen, O. Juliussen og H. Svendsen, 2002, «Gasskraftverk med CO ₂ -håndtering. Studie av alternative teknologier.», SINTEF-rapport TR A5693 (åpen) [2] S. G. Sundkvist, T. Griffin and N. P. Thorshaug, 2001, «AZEP – Development of an integrated air separation membrane – gas turbine», Second Nordic Minisymposium on Carbon Dioxide Capture and Storage, Göteborg. Tilgjengelig på: http://www.entek.chalmers.se/~anly/symp/symp2001.html [3] Personlig kommunikasjon, Nils A. Røkke, SINTEF Energiforskning

Tabell 2.33 Standard gasskraftverk uten CO₂-håndtering

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utslipp	2,67 kg CO ₂ /kg naturgass = 207 g CO ₂ /kWh th = 357 g CO ₂ /kWh el 15 ppmv NO _x i eksos [1] = 92 mg NO _x /kWh th = 159 mg NO _x /kWh el [2] 10 ppmv CO i eksos [1] = 37 mg CO/kWh th = 65 mg CO/kWh el [2] Naturgass fra Nordsjøen inneholder ikke svovel, så utslipp av SO _x kan neglisjeres.
Virkningsgrad (El/LHV H₂)	58 % 134 g naturgass forbrukes pr kWh el produsert.
Investering (Euro/kW)	Ca 400 Euro/kW netto elektrisk effekt [3]
Drifts- og vedlikeholdskostn. (% av investering)	3 %
Skala (MW)	Anlegget leverer en elektrisk effekt på 400 MW el. Mindre anlegg vil ha lavere virkningsgrader.
Levetid (år)	20
Årlig driftstid (%)	95 % maks

Tabell 2.33 Standard gasskraftverk uten CO₂-håndtering

Teknologimodenhet	Et slikt kraftverk er kommersielt tilgjengelig og teknologien er svært moden.
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Utviklingen med stadig høyere virkningsgrad for denne typen kraftverk har flatet ut, og vesentlig økning i virkningsgraden forventes ikke.
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Slike gasskraftverk eksisterer ikke i Norge 2. Lite sannsynlig at dette kommer i Norge. 3. Statoil, NH, SINTEF/NTNU, IFE
Andre antagelser og anmerkninger	En kombinasjon av gassturbin- og dampturbinsyklus benyttes (kombikraftverk). Maksimal elektrisk virkningsgrad på 58 % oppnås ved at ingen varme fra kraftverket utnyttes.
Kommentarer ang. teknologistatus	Gasskraft med CO ₂ -innfangning kan bygges med eksisterende teknologi, men teknologi som er under utvikling har stort potensiale for forbedring.
Referanser	[1] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, «Greenhouse Gas Emissions from Power Stations», se webside: http://www.ieagreen.org.uk/ [2] N. A. Røkke, J. E. Hustad and S. Berg, 1993, «Pollutant emissions from gas fired turbine engines in offshore practice – measurements and scaling», Presented at the Int. Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition (ASME paper 93-GT-170), Cincinnati, Ohio [3] Personlig kommunikasjon, Nils A. Røkke, SINTEF Energiforskning

Tabell 2.34 Transport/distribusjon av elektrisitet

Innsatsfaktor	Elektrisitet levert til kraftnettet i Norge	
Ønsket produkt	Elektrisitet et annet sted	
Utslipp	Ingen	
Virkningsgrad (Elektrisk energi til nett/ Elektrisk energi fra nett)	Nettnivå	Omtrentlig virkningsgrad
	Sentralnettet	0,98
	Regionalnettet	0,97
	Distribusjonsnett	0,93
Investering (Euro/kW elektrisitet levert)		
Skala (MW)		
Levetid (år)	30 år	
Årlig driftstid (%)	99,96 %	
Vedlikeholdskostnader (% av investeringskostnader)	2 %	
Teknologimodenhet	Etablert teknologi.	
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Små	
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Nexans, Møre Trafo, flere andre leverandører av komponenter. Kraftproduksjon er en stor og viktig industri i Norge. 2. Vekstpotensialet er relativt lite. 3. SINTEF/NTNU	

Tabell 2.34 Transport/distribusjon av elektrisitet

Andre antagelser og anmerkninger	Virkningsgrader er basert på gjennomsnittlige energitap, forutsatt jevn belastning. Tapene for et sentralt plassert stort anlegg kan i noen tilfeller være høyere enn for mange små plassert lokalt. Ved dimensjonering av storskala, kraftkrevende anlegg kan virkningsgraden i kraftnettet påvirkes ved å legge anlegget nær elproduksjon.
Kommentarer ang. teknologistatus	Etablert teknologi.
Referanser	1. Kommunikasjon, Bjørn Bakken, SINTEF Energiforskning AS

Tabell 2.35 Sentral reformering av naturgass til hydrogen uten CO₂-håndtering

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Hydrogen
Utslipp	2,67 kg CO ₂ /kg naturgass = 9,32 kg CO ₂ /kg hydrogen 0,9 g NO _x /kg hydrogen [1]
Virkningsgrad (LHV H₂/LHV naturgass)	Dampreforming: 76 % [3] (tilsvarende 3,40 kg naturgass/kg hydrogen)
Investering (Euro/kW H₂ LHV)	350 Euro/kW [3*]
Drifts- og vedlikeholdskostn. (% av investering)	3 %
Skala (MW product LHV)	844 [3*]
Levetid (år)	25
Årlig driftstid (%)	92 % (antatt som for metanolproduksjon)
Teknologimodenhet	Kommersielt tilgjengelig, etablert teknologi [5].
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Lavt
Teknologilæring, kvantitativ analyse	-
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Norsk Hydro, Statoil har betydelig praksis innen reformering. 2. Reformeringsanlegg med CO ₂ -håndtering kan bli en eksportartikkel. Stort potensial hvis H ₂ blir drivstoff. 3. SINTEF/NTNU
Andre antagelser og anmerkninger	Stor-skala reformering er beskrevet i dette fakta-arket. Elektrisitetsbehovet til vifter etc. genereres internt i prosessen. En del av naturgassen brennes for å skaffe til veie nødvendig varme til reformeringsprosessen. Hydrogen fra reformering gir lavere renhet enn fra vannelektrolyse. Ytterligere rensing av for eksempel CO må påregnes for en del anvendelser av hydrogenet.
Kommentarer ang. teknologistatus	Ulike varianter av reformeringsprosesser som dampreforming (SR=Steam Reforming), partiell oksidasjon (POX=Partial Oxidation) og autoterm reformering (ATR = Auto Thermal Reforming) er beskrevet i [4, 5]. Dagens hydrogenfabrikker basert på dampreforming har en kapasitet på 100–150 000 Nm ³ /h tilsvarende ca 10 000 kg hydrogen pr. time [2]. Imidlertid kan fabrikker designes basert på autoterm reformering (ATR) klare ca 60 000 kg hydrogen pr time [2]. For stasjonær små-skala reformering vil virkningsgraden gå noe ned (noen prosentpoeng).

Tabell 2.35 Sentral reformering av naturgass til hydrogen uten CO₂-håndtering

Referanser	[1] P. L. Spath and M. K. Mann, 2001, «Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming», Technical Report NREL/TP-570-27637, National Renewable Energy Laboratory. [2] H. Andersen, 2002, «Large scale hydrogen production with CO₂ capture and sequestration», Proc. 14th World Hydrogen Energy Conference. [3] H. Audus, O. Kaarstad and M. Kowal, 1996, «Decarbonisation of fossil fuels: Hydrogen as an energy carrier», Proc. 11th World Hydrogen Energy Conference. [4] S. Ahmed and M. Krumpelt, 2001, «Hydrogen from hydrocarbon fuels for fuel cells», Int. Journ. of Hydrogen Energy, Vol. 26, pp. 291–301. [5] J. N. Armor, 1999, «Review. The multiple roles for catalysis in the production of H₂», Applied Catalysis A: General, Vol. 176, pp. 159–176 * beregnet verdi basert på referanse
-------------------	--

Tabell 2.36 Sentral reformering av naturgass til hydrogen med CO₂-håndtering

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Hydrogen
Utslipp	0,40 kg CO ₂ /kg naturgass 0,9 g NO _x /kg hydrogen (antatt som for reformering uten CO ₂ -håndtering)
Virkningsgrad (LHV hydrogen/LHV naturgass)	Referanse [3], dampreforming: 73 % (tilsvarer 3,54 kg naturgass/kg hydrogen, nødvendig el.generering inkludert).
Investering (Euro/kW H₂ LHV)	600 Euro/kW [3*]
Drifts- og vedlikeholds-kostn. (% av investering)	3 %
Skala (MW product LHV)	844 [3*]
Levetid (år)	25
Årlig driftstid (%)	92 % (antatt som for metanolproduksjon)
Teknologimodenhet	Kommersielt tilgjengelig (også for CO ₂ -håndtering)
Teknologilæring, anslått potensial for reduksjon i investeringskostnad	Lavt for standard reformeringsprosesser, middels for nye prosesskomponenter knyttet til CO ₂ -håndtering
Teknologilæring, kvantitativ analyse	-
Relevans for norske forhold 1. Eksisterende industri 2. Næringspotensial 3. Kunnskapsmiljøer	1. Norsk Hydro, Statoil har betydelig praksis innen reformering. 2. Reformeringsanlegg med CO ₂ -håndtering kan bli en eksportartikkel. Stort potensial hvis H ₂ blir drivstoff. 3. SINTEF/NTNU, IFE
Andre antagelser og anmerkninger	Det antas en fjerningsgrad av CO ₂ på 85 % som vil si at kun 15 % av dannet CO ₂ slippes ut til atmosfæren. Elektrisitetsbehovet til vifter etc genereres internt i prosessen. En del av naturgasen brennes for å skaffe til veie nødvendig varme til reformeringsprosessen. CO ₂ -håndtering fra reformeringsanlegg medfører en liten reduksjon i virkningsgrad fordi deltrykket av CO ₂ i gassen er høyt (sammenlignet med eksosgassen fra gasskraftverk), samt at hoveddelen av den nødvendige varmen til CO ₂ -stripperen er tilgjengelig i prosessen.

Tabell 2.36 Sentral reformering av naturgass til hydrogen med CO₂-håndtering

Kommentarer ang. teknologistatus	Ulike varianter av reformeringsprosesser som dampreforming (SR=Steam Reforming), partiell oksidasjon (POX=Partial Oxidation) og autoterm reformering (ATR = Auto Thermal Reforming) er beskrevet i [4,5]. Stor-skala beskrevet. Dagens hydrogenfabrikker basert på dampreforming har en kapasitet på ca 10 000 kg hydrogen pr time. Imidlertid kan fabrikker designes basert på autoterm reformering, og disse kan klare ca 60 000 kg hydrogen pr time [2]. For stasjonær små-skala vil virkningsgraden gå noe ned (noen prosentpoeng).
Referanser	[1] H. Andersen, 2002, «Large scale h₂ production with CO₂ capture and sequestration», Proc. 14th World Hydr.Energy Conference [2] Korrespondanse med Henrik Solgaard Andersen i Norsk Hydro juli 2002 (Henrik.Solgaard.Andersen@hydro.com) [3] H. Audus, O. Kaarstad and M. Kowal, 1996, «Decarbonisation of fossil fuels: Hydrogen as an energy carrier», Proc. 11th World Hydrogen Energy Conference [4] M. Steinberg, 1999, «Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming», Int. Journ. of Hydrogen Energy, Vol. 24, pp. 771–777 * beregnet verdi basert på referanse