



Vestlandsforskning

Boks 163, 6851 Sogndal

Tlf. 57 67 61 50

Internett: www.vestforsk.no

VF-notat 10/04

Økonomiske faktorer og forhold ved anvendelse av hydrogen i transport

Av

Otto Andersen

VF notat

Notat tittel: Økonomiske faktorer og forhold ved anvendelse av hydrogen i transport.	Notat nr: 10/04
	Dato: Oktober 2004
	Gradering: Åpen
Prosjekttittel: 1)Systemer for implementering av hydrogenenergi i transportsektoren (Strategisk instituttprogram - hydrogen).	Tal sider: 22
Forskarar: Otto Andersen	Prosjektansvarleg: Karl G Høyer
Oppdragsgjevar: Norges forskningsråd	Emneord: Hydrogen, transport, økonomiske forhold
Samandrag: Notatet gir en presentasjon av økonomiske forhold knyttet til bruk av hydrogen i transport. Foruten å gi en generell omtale av kostnader ved hydrogen som drivstoff i transport, gis det en oversikt over kostnader knyttet til noen faktiske pågående forsøk med hydrogendrift.	
Andre publikasjoner frå prosjektet: Otto Andersen, (2003): <i>Bruk av hydrogen i transport. Teknologiske barrierer ved brenselceller.</i> VF-Notat 1/03.	
ISBN nr: ISSN: 0804-8835	Pris : Kr 100,-

Forord

Dette notat inngår i en serie av arbeider Norges forskningsråd gir støtte til gjennom det strategiske instituttprogrammet *Systemer for implementering av hydrogenenergi i transportsektoren*. Tidligere i serien er utgitt notatet ”Bruk av hydrogen i transport. Teknologiske barrierer ved brenselceller” (VF-Notat 1/03).

Hovedmålet har vært å gi en oversikt over de viktigste økonomiske forholdene knyttet til bruk av hydrogen i transport. Notatet presenterer ulike kostnadsvurderinger som er gjort for hydrogen og brenselcelledrevne kjøretøy i sammenlikning med kjøretøy som benytter andre drivstoffer. I tillegg gir notatet informasjon om faktiske kostnader knyttet til noen pågående forsøk med hydrogen som drivstoff i transport.

Otto Andersen har stått for gjennomføringen av arbeidet og utarbeidelsen av notatet.

Karl Georg Høyer har vært faglig hovedansvarlig.

Vestlandsforskning
Sogndal, oktober 2004
Karl Georg Høyer

Innhold

1	KOSTNADSANALYSER	1
1.1	Innledning om kostnadsanalyser	1
1.2	Kostnader for brenselcellebasert drivsystem.....	1
1.2.1	Brenselcelle	1
1.2.2	Hydrogenlagring i bilen	1
1.2.3	Reformer.....	2
1.2.4	Hele drivsystemet	2
1.3	Hvor mye vil så en bil med brenselcellemotor koste?	4
1.4	Kostnader for hydrogen som drivstoff	5
1.4.1	L-B-Systemtechnik studier.....	5
1.4.2	University of Stuttgart studie	10
1.4.3	Andre studier	10
1.5	Kostnader drivsystem + drivstoff.....	11
2	KOSTNADER KNYTTET TIL DE PLANLAGTE FORSØKENE I HYNOR	12
3	KOSTNADER VED PÅGÅENDE FORSØK	15
3.1	CUTE	15
3.2	ECTOS	15
3.3	Malmø	16
4	KONKLUSJONER	17
5	REFERANSER	19
6	KONTAKTPERSONER	20

1 KOSTNADSANALYSER

1.1 Innledning om kostnadsanalyser

Kostnadene framtrer i dag som en vesentlig barriere for bruk av hydrogenenergi i transport. Notatet presenterer resultater fra analyser av kostnadsproblematikk knyttet til bruk av hydrogen som energibærer i transport. En litteraturgjennomgang av økonomiske vurderinger er gjort med utgangspunkt i en hydrogendrevet personbil.

Man kan dele inn kostnadene knyttet til en overgang til hydrogendrevne brenselcellebiler inn i tre komponenter. Det første er bilens drivsystem, det andre er hele bilen, og det tredje er brensløst.

1.2 Kostnader for brenselcellebasert drivsystem

Kostnadene ved brenselcellebilers drivsystem (inkl. eventuell reformer, brenselcellestakk og elektrisk motor) har vi gjort en innledende vurdering av tidligere (Andersen, 2003). Hovedtrekkene er at hvis brenselcellebilers drivsystem skal kunne ligge på samme kostnadsnivå som forbrenningsmotorenes, kreves det at kostnadene både på brenselcellestakk og evt. reformer reduseres kraftig.

1.2.1 Brenselcelle

Analysen av de forventede kostnadene på framtidens brenselceller gir svært varierende resultat. Masseproduksjon vil imidlertid trolig kunne bringe kostnadene vesentlig ned. En vurdering som er gjort av Ashley (2002) tar utgangspunkt i at brenselcellestakken i en brenselcellebil må produsere 60-90 kW, for at bilen skal yte tilsvarende som en mellomstor personbil med forbrenningsmotor. I følge Ashley (Ibid.) ligger i dag prisen på brenselceller for personbiler på omkring 500 USD/kW, dvs. vil en egnet brenselcellestakk koste ca. 30-45.000 USD. Til sammenlikning ligger prisen for en forbrenningsmotor i en mellomstor personbil på 3.500 USD. Her er det altså snakk om en faktor på omtrent 10 forskjell i pris. Bilprodusenten Chrysler (sitert i Azar et al., 2000) har estimert at kostnadene på en brenselcellestakk kan komme ned på 200 USD/kW, med dagens produksjonsteknologi. Mer optimistiske tall finner vi i en detaljert studie utført av Directed Technologies, hvor det hevdes at kostnadene vil kunne komme helt ned i 20 USD/kW (Lomax, 1998).

Brenselcellefabrikanten Ballard har vurdert at kostnadene for brenselcellestakk til personbiler må ned på 20-35 USD/kW for at disse bilene skal kunne være konkurransedyktige i pris i forhold til biler med forbrenningsmotor (Ahlvik, pers. meddel. 2002). Ballard har imidlertid ikke klart å produsere en brenselcellestakk til under 3.000 USD/kW, som innebærer en faktor på 100 forskjell mellom dagens nivå og antatt konkurransedyktig pris på brenselceller. En kostnad på 3.000 USD/kW for elektrisitet fra brenselcelle er forøvrig også benyttet av Lloyd (1999), sitert i Azar (2000). Man må derfor kunne stille spørsmålsteget ved realitetene i den forannevnte oppgitte pris fra Ashley (2002) på 500 USD/kW for dagens brenselceller.

1.2.2 Hydrogenlagring i bilen

Det er flere måter å lagre hydrogen på om bord i kjøretøyene. Hydrogen kan i første rekke lagres i form av komprimert gass eller nedkjølt væske. I tillegg pågår utvikling av metoder for å lagre hydrogen i metallhydrid eller adsorbent i karbonmaterialer. Av de ulike alternativer er lagring i form av komprimert gass det mest aktuelle valget per i dag. Estimaten for

kostnadene for slik lagring varierer mye. Berry & Aceves (1998) benytter en kostnad i området 0,18-0,36 USD/kWh mens Ogden et al. (1998) oppgir en pris på USD 1.000 for en 500 MJ tank, d.v.s. 0,56 USD/kWh. Azar et al. (2000), bruker også en kostnad på 0,56 USD/kWh, men antyder at en lavere kostnad kan være mulig hvis tankene blir resirkulert etter endt bruksperiode for bilene¹. Kostnaden på 0,56 USD/kWh tilsvarer ca. 1.200 USD/bil.

Lagring av flytende hydrogen ville, i følge Azar et al. (Ibid) være mer kostbart, i første rekke p.g.a. energibruken for å kjøle ned og holde drivstoffet flytende. Lagring i form av metallhydrider vurderes som altfor kostbart til å være aktuelt for bruk i biler (Ibid). Derimot blir adsorpsjon i nanofibre betraktet som en teknologi som har et potensial for å kombinere høy lagringstetthet med lave kostnader. Dette er imidlertid kun basert på laboratorieforsøk, og det gjenstår å se om aktivert karbon og nanofibre kan lagre like mye energi (hydrogen) per volum og vekt som bensin (Petterson & Hjortsberg, 2000). Det er også uvisst i hvor stor grad lagringsmediet er oppladbart ("rechargable") og resirkulerbart. Petterson & Hjortsberg (Ibid.) bruker kostnadsestimater for karbon nanofibre og grafitt på henholdsvis 1 og 10 USD/kg. Forutsatt en energitetthet på 36 kWh/kg, vil materialkostnader på 0,03 og 0,28 USD/kWh, henholdsvis for karbon nanofibre og grafitt, kunne være mulig. Dette er til sammenlikning lavere enn Azar sitt estimat ovenfor på kostnader for gasstanker for komprimert hydrogen.

1.2.3 Reformers

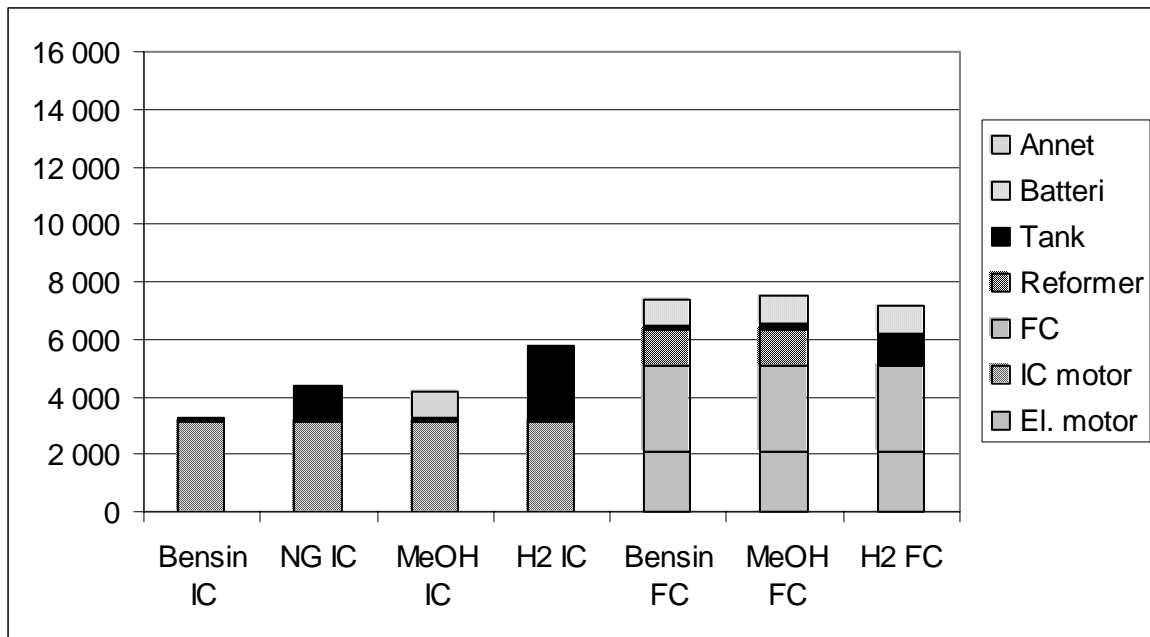
Hvis drivstoffet i brenselcellebilene er metanol (eller bensin) er det nødvendig med en kjemisk reformering til hydrogen som så ledes til brenselcellen. En eventuell vellykket framtidig utvikling av direkte metanol-brenselceller ville imidlertid kunne gjøre kravet om reformers unødvendig. I enda større grad enn som for brenselceller, er det knyttet stor usikkerhet til kostnadene på metanolreformers (Kalhammer et al., 1998). Azar et al. (2000) benytter imidlertid et estimat på 25 USD/kW i ekstra kostnader for metanolreformers. Kostnadene ved å produsere hydrogen fra metanol er imidlertid atskillig lavere enn tilsvarende produksjon fra naturgass i storskala stasjonære anlegg (Ibid.). Så mye som en faktor på 40x i forskjell nevnes. Dette har flere årsaker. For det første er det ikke nødvendig i transportanvendelser å fjerne CO₂ fra hydrogen, og det er heller ikke behov for kompressor. Termodynamisk er det også mer fordelaktig å reformere metanol til hydrogen enn tilsvarende reformering av metan. En siste grunn er at småskala metanolreformering muliggjør automatisert masseproduksjon, som kan innebære et potensial for å redusere kostnadene (Ibid.).

1.2.4 Hele drivsystemet

En sammenlikning av kostnader for ulike typer drivsystem for personbiler, basert på lavkostnadsnivået i scenarioet til Azar et al. (2000) er vist i *Figur 1*. Her er en fremtidig konkurransedyktig kostnad for brenselceller på 60 USD/kW lagt til grunn.

¹ Analysen til Azar et al. (2000) er basert på et scenario hvor fra 2050 konvensjonell bruk av fossile brennstoffer gradvis utfases fra energisektoren (for å holde konsentrasjonen av CO₂ i atmosfæren under 400 ppm). Solenergi og dekarbonisering av fossile brenslser blir får økt betydning. Hydrogen innføres i transportsektoren og blir det dominerende drivstoffet i 2060-2070.

Figur 1 Kostnader for ulike drivsystem. Lavkostnadsnivå (USD/kjøretøy)

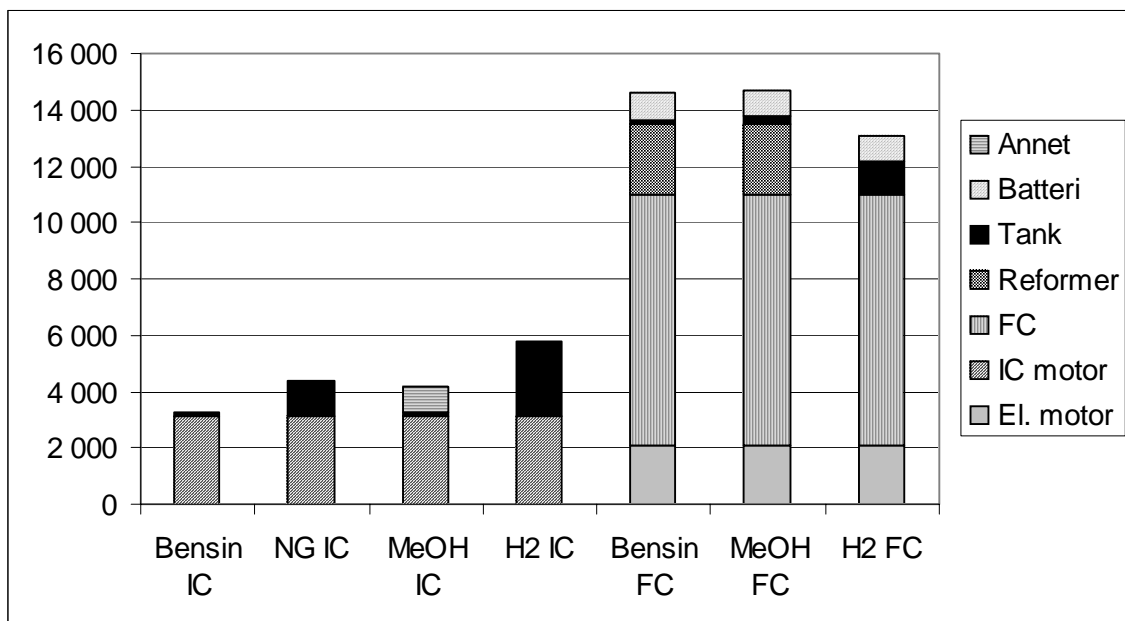


Kilde: Azar et al. (2000)

Forklaringer til figuren: IC = Forbrenningsmotor
 NG = Naturgass
 FC = Brenselcelle

Et høykostnadsnivå på brenselcellebilens drivsystemkomponenter kan også legge til grunn. Hvis brenselcellestakken og reformer forutsettes å innebære kostnader på henholdsvis 180 og 50 USD/kW, vil sammenlikningen se ut som i Figur 2.

Figur 2 Kostnader for ulike drivsystem. Høykostnadsnivå (USD/kjøretøy)



Kilde: Azar et al. (2000)

I høykostnadsnivået for brenselcellebilens sentrale drivsystemkomponenter er brenselcellekostnadene i framtiden antatt å kunne utgjøre mindre enn 10 % av dagens kostnader. Likevel vil kostnadene til brenselcellen bidra sterkt til den økte totalkostnaden for denne type biler.

1.3 Hvor mye vil så en bil med brenselcellemotor koste?

Med utgangspunkt i kostnadene for ulike typer drivsystem (vist i *Figur 1*) konkluderer Azar et al. (Ibid) med at brenselcellebiler i framtida vil kunne vil være omtrent 3.000 USD dyrere enn biler med bensinforbrenningsmotor. Dette er i hovedsak grunnet i en antagelse om at framtidens brenselceller ville kunne koste omtrent 60 USD/kW. Kostnadene til brenselcellestakken i en hydrogendreven bil vil da utgjøre 48 % av de totale kostnadene for drivsystemet. Hvis derimot brenselcellekostnaden kommer helt ned i 20 USD/kW, vil kostnadsforskjellen i forhold til biler med bensinforbrenningsmotor være mye mindre, bare ca. 1.000 USD. Da ville kostnaden på brenselcellestakken bare utgjøre 27 % av de totale kostnadene for drivsystemet. Resultatene samsvarer med estimatene til Thomas et al. (1998a), som også finner at brenselcellebiler drevet med hydrogen vil bli noe dyrere enn biler med bensinforbrenningsmotor, med en forskjell på omtrent 2.000 USD².

Thomas et al. (Ibid.) har også estimert hvor mye kostnadene til drivsystemet vil kunne komme til å utgjøre i forhold til totalkostnadene for hele bilen. Dette er vist i *Tabell 1*.

Tabell 1 Estimerte kostnader til drivsystem i forhold til totalkostnadene for hel bil (USD/bil)

	Bensin IC	H2 FC	Bensin FC	MeOH FC
Drivsystem kostnader	2 476	4 655	7 614	5 552
Totale kjøretøy-kostnader	18 000	20 179	23 138	21 076
Drivsystemets andel av totale kostnader (%)	13,8	23,1	32,9	26,3

Kilde: Thomas et al. (1998a)

I dette estimatet vil kostnadene for drivsystemet utgjøre over 30 % av de totale kostnadene for en bensindreven brenselcellebil, men ca.14 % for en bil med bensindrevent forbrenningsmotor. I en hydrogendreven brenselcellebil vil kostnadene for drivsystemet utgjør 23 % av bilens totale kostnader, mens i en brenselcellebil med metanolreformer er de beregnet å kunne utgjøre 26 %.

Toyota har nylig lansert en type brenselcellebiler som per i dag leases ut til offentlige myndigheter i Tokyo og to universiteter i USA for en pris som tilsvarer 70.000 NOK/mnd. Dette er 10x mer en det koster å lease en Toyota Land Cruiser, som er en tilsvarende bensinbil (Skramstad, pers. meddel.).

² Beregningene til Thomas et al. (1998a) legger til grunn U.S. DOE sine kostnadsestimater for masseproduksjon av brenselcellebiler. Dette er basert på et scenario med en storskala bilproduksjon på 300.000 enheter årlig av samme modell.

1.4 Kostnader for hydrogen som drivstoff

1.4.1 L-B-Systemteknik studier

En av de større analysene av kostnader knyttet til produksjon av hydrogen for brenselcellekjøretøy er utført av L-B-Systemtechnik (Huber & Altman, 1999). Her ble det lagt til grunn de ulike alternativene for hydrogeninfrastruktur i U.S. DOE "Hydrogen Infrastructure Report" (DOE, 1997). Disse ble supplert med noen alternativer basert på hydrogen produsert fra biomasse, og tilpasset tyske forhold m.h.t. råvarekostnader og økonomiske forutsetninger. Det ble benyttet et såkalt "Scenario 270 tpd", som innebærer et tysk marked hvor inntil 690.000 brenselcellebiler skal forsynes med hydrogen. Den gjennomsnittlige kjørelengde for brenselcellebilene er satt lik snittet i 1997 på 12.500 km/år for biler med forbrenningsmotor. Den nødvendige mengden hydrogen kan oppnås ved enten en storskala H₂-produksjonsenhet med kapasitet på 270 tonn per dag (tpd), eller ved 100.000 utplasserte småskala elektrolysesystemer hver med kapasitet på 2,7 kg per dag. Ulike karakteristika og effektivitet av utvalgte brenselcellebiler i Tyskland og USA ble tatt hensyn til i beregning av kostnader per kilometer kjørt med brenselcellebiler i sammenlikning med biler med forbrenningsmotor. Data som ble anvendt i de ulike alternativene for hydrogenproduksjon er vist i *Tabell 2*.

Tabell 2 Data på parametere knyttet til ulike alternativer for hydrogenproduksjon i Tyskland og USA

	USA	Tyskland	Enhet
LH ₂ -distribusjon med tankbil	0,020	0,104	USD/kg/100 km
LH ₂ -distribusjon avstand	805	500	km
CGH ₂ -distribusjon i rørledning (pipeline)	346.313	310.575	USD/km
Biomasse	0,0071-0,0095	0,013	USD/kWh
Elektrisitet (forbruk inntil 0,15 GWh/år)	0,035-0,083	0,12	USD/kWh
Elektrisitet (forbruk inntil 4,6 GWh/år)	0,035-0,083	0,097	USD/kWh
Elektrisitet (forbruk inntil 1.350 GWh/år)	0,035-0,083	0,065	USD/kWh
Naturgass	0,007-0,015	0,019	USD/kWh
Metanol	0,046	0,040	USD/kWh
Tung fyringsolje	103,04	159,20	USD/tonn
Kjølevann	0,044	0,090	USD/m ³

Kilde: Huber & Altman (1999)

For å vurdere kostnadene per kilometer kjørt for brenselcellebilene ble det benyttet forutsetninger om biler som forventes å være tilgjengelige i 2005. De viktigste antagelser om brenselcellebilene er vist i *Tabell 3*.

Tabell 3 Antagelser om typiske brenselcellebiler i 2005

	USA	Tyskland	Enhet
Vekt	1344	1250	Kg
Toppfart	137	160	km/t
Rekkevidde	611	450	km
Brenselcelleeffektivitet	44-61	50-60	%
Brenselcelleeffekt (output)	40	67	kW
Drivstofforbruk	0,31	0,35	kWh/km

Kilde: Huber & Altman (1999)

For biler med forbrenningsmotor ble det benyttet data vist i Tabell 4.

Tabell 4 Data for biler med forbrenningsmotor

	USA	Tyskland	Enhet
Vekt	1344	1130	Kg
Bensinforbruk	0,90	0,56	kWh/km
Dieselforbruk	n.a.	0,45	kWh/km
Bensinpris	0,04	0,11	USD/kWh
Dieselpri	n.a.	0,07	USD/kWh

Kilde: Huber & Altman (1999)

Beregningene av kostnadene for hydrogen ble gjort ved å benytte tyske parametere for energipris (naturgass, elektrisitet, biomasse, metanol, tung fyringsolje), avgifter og inflasjon. Hydrogenkostnadene (mineraloljeavgift ekskludert) ble sammenliknet med tyske bensinpriser (mineraloljeavgift inkludert). En analyse av en rekke ulike alternativer for hydrogenproduksjon viser at kostnadene på levert hydrogen i Tyskland varierer mellom 0,056 og 0,384 USD/kWh, mens tilsvarende kostnader i USA ligger mellom 0,065 og 0,360 USD/kWh. De ulike alternativene for hydrogen infrastruktur, utnyttelsesgrad, energikilde og distribusjon er vist i Vedlegg 1. Ved å beregne kostnadene per kjørte kilometer i de ulike alternativene, kommer det i studien fram at hydrogen produsert med elektrolyse gir brenselcellebilene i de fleste tilfelle en vesentlig høyere drivstoffkostnad enn for bensinbiler med forbrenningsmotor. Figur 3 viser resultatene for en del av de analyserte alternativene i Tyskland. Elektrolysealternativene gir drivstoffkostnader i området 5,94 – 13,38 USD/100 km (Tabell 5). Til sammenligning er gjennomsnittlige drivstoffkostnader for en bensinbil 5,98 USD/100 km og for en diesebil 3,15 USD/100 km. Gasifisering av biomasse ser i studien ut til å kunne gi det rimeligste hydrogenet, med drivstoffkostnader i området 2,30 – 2,18 USD/100 km.

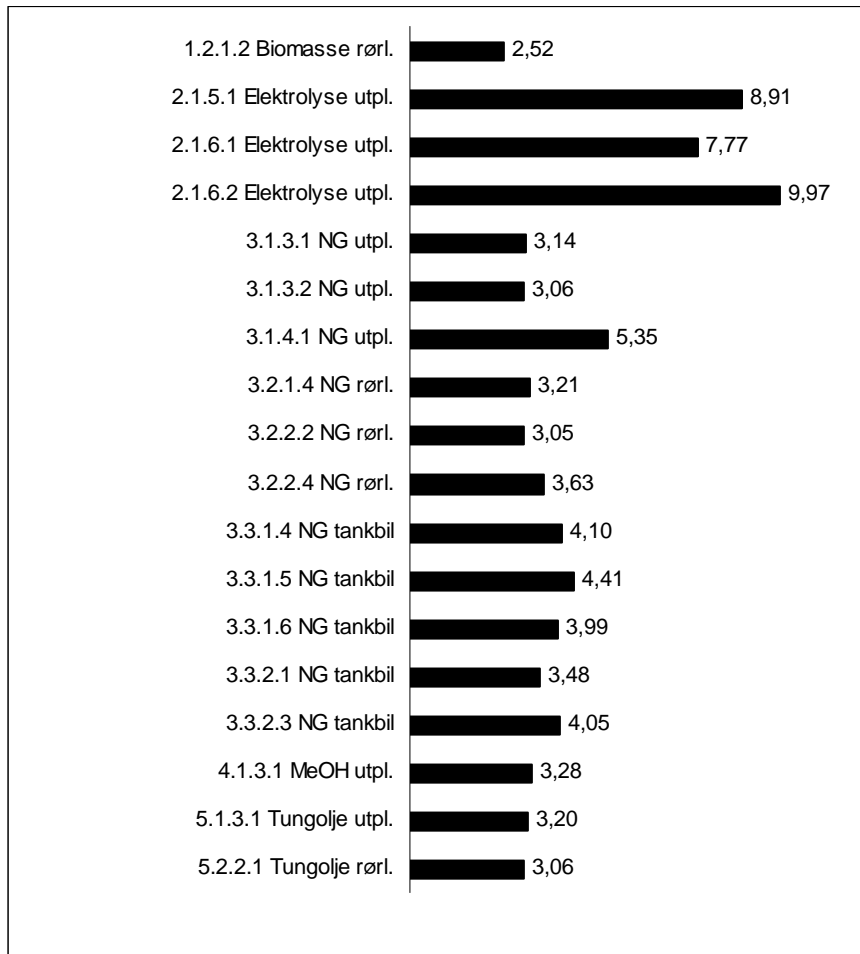
Tabell 5 Drivstoffkostnader ved ulike hovedtyper hydrogeninfrastruktur i Tyskland

Alternativ	Kostnad (USD/100km)
Elektrolyse	5,94 – 13,38
Gasifisering av biomasse	2,30 – 2,18
Reformering av naturgass ved utplasserte systemer	1,96 – 11,48
Storskala dampreformering av naturgass + rørledning	3,05 – 4,29
Storskala dampreformering av naturgass til LH ₂ + tankbil distr.	3,48 – 4,74
Utplassert MeOH reformering	3,28 – 12,27
POX – reformering av tungolje	3,06 – 4,81

Kilde: Huber & Altman (1999)

Reformering av naturgass ved utplasserte systemer viser et mye større spenn i de beregnede kostnadene, og er beregnet til å ligge i området 1,96 – 11,48 USD/100 km. Ved bruk av storskala dampreformering av naturgass med metan-reformer (SMR) og distribusjon i rørledning ligger drivstoffkostnadene i området 3,05 – 4,29 USD/100 km. Storskala dampreformering av naturgass med SMR og komprimering til LH₂ med distribusjon i tankbil gir resultat i området 3,48 - 4,74 USD/100 km. Utplassert metanolreformering vil i studien gi drivstoffkostnader i området 3,28 – 12,27 USD/100 km, mens resultatet for tungoljereformering er 3,06 – 4,81 USD/100 km.

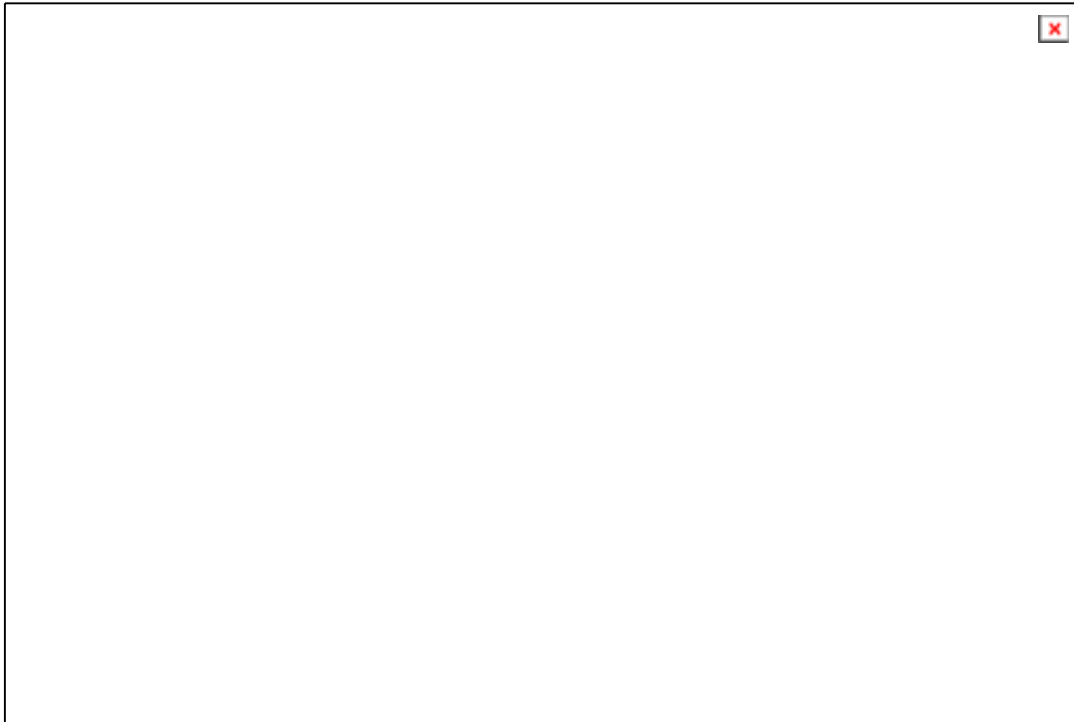
Figur 3 Drivstoffkostnader per kjørte kilometer for brenselcellebiler i Tyskland. 2005 scenario (USD/100km)



I USA er produksjonskostnadene for hydrogen beregnet til å være noe lavere enn i Tyskland, unntatt når metanol benyttes som utgangspunkt. Den lave prisen på bensin i USA gjør brenselcellebiler mindre konkurransedyktige i forhold til biler med forbrenningsmotor. I USA er drivstoffkostnadene for hydrogen-drevne brenselcellebiler beregnet til å ligge mellom 1,99 og 11,15 USD/100 km for de ulike alternativene. Tilsvarende for Tyskland er 1,96-13,38 USD/100km.

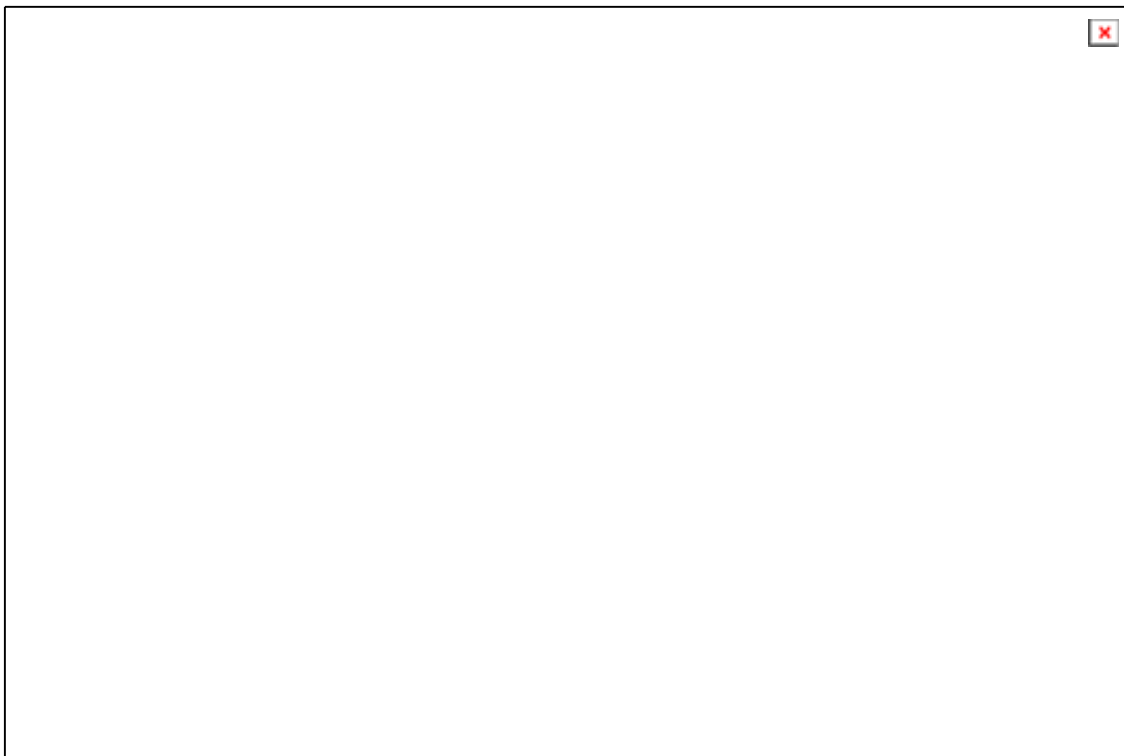
L-B-Systemtechnik har også gjort en nyere analyse av hydrogen som drivstoff (Altmann, 2003). Denne analysen inkluderer produksjon av hydrogen, energitilgjengelighet, Well-to-Wheel (WtW) utslipp og kostnader, samt utslippsscenarioer. Av betydning for usikkerheten knyttet til kostnadene på brenselcellekjøretøy framhever analysen at det er stor usikkerhet knyttet til energiforbruk ved produksjon av brenselcellekjøretøy. Dette har også betydning for WtW klimagassutslippet ved brenselcellekjøretøy, faktisk slik at en dobling (økning på 20 g CO₂-ekvivalenter) oppnås ved å benytte øvre estimerte verdier sammenlignet med lave estimater (Weiss et al., 2003 og Pehnt, 2002). Sammenlikningen av drivstoffkostnader og drivhusgassutslipp for ulike systemer er vist i *Figur 4* og *Figur 5*.

Figur 4 Drivstoffkostnader (EURO per liter bensin-ekvivalent) og drivhusgassutslipp (gram CO2-ekvivalenter per kWh) for ulike systemer



Kilde: Altmann (2003)

Figur 5 Drivstoffkostnader og drivhusgassutslipp for ulike systemer (EURO og gram CO2-ekvivalenter per kjørte kilometer)



Kilde: Altmann (2003)

Som det framgår av figuren er kostnadene per kjørte kilometer lavest for naturgass og bensin/diesel uten avgifter, men basert på det lavere prisområdet for råoljepriser. Hydrogen produsert fra naturgass kommer også bedre ut prismessig enn de andre hydrogenalternativene. Av "lav-klimagass" systemene har følgende drivstoff produsert fra trevirke-rester lavest kostnad (nevnt fra lav til økende kostnad): komprimert hydrogen, metanol, etanol, flytende hydrogen, Fisher-Trops diesel. Komprimert hydrogen produsert fra vind-energi, biogass og flytende hydrogen (produsert fra vind-energi) har høyere kostnad per kjørte kilometer. Flytende hydrogen produsert fra sol- eller termisk (SOT) energi har høyest kostnad, hvis en da ser bort fra det øverste området på bensin/diesel med avgifter inkludert. Både etanol produsert fra sukkerroe og biodiesel fra raps har stort spenn i klimagassutslipp, p.g.a. stor ulikhet i produksjonsforutsetninger. Kostnadmessig kommer etanol best ut av disse to, men har klart høyere kostnad enn hvis produsert fra trevirke-rester. Kostnadene for kjøretøy er ikke inkludert i studien, grunnet for stor usikkerhet rundt dette (Altman, pers meddel.).

1.4.2 University of Stuttgart studie

Som en del av "Accompanying studies" i CUTE-prosjektet har University of Stuttgart i samarbeid med "Fuel Cell Centre of Competence and Innovation (FC³I) gjennomført en studie av hydrogen infrastruktur i et scenario for 2020 (Faltenbacher et al., 2003). Forutsetningene i scenariet for 2020 er at av totalt 334.000 personbiler skal 15 %, d.v.s. 50.100 biler, bli drevet av brenselceller. Gjennomsnittlig drivstofforbruket på brenselcellebilene er satt til 1 kg H₂/100km, som innebærer et energiforbruk på 0,33 kWh/km. En årlig kjørelengde på 12.000 km er videre forutsatt. Dette medfører et årlig behov for 6.000 tonn hydrogen. Dette er forutsatt dekket ved at 80 % kommer fra utplassert dampreforming av naturgass, 10 % fra utplasserte elektrolysesystem og 10 % fra hydrogen tilkjørt med tankbil fra sentralt dampreformeringsanlegg.

Det er anslått at hver av de 70 utplasserte dampreformeringsssystemene vil koste 1,5 millioner USD. Prisen på produsert hydrogen er beregnet til 0,7 USD/m³ (avgifter ekskludert).

Elektrolysesystemene er basert på fornybar energi (vind, sol). Investeringskostnadene for hver av de 8 utplasserte elektrolyseenhetene er beregnet til 1,77 millioner USD. Prisen på hydrogen fra elektrolysesystemene er anslått til 0,8 USD/m³ (avgifter ekskludert).

Halvparten av den tilkjørte hydrogenmengden er forutsatt å være i gassform, mens den andre halvdel vil være flytende hydrogen. Det er antatt at det vil være 7 fyllestasjoner hvor det er mulig å tanke både GH₂ og LH₂ (5 % av bilene er forutsatt å benytte LH₂). Prisen for GH₂ er antatt å være 1,95 USD/m³, mens LH₂ er beregnet å ville koste 1,83 USD/m³.

Studien konkluderer med at det er mulig å forsyne tilstrekkelig hydrogen på denne måten forutsatt at det ved hver av dagens 85 bensinstasjoner blir mulighet for å fylle GH₂ og/eller LH₂. Det er beregnet at forventet drivstoffkostnad da vil ligge rundt 8 USD/100km. Studien benytter til sammenligning en drivstoffkostnad for en tilsvarende bensinbil (Mercedes-Benz A140) på 8,9 USD/100km og 5,3 USD/100km for dieselbil (Mercedes-Benz A160 CDI).

1.4.3 Andre studier

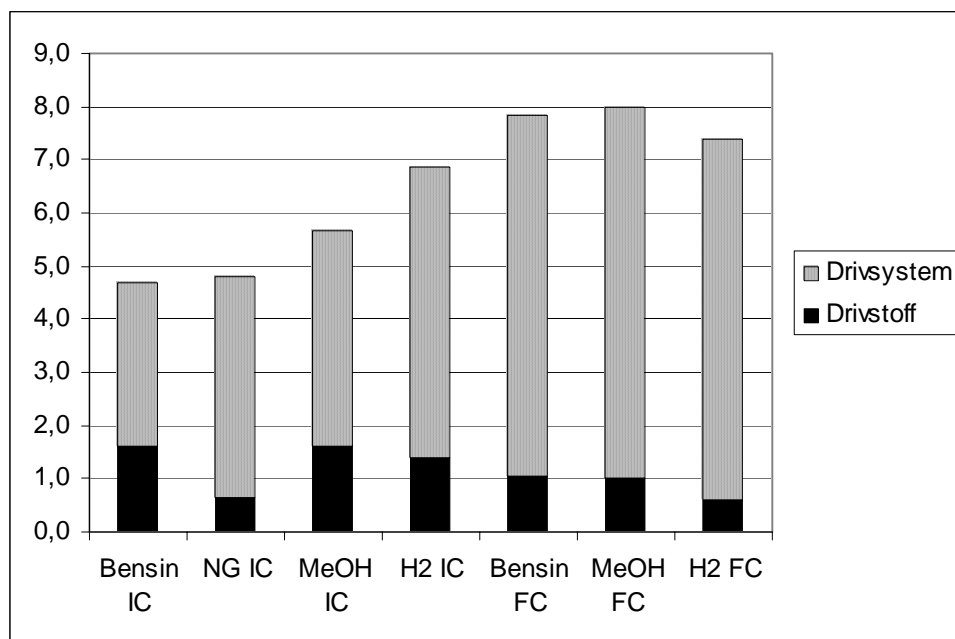
En studie gjort i USA av Thomas et al. (1998b) viser at hvis hydrogen skal kunne produseres til en pris som er konkurransedyktig med bensinbilers drivstoffkostnad må dette skje i

storskala anlegg for dampreforming av naturgass. Dette krever imidlertid at anleggene er lokalisert nær kilder for billig naturgass. Fra slike anlegg vil det kunne være mulig å produsere hydrogen til en pris på 3 USD/kg, som ville gi drivstoffkostnader for en brenselcellebil av type Ford AIV Sable i samme prisområde som for en sammenlignbar bensindrevet bil. At et slikt anlegg skal kunne produsere hydrogen til en så lav pris krever imidlertid at minst 5.400 biler fyller hydrogen ved anlegget. Studien påpeker at det trolig vil gå svært mange år før så mange brenselcellebiler vil kunne finnes i nærheten av et enkelt storskala anlegg. Utplasserte produksjonsanlegg er derfor å foretrekke, men kostnadene per produsert hydrogenmengde blir vesentlig større for småskala anlegg. Et anlegg som betjener 360 brenselcellebiler vil for eksempel ikke kunne produsere hydrogen til en pris lavere enn 11 USD/kg, som tilsvarer tre ganger de gjennomsnittlige drivstoffkostnadene for en bensindrevet bil. I følge beregninger på kostnader ved masseproduksjon av småskala elektrolyse- og dampreformeringsanlegg vil utplassering av slike anlegg imidlertid kunne bringe kostnadene ned mot konkurransedyktig nivå i forhold til bensinbiler.

1.5 Kostnader drivsystem + drivstoff

Azar et al. (2000) har lagt sammen forventet kostnad per kjøretøykilometer for bilens drivsystem og bilens beregnede livsløps-drivstofforbruk i scenariet for 2050-2070. Dette er gjort for hydrogendrevne brenselcellebiler i sammenlikning med biler basert på andre typer drivsystem. I *Figur 6* er resultatene av en slik sammenstilling vist. Metanol og hydrogen er forutsatt produsert fra naturgass.

Figur 6 Kostnader for drivsystem pluss drivstoff for ulike typer biler (US¢/vkm)



Kilde: Azar et al. (2000)

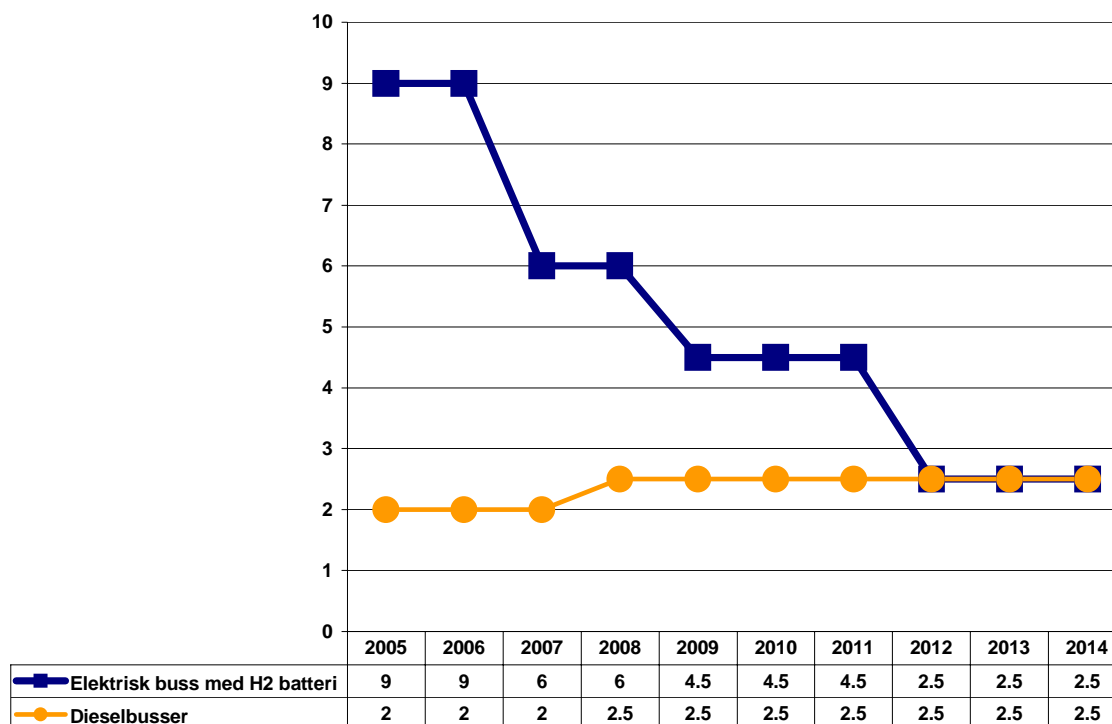
Sammenlikningen viser at brenselcellebilerne kan forventes å ha vesentlig høyere kostnader per kjøretøykilometer enn biler med bensin- eller naturgassdrevne forbrenningsmotor. Drivstofforbruket anslås til å utgjøre en relativt liten del av de totale kostnadene. Metanol- og hydrogen-drevne biler med forbrenningsmotor vil ha høyere totale kostnader enn tilsvarende biler drevet av bensin eller naturgass, men ikke så høye som for brenselcellebiler.

2 KOSTNADER KNYTTET TIL DE PLANLAGTE FORSØKENE I HYNOR

I HyNor skal det etableres en sammenhengende hydrogen-infrastruktur mellom Oslo og Stavanger som gjør det mulig å kjøre denne strekningen med hydrogendrevne kjøretøy innen 2008. I tillegg til i Oslo og Stavanger skal det stables fyllestasjoner for hydrogen i Drammen, Notodden, Porsgrunn og Grimstad. I hvert av knutepunktene skal ulike hydrogenproduksjon og kjøretøy prøves ut. I Oslo skal hydrogen produseres ved vannkraftbasert elektrolyse, mens i Drammen vil produksjonen være fra biomasse. I Notodden skal søppelforbrenning gi elektrisitet som skal drive elektrolysen. I Porsgrunn vil hydrogen komme som et biprodukt fra industriell klorproduksjon. Grimstad vil benytte solenergi til å drive elektrolysen, mens i Stavanger skal naturgass reformeres med CO₂-håndtering. Hydrogen prøves ut i busser (Oslo, Notodden), taxi (Stavanger), personbiler (Porsgrunn, Drammen) og lette varebiler (Drammen).

Det er av betydning for HyNor -prosjektet at brenselcellebussene som leveres til CUTE-prosjektet ikke er i regulær produksjon ennå, men er prototyper som kun leveres til forsøksdrift. Det er dermed knyttet vesentlig usikkerhet til når forsøkene kan starte opp. Investeringskostnadene for prototypene som benyttes i CUTE og ECTOS, som det er gitt mer detaljert informasjon om i avsnitt 3.1 og 3.2, er på ca. 10 millioner kroner per buss, som er omtrent 4-5 ganger så mye som en diesalbuss idag. I Oslo er det SL som arbeider med å skaffe til veie hydrogenbussene, og de vurderer det som mulig at kostnaden på en hydrogendreven brenselcellebuss tilgjengelig i 2012 vil ligge på ca. 2,5 mill. kroner (SL, 2002). Dette estimatet er basert på en antatt prisutvikling hvor prisen på diesalbuser og brenselcellebuser vil nærme seg hverandre etter 2010. Denne prisutviklingen er vist i *Figur 7*.

Figur 7 Prisutvikling på brenselcellebuss og dieselbuss (mill NOK).



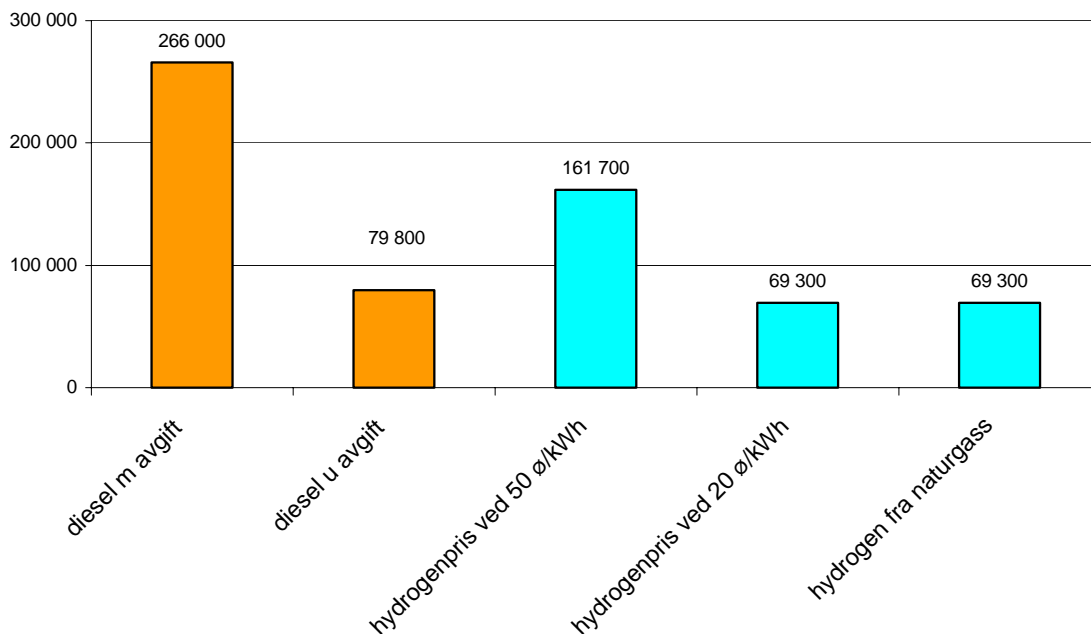
Kilde: SL (2002).

I Figur 7 angir den mørke streken antatt prisutvikling for brenselcellebuss og lys strek tilsvarende for dieselbusser. SL vurderer at det skjerpede utslippskravet i 2008 vil føre til at dieselbusser vil få en prisøkning på 20 %. Bussleverandørene har ennå ikke ferdig utprøvd teknologi som tilfredsstillende EuroV-kravene som treer i effekt fra for 2008. SL-prosjektet har, gjennom kontakten med Volvo, fått anslått at prisnivået på Proton Motor/Volvo brenselcellebuss i perioden 2005-2010, kan komme til å ligge i området 150-200 % av dagens dieselbusser. Det understrekes imidlertid at dette er svært usikre anslag. Bussprodusenten MAN har for tiden en brenselcellebuss i drift i Nürnberg i Tyskland og ytterligere en skulle etter planen prøves ut i København, Berlin og Lisboa i perioden 2001-2003. Dette prosjektet "The Fuel Cell Bus for Berlin, Copenhagen, Lisbon" ble imidlertid avbrutt. Bussene av typen NL A21, med 75 kW brenselcellestakk, skulle benytte flytende hydrogen, men de oppnådde ikke tilstrekkelig god trekraft. Det ble imidlertid åpnet en fyllstasjon for flytende hydrogen i Berlin i dette prosjektet før prosjektet ble stanset. MAN antyder imidlertid at prisen på en tilfredsstillende god brenselcellebuss kan komme til å ligge på 120 % av dagens dieselbusser, ved kommersialisering i 2010-2015.

Driftskostnader knyttet til bruk av brenselcellebuss er i første rekke et spørsmål om kostnader for brenselet som benyttes som drivstoff i bussene. For brenselcellebuss som benytter hydrogen som energibærer kan drivstoffet, i følge SL, leveres til priser som ligger under dieselprisen, blant annet som følge av dagens høye avgift på diesel (SL, 2002). Busselskapene må anvende avgiftsbelagt diesel. Selv om store deler refunderes i dag forventer bransjen at slike overføringer vil reduseres i kommende år, dvs. diesel vil bli dyrere for busselskapene. Nye krav til bedre diesel vil også kunne øke prisene på lang sikt.

Hydrogendrevne brenselcellebusser har relativt høy virkningsgrad, noe som bl. a. ble vist i praksis under prøvekjøringen av en slik buss i Oslo høsten 1999. Bussen, en NEBUS, hadde et hydrogenforbruk som ble målt til 0,33 l (diselekvivalent) per km under prøvekjøringen. En bybuss har et dieselforbruk på ca 0,5 – 0,6 l/km. SL-bussene som kjører på hovedveisystemet, bruker i gjennomsnitt 0,38 l diesel/km. I *Figur 8* har SL estimert årlig drivstoffkostnad ved hhv brenselcelledrift og dieseldrift vist for forskjellige scenario for drivstoffprisen. Det er forutsatt at hydrogen ikke er belagt med avgifter.

Figur 8 Sammenligning av årlige kostnader for dieselbusser og hydrogendrevne brenselcellebusser (NOK/år)



Kilde: SL (2002).

I *Figur 8* er det benyttet en utkjørt distanse på 100 000 km/år, som er representativt for busser. Årlige drivstoffkostnader for en hydrogendreven brenselcellebuss er estimert å ligge i området fra i underkant av 70 tusen opp til i overkant av 160 tusen NOK, avhengig av hydrogenprisen. Det høyeste estimatet ligger atskillig under tilsvarende kostnader for en dieselbuss som benytter avgiftsbelagt diesel (266 tusen kroner). Det laveste estimatet er noe lavere enn kostnadene for en dieselbuss som benytter avgiftsfri diesel (ca. 80 tusen kroner). SL har også estimert hvor mye drivstoffkostnadene ville utgjøre dersom hydrogenet blir produsert fra naturgass. De har da kommet fram til at kostnadene ville være lik det laveste estimatet med en hydrogenpris på 20 øre/kWh.

Hydrogen fra elektrolyse i Porsgrunn kan ifølge Norsk Hydro leveres fra et tankingsanlegg til en pris som ligger mellom 30 % - 70 % lavere enn avgiftsbelagt diesel (SL, 2002).

Ved forsøkene i Stavanger er det planlagt å produsere hydrogen ved dampreforming av naturgass. Undersøkelser SL har gjort peker mot at hydrogen kan produseres fra naturgass hvor prisen vil ligge på 1/3 del av avgiftsbelagt diesel, eller ca 20 øre/kWh (SL, 2002).

3 KOSTNADER VED PÅGÅENDE FORSØK

Dette kapitlet inneholder materiale om kostnader knyttet til pågående forsøk med hydrogen i transport. Generelt må det understrekes at det er vanskelig å få tak i kostnadstall knyttet til planlagte og pågående prosjekter, da slik dokumentasjon ofte er prosjektintern informasjon.

3.1 CUTE

Tidlige erfaringer med kjøringen i CUTE-prosjektet er at drivstofforbruket er svært varierende mellom de ulike byene som har begynt kjøringen (Miljöförvaltningen, pers. meddel.). Spesielt i byene i varmt klima (Madrid, begynt kjøring 05.05.2003 og Barcelona, begynt 22.09.2003) kreves det at air-conditioning benyttes store deler av dagen, og dette fører til uforutsett høyt drivstofforbruk.

Totalbudsjettet for hele CUTE -prosjektet er på ca. 450 millioner NOK (hvorav 35 % er EU-bidrag).

Stockholms andel av CUTE-prosjektet er på ca. 60 millioner SEK (= 54 millioner NOK). Av dette bidrar SL med 28 millioner SEK, Fortum med 8 millioner SEK og Miljöförvaltningen 1 millioner SEK. Opcon satser 0,4 millioner SEK. EU bidrar med 15 millioner SEK, VINNOVA og Energimyndigheten 4 millioner SEK hver.

Investeringskostnader for bussene i Stockholm ligger på 11 millioner SEK (= 10,0 millioner NOK) for hver av de tre bussene. Bussene ble satt i drift 13.11.03. Stockholm- anlegget er kombinert produksjon (elektrolyse), lagring og fylling. De totale investeringskostnadene på anlegget, som er levert av Fortum, er 10 millioner SEK. Dette har en kapasitet til å holde 3 busser gående i kontinuerlig drift. Det er ikke lagt inn kapasitet utover dette.

Investeringskostnader for et spesialutrustet verksted er 4 millioner SEK, mens drift og øvrige tilknyttede kostnader for prosjektet er på 12 millioner SEK. Egen beregning av driftskostnader for bussene basert på drivstofforbruket er gjort med utgangspunkt i pris på innkjøpt strøm til å drive elektrolysen. Denne beløper seg til 60 SEK per kjørte mil.

Elektrolyse/fyllestasjonen blir fjern-overvåket fra Canada hvor Stuart Energy Systems Corporation har overvåkningsansvaret.

3.2 ECTOS

Prosjektet i Reykjavik som går over 4 år hadde i november 2003 et totalbudsjett på 7 millioner EURO (= 57 millioner NOK). Uforutsette kostnader har gjort at dette nå er økt til ca 8 mill EURO.

Av totalbudsjettet utgjør investeringskostnader til bussene 1,3 millioner EURO (= 10,7 millioner NOK) for hver av de tre bussene som er kjøpt inn av Icelandic New Energy. Bussene skal kjøres i 2 år. Deretter er det ikke bestemt hva som skal gjøres med dem. Bussene ble satt inn i drift og erstattet dieselbusser på regulære ruter. Dette er også forskjellig fra CUTE-prosjektet, hvor bussene i hovedsak ble satt inn i rutenettet i tillegg til de regulære bussene. I CUTE-prosjektet økte man således i praksis frekvensen. Fra Icelandic New Energy uttrykkes det som mest sannsynlig at bussene kommer til å kjøres utover 2-års testperioden, men bare så lenge brenselcelle- stakken fortsetter å virke. Det er per i dag ikke planer for hvordan det skal finansieres å få denne erstattet etter endt levetid. Busselskaper er ikke forberedt på å ta på seg slike utgifter (Icelandic New Energy, pers meddell 6.1.04).

DiamlerChrysler har levert bussene i Reykjavik med en vedlikeholdsgaranti på de viktigste komponentene. Dette innebærer at hvis for eksempel brenselcellestakken slutter å fungere, vil DiamlerChrysler reparere/erstatte denne kostnadsfritt. Tilsvarende garanti er gitt for Dynatec-komponentene (H₂-flaskene med tilbehør). Resten av vedlikeholdet er imidlertid fullt og helt busselskapets ansvar. Dette har ført til at kostnader for vedlikehold er blitt atskillig større enn forventet (Icelandic New Energy, pers meddell 6.1.04). Busselskapet har 2 personer som er ansatt på heltid for å utføre vedlikeholdet på de tre hydrogenbussene. I tillegg må bussjåførene utføre mye ekstra arbeid. Hydrogenbussene har i tillegg til dette hatt alvorlige problemer, som leverandøren ikke har dekket kostnadene for å rette opp. Bl.a. har en ventil på en av bussene gått i stykker, noe som har ført til at tilsvarende ventil måtte erstattes på alle tre bussene. Ventilene måtte tilsendes fra Canada, og dette innebar at bussene var ute av drift fem dager i strekk. Ventilene var ikke TUV-sertifisert, og derfor ble de ikke erstattet kostnadsfritt av DiamlerChrysler. En generell erfaring så langt har vært at det er vanskelig å få detaljert informasjon om de ulike busskomponentene, i den grad de ikke regnes som hovedkomponenter med leverandørgaranti. Det har også vært uklarheter knyttet til ansvarsfordelingen for utgiftene ved reparasjon av enkeltkomponenter, noe som er illustrert ved den manglende TUV-sertifisering på ventilene som måtte erstattes. Dette har bidratt til at kostnader knyttet til vedlikehold av hydrogenbussene utgjør en svært kompleks side av ECTOS prosjektet.

Investeringskostnader for hydrogenproduksjon/fyllestasjons-enheten var på totalt ca. 1,5 millioner EURO (= 12,3 millioner NOK). Fyllestasjonen er i utgangspunktet ubemannet, men dette er mer komplekst enn forventet. Stasjonen eies av Icelandic New Energy, men det er personell fra Shell Iceland som utfører vedlikeholdet og kostnadene for dette bæres av Shell. Det er ikke kjent hvor mye disse kostnadene utgjør, men det uttrykkes fra Icelandic New Energy at de er atskillig høyere enn opprinnelig antatt (Icelandic New Energy, pers meddell 6.1.04).

3.3 Malmø

Kontaktperson for Malmø-stasjonen er Steffan Ivarson ved Sydkraft (Steffan.Ivarson@Sydkraft.se). Tankstasjonen Nobel eies av Sydkraft og leverer både ren hydrogen og en blanding av hydrogen og naturgass. Ren hydrogen fra anlegget ble i åpningsperioden benyttet av en GM Opels HydroGen3 brenselcelle-personbil. Dette er en prototype hydrogenbil bygget over en Opel Zafira lest. Drivsystemet er basert på en GM brenselcellestakk 94 kW (129 kW peak), med en motor som yter 60 kW, 215 Nm. Brenselcellen har en krafttetthet på 1,6 kW/l el. 0,94 kW/kg. Lagringskapasitet er 77,4 l el. 3,1 kg hydrogen ved 70 MPa (700 bar). Rekkevidde er 270 km. Bilen ble utlånt til Malmø kun for en kortere periode og har senere vært i drift i Tyskland.

To av bussene til Skånetrafikken går på blandingen hydrogen-naturgass (Hythane) fra anlegget. I startperioden på forsøket ble det benyttet en innblanding av 8 % hydrogengass i naturgassen (Hythane). Etter at sikkerhetsstudier m.m. er fullført er det meningen at innblandingen skal øke til 20 % hydrogengass (Sydkraft, pers meddell. 25.11.03). Budsjettet for den busspesifikke delen av prosjektet er 2,69 millioner SEK. Dette inkluderer sikkerhetstilpasning, drift og analyser av energibruk og utslipp for 8 % og 20 % hydrogen i naturgass. Bussene er naturgassbuss som allerede går i regulær trafikk og bruk av Hythane innebærer ikke ekstra investeringer for prosjektet.

Hydrogenproduksjonen foregår ved elektrolyse, drevet av elektrisitet som er produsert ved vindkraft (kontraktsbundet). Fyllestasjonen har kostet 10 millioner SEK (= 9,0 millioner

NOK) å oppføre. Totalentreprenør for fyllestasjonen har vært Stuart Energy Systems. Energiforbruk for hele anlegget er blitt beregnet til 59,0 kWh per kg hydrogen produsert.

Anlegget består av fire moduler:

Modul 1: Hydrogen-produksjon ved vann-elektrolyse. Elektrolysøren er levert av Vandenor Hydrogen Systems. Den vil kunne produsere opp mot 80 kg hydrogen per dag (H2Carbiz, 2003). Andre tekniske data er:

- Kapasitet: 3,2 kg H₂ / time
- Energiforbruk elektrolysør: 43,4 kWh per kg hydrogen
- Vannforbruk: 36 liter / time
- Leveransetrykk hydrogen: 25 eller 10 bar
- Anslutningseffekt: 210 kW

Modul 2: Kompressor

Modul 3: Lagringsenhet. Lagringsenheten har en kapasitet som tilsvarer behovet til for eksempel 25 Hythanebusser ved hurtigfylling.

Modul 4: Naturgass/hydrogen dispenser som er dimensjonert til ved hurtigtanking å kunne fylle opp enten:

- En hydrogenbuss - 24 kg, 350 bar
- 25 Hythanebusser - 200 bar
- 10 hydrogenbiler – 4 kg, 350 bar

4 KONKLUSJONER

Avslutningsvis må det kunne konkluderes med at kostnadene knyttet til bruk av hydrogen i transport framtrer som en vesentlig barriere. Dette gjelder for alle tre hovedkomponentene vi har valgt å dele systemet for hydrogenanvendelse i transport; *drivsystemet, hele bilen, og brenslet.*

Kostnadene knyttet til *drivsystemet* i en brenselcellebasert personbil er svært store for de tre hovedkomponentene brenselcellen, lagringssystemene for hydrogen, og eventuell reformer i bilen hvis metanol benyttes som drivstoff. For brenselcellen må det kunne stilles spørsmålstegn ved realiteten i de optimistiske kostnadsdata som bilfabrikantene gir for framtida, og det knytter seg usikkerhet til når prisen vil komme ned på et nivå som kan konkurrere med forbrenningsmotorer.

Kostnadene knyttet til hydrogenlagring i bilen fremstår også som en vesentlig barriere for hydrogenbilenes inntog. Å basere lagringen på hydrogen i nedkjølt flytende form er svært så kostbart, p.g.a. den høye energibruken både til nedkjølingsprosessen og lagringen i bilen. Det som er mest brukt i demonstrasjonsforsøkene som fortiden pågår er lagring av komprimert hydrogengass i tanker. Kostnader knyttet til lagring i hydrider og karbonfibre er det svært store usikkerheter knyttet til.

Hydrogenreformer ved bruk av metanol som drivstoff vil kunne innebære betydelige kostnadsøkninger. En eventuell vellykket framtidig utvikling av direkte metanol brenselceller vil imidlertid gjøre kravet om reformer unødvendig. Men for denne teknologien er det knyttet enda større kostnadsmessige usikkerheter.

Analyser som er gjort av kostnadene på *hele bilen* for framtidige brenselcellebiler peker på at prisen, slik det ser ut i dag, vanskelig vil kunne komme ned mot prisen på dagens biler med bensin/diesel-forbrenningsmotor. Dette er i stor grad avhengig av utviklingen i prisen på

brenselceller. Legges et lav-kost nivå til grunn for brenselceller, er antagelsene at brenselcellebilene allikevel vil bli vesentlig dyrere enn bensin eller dieselbiler.

Analyser av kostnader for brenselet ved bruk i brenselcellebiler viser sterkt avhengigheten av produksjonsalternativene for hydrogen som legges til grunn. Elektrolyse blir vurdert som en relativt dyr måte å produsere hydrogen på, men dette avhenger i stor grad av hva slags elektrisitet som benyttes. Analyser viser at produksjon av hydrogen ved sentral reformering av naturgass kan ha betydelig lavere kostnader per kjørte kilometer. Småskala anlegg for dampreforming gir i utgangspunktet høyere kostnader, men muligheten for masseproduksjon kan gjøre at kostnadene reduseres. Analyser peker også på at bruk av biomasse, spesielt trevirke, til å produsere hydrogen ved gasifisering kan være et kostnadseffektivt alternativ.

Kostnader knyttet til distribusjon og fylling av hydrogen må også kunne sies å utgjøre vesentlige barrierer. Erfaringer fra CUTE og ECTOS –prosjektene tilsier at kostnader knyttet til fyllestasjonene er blitt større enn forventet. Dette har basis både i at lokaliseringsprosessene har vært tidkrevende og uklare ansvarsforholdene for anleggene for eksempel i forhold til vedlikehold. I tillegg kommer at investeringskostnadene for fyllestasjonene er svært høye. Dette gjelder spesielt for de stasjonene som er kombinert med produksjon (Reykjavik, Stockholm).

5 REFERANSER

- Altman, M. (2003): *Hydrogen Fuel - Hydrogen Production, Energy Availability Potentials, Well-to-Wheel Emissions and Costs, Emission Scenarios*. L-B-Systemtechnik GmbH, Daimlerstrasse 15, D-85521 Ottobrunn, www.lbst.de.
http://www.hyweb.de/Wissen/pdf/Brussels_Altmann_24SEP2003.pdf
- Andersen, O. (2003): *Bruk av hydrogen i transport. Teknologiske barrierer ved brenselceller*. Vf-Notat 1/2003. Vestlandforskning, Sogndal
- Ashley, S. (2002): Fuel cells start to look real. *Automotive Engineering International Online*. Society of American Engineers.
(<http://www.sae.org/automag/features/fuelcells/index.htm>).
- Azar, C., Lindgren, K. and Andersson, B. (2000): *Hydrogen or methanol in the transportation sector?* KFB-Rapport 2000:35. The Swedish Transport and Communications Research Board (KFB), Stockholm.
- Berry, G.D. & Aceves, S.M. (1998): Onboard storage alternatives for hydrogen vehicles. *Energy and fuels*, 12 (1), 49-55.
- DOE (1997): *Hydrogen Infrastructure Report*. Prepared for The Ford Motor Company. July 1997. Under Prime Contract No. DE-AC02-94CE50389 U.S. Department of Energy. Office of Transportation Technologies.
- Faltenbacher, M., Schaible, B. and Wacker, M. (2003): *How to supply fuel cell cars in Stuttgart with hydrogen – a view into the year 2020*. Fuel Cell Centre of Competence and Innovation (FC³I). Kontaktperson: Br. Schaible; Tel.: +49 (711) 6862-566; kibz@brennstoffzellen-initiative.de.
- H2Carbiz (2003): *Sydkraft Establishes Sweden's First Hydrogen Gas Filling Station*. By EOB based material from Sydkraft Stuart Energy. Magazine H2CARBIZ, ISSN: 1603-0141.
- Huber, A. and Altman, M. (1999): *Hydrogen Production Costs for Fuel Cell Vehicle Applications*. Fuel Cell Systems for Transportation, Final Report 1997 – 1999. L-B Systemtechnik GmbH, Daimlerstrasse 15, D-85521 Ottobrunn, www.lbst.de.
- Kalhammer, F.R., Prokopius, P.R., Roan, V.P. and Voecks, G.E. (1998): *Status and Prospects of Fuel Cells as Automobile Engines*. A Report of the Fuel Cell Technical Advisory Panel. State of California Air Resources Board, Sacramento, California.
- Lloyd, A.C. (1999): The power plant in your basement. *Scientific American*, July, 281 (1), 80-86.
- Lomax Jr, F.D., James, B.D., Baum, G.N. and Thomas, C.E.S. (1998): *Detailed Manufacturing Costs for Polymer Electrolytic Membrane (PEM) Fuel Cells for Light Duty Vehicles*. Directed Technologies, Inc. Arlington, Virginia.
- Mauro, R.L. (1998): Gaining Perspective on Fuel Cells. *NHA News*, 3 (3), Summer 1998. US National Hydrogen Association.

- Ogden, J.M., Steinbugler, M.M and Kreutz, T.G. (1998): A comparison of hydrogen, methanol and gasoline as fuels for fuel cell vehicles: Implications for vehicle design and infrastructure development. *Journal of Power Systems*, 79, 143-168.
- Pehnt, M. (2002): *Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik*. VDI Verlag, Düsseldorf 2002.
- Petterson, J. and Hjortsberg, O. (2000): *Hydrogen storage alternatives – A technological and economic assessment*. Volvo Technological Development, Göteborg, and the Swedish Transport and Communications Research Board (KFB), Stockholm.
- Stor-Oslo Lokaltrafikk (2002): *MILJØSTRATEGI. Hydrogenbussprosjektet i Oslo – Busser med el.motorer og hydrogenbatteri, hvor hydrogen er energibærer. Finansiering via Oslopakke 2*. Stor-Oslo Lokaltrafikk a.s.
- Thomas, C.E.S., James, B.D., Lomax Jr, F.D. and Kuhn Jr, I.F. (1998a): *Integrated analysis of hydrogen passenger vehicle transportation pathways*. In Proceedings of the 1998 US DOE Hydrogen Programme Review. Directed Technologies, Inc. Arlington, Virginia.
- Thomas, C.E.S., Kuhn, I.F., James, B.D., Lomax, F.D. and Baum, G.N. (1998b): Affordable Hydrogen Supply Pathways for Fuel Cell Vehicles. *Int. J. Hydrogen Energy*, 23 (6), 507-516.
- Weiss, M.A, Heywood, J.B., Schafer, A. and Natarajan, V.K. (2003): *Comparative Assesment of Fuel Cell Cars*. MIT, February, 2003.

6 KONTAKTPERSONER

Ahlvik, Peter, Ecotraffic, Stockholm
 Altmann, Matthias, L-B-Systemtechnik, Tel +49/89/608110-38
 Hugosson, Björn, Miljöförvaltningen, Stockholms Stad
 Jørgensen, Jan Arvid, Stor-Oslo Lokaltrafikk AS, 23 00 23 08
 Nilsson, Roland, Sydkraft
 Skramstad, Per Arne, Toyota Norge AS
 Skulason, Jon Bjorn, Icelandic New Energy, +354 588 03 10

Kort beskrivelse av ulike alternativer for hydrogeninfrastruktur vurdert i Huber & Altman (1999).

ID nr.	Hydrogen infrastruktur	Utnyttelses-grad (%)	Energikilde	Distribusjon
1.2.1.1	Biomasse gasifiseringsanlegg fra IGT + rørledning og fyllestasjoner fra AirProducts (se 3.2.1.1)	n.a.	Biomasse	48 km rørledning
1.2.1.2	Biomasse gasifiseringsanlegg fra WM + rørledning og fyllestasjoner fra AirProducts (se 3.2.1.1)	90	Biomasse	48 km rørledning
1.2.1.3	Biomasse gasifiseringsanlegg fra BCL + rørledning og fyllestasjoner fra AirProducts (se 3.2.1.1)	n.a.	Biomasse	48 km rørledning
1.2.1.4	Biomasse gasifiseringsanlegg fra MTCI + rørledning og fyllestasjoner fra AirProducts (se 3.2.1.1)	n.a.	Biomasse	48 km rørledning
1.2.1.5	Biomasse gasifiseringsanlegg fra Shell + rørledning og fyllestasjoner fra AirProducts (se 3.2.1.1)	n.a.	Biomasse	48 km rørledning
2.1.1.1	Kontinuerlig hjemmeelektrolyse	100	Elektrisitet	Utplassert
2.1.1.2	Variabel ("off-peak") hjemmeelektrolyse	51	Elektrisitet	Utplassert
2.1.1.3	Liten fyllestasjon + utplassert elektrolyse	68	Elektrisitet	Utplassert
2.1.1.4	Stor fyllestasjon + utplassert elektrolyse	68	Elektrisitet	Utplassert
2.1.3.1	Hjemme garasje- fyllestasjon + utplassert elektrolyse (HVRA 500)	48	Elektrisitet	Utplassert
2.1.3.2	Liten "fast-fill" flåte- fyllestasjon	68	Elektrisitet	Utplassert
2.1.3.3	Stor "fast-fill" flåte- fyllestasjon	68	Elektrisitet	Utplassert
2.1.3.6	Hjemme garasje- fyllestasjon + utplassert elektrolyse (HVRA 250)	48	Elektrisitet	Utplassert
2.1.5.1	Masseprodusert stor "fast-fill" flåtefyllestasjon	68	Elektrisitet	Utplassert
2.1.6.1	Masseprodusert kontinuerlig hjemmeelektrolyse	100	Elektrisitet	Utplassert
2.1.6.2	Masseprodusert HVRA 500	48	Elektrisitet	Utplassert
3.1.1.2	Utplassert SMR ³	48	Naturgass	Utplassert
3.1.1.3	Utplassert SMR	95	Naturgass	Utplassert
3.1.1.4	Utplassert SMR	48	Naturgass	Utplassert
3.1.1.5	Utplassert SMR	69	Naturgass	Utplassert
3.1.1.6	Flåtefyllestasjon utplassert SMR	83	Naturgass	Utplassert
3.1.1.7	Utplassert SMR	95	Naturgass	Utplassert
3.1.3.1	Masseprodusert utplassert SMR	69	Naturgass	Utplassert
3.1.3.2	Masseprodusert utplassert SMR	83	Naturgass	Utplassert
3.1.4.2	Masseprodusert utplassert SMR	48	Naturgass	Utplassert
3.2.1.1	SMR + rørledning og 10 fyllestasjoner	69	Naturgass	48 km rørledning
3.2.1.4	SMR + 10 rørledninger og 100 fyllestasjoner	69	Naturgass	48 km rørledning
3.2.2.2	SMR + rørledning og 10 fyllestasjoner	69	Naturgass	48 km rørledning
3.3.1.1	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 53 0,5tpd fyllestasjoner	90	Naturgass	48 km tankbil
3.3.1.2	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 53 0,5tpd fyllestasjoner	90	Naturgass	805 km tankbil
3.3.1.3	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 10 fyllestasjoner	83	Naturgass	805 km tankbil
3.3.1.4	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 89	91	Naturgass	48 km tankbil

³ Dampreforming av metan (Steam Methane Reformer)

Vedlegg 1

	3tpd fyllestasjoner			
3.3.1.5	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 89 3tpd fyllestasjoner	91	Naturgass	805 km tankbil
3.3.1.6	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 100 fyllestasjoner	83	Naturgass	805 km tankbil
3.3.2.1	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 53 0,5tpd fyllestasjoner	90	Naturgass	48 km tankbil
3.3.2.2	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 53 0,5tpd fyllestasjoner	90	Naturgass	805 km tankbil
3.3.2.3	SMR + kompressor + LH ₂ tankbil + 10 fyllestasjoner	83	Naturgass	805 km tankbil
4.1.1.1	Utplassert MeOH reformer	100	MeOH	Utplassert
4.1.1.2	Utplassert MeOH reformer	95	MeOH	Utplassert
4.1.3.1	Masseprodusert utplassert MeOH reformer	69	MeOH	Utplassert
5.1.1.1	Utplassert POX ⁴	69	Tungolje	Utplassert
5.1.3.1	Masseprodusert utplassert POX	69	Tungolje	Utplassert
5.2.1.1	Utplassert POX	69	Tungolje	48 km rørledning
5.2.2.1	Masseprodusert utplassert POX	69	Tungolje	48 km rørledning

⁴ Partiell oksydering