

# EVALUATIE VAN WATERSTOF-GEBASEERDE CONCEPTEN EN SYSTEMEN

## rapport fase 1

H.Th.J. Reijers  
A. de Groot  
P. Lako

Revisies		
A		
B		
Opgesteld door:	Goedgekeurd door:	ECN-Brandstoffen Conversie & Milieu Werkeenheid:
Geverifieerd door:	Vrijgegeven door:	

## Verantwoording

Dit rapport geeft een verslag van werkzaamheden uitgevoerd van augustus t/m december 2000 in het kader van ENGINE project 7.2908 *Evaluatie van concepten en systemen in een op waterstof-gebaseerde energievoorziening*.

## Abstract

The main purpose of this study is to contribute to the discussion which hydrogen technology or technologies ECN should investigate. To evaluate the importance of a particular hydrogen technology, three levels are distinguished: *concept*, *system* and *technology levels*. By technology, the concrete apparatus is meant to fulfill a specific task. On a higher level, sets of connected technologies can be distinguished which fulfill a specific energy-related function. Chains of systems from primary energy use to end use form a concept.

Hydrogen-based concepts for the future energy supply where hydrogen enters as energy carrier, have been generated without specifications of the underlying systems for four sectors of energy users (industry, residential and utilities, greenhouses and transport). In the current energy supply, hydrogen cannot compete with other energy carriers. However, it is shown that increasing restrictions with respect to emissions and requirements with respect to renewable energy use lead to increasing possibilities of hydrogen as energy carrier: from decentral, small on-site systems to large central hydrogen generation plants. The selection of these concepts has been based on the vision of the various actors in the hydrogen field (car manufactures, oil and gas companies, energy companies, national governments and government-related R&D institutions), and on the status of the hydrogen technology.

In the following phase, these concepts will be evaluated in more detail by specifying the systems. Only the most promising concepts will be selected due to the limited time. Once these are known, robust and critical technologies can be selected. The former play a role in the majority of concepts, the latter in only a few ones, though a decisive role. The selected concepts will be compared with non-hydrogen based concepts in order to make clear which are the strong and weak points of a hydrogen concept. This determines the research subjects of the hydrogen technologies.

## Keywords

concept, systeem, waterstoftechnologie, keten, NO<sub>x</sub> reductie, CO<sub>2</sub> reductie, duurzame energie, infrastructuur, actor, waterstofproductie, waterstofopslag, waterstoftransport, waterstofgebruik, hydrogen technology, chain, NO<sub>x</sub> reduction, CO<sub>2</sub> reduction, renewable energy, infra structure, hydrogen production, hydrogen storage, hydrogen transport, hydrogen use.

# INHOUD

SAMENVATTING	5
1. CONCEPTEN, SYSTEMEN EN TECHNOLOGIEËN	7
1.1 Doelstelling	7
1.2 Aanpak	7
1.3 'Concept', 'Systeem' en 'Technologie' niveau	10
2. CONCEPTEN: INPASSING VAN H <sub>2</sub> IN HET ENERGIESYSTEEM	13
2.1 Inleiding	13
2.2 Beschrijving van de rol van energiedragers in het huidige fossiele energiesysteem	15
2.3 De rol van energiedragers in het huidige energiesysteem met inzet van duurzaam	16
2.4 De rol van energiedragers in een grotendeels duurzaam systeem	18
2.5 Transitie en fasering	20
2.6 Waterstof-gebaseerde concepten	21
3. SYSTEMEN: Inventarisatie van actoren	24
3.1 Inleiding	24
3.2 Autofabrikanten	24
3.3 Olie- en gasmaatschappijen	26
3.4 Energiebedrijven	28
3.5 Overheden en overheidsgelieerde onderzoeksinstellingen	28
4. TECHNOLOGIE: Overzicht van waterstoftechnologie R&D	31
4.1 Inleiding	31
4.2 Productie	31
4.2.1 Fossiele waterstofproductie	31
4.2.2 Duurzame productie	33
4.2.3 Nucleaire productie	34
4.3 Opslag en transport	34
4.3.1 Stationaire opslag	34
4.3.2 Mobiele opslag	35
4.3.3 Transport	37
4.3.4 Combinatie van opslag en transport	38
4.4 Gebruik	39
4.4.1 Brandstofcellen	39
4.4.2 Gasmotoren	40
4.4.3 Gasturbines	40
4.4.4 Branders	40
5. VERVOLGSTAPPEN	41
BIJLAGE A: ADVANCED VEHICLES OF MAIN CAR	45
BIJLAGE B: OIL AND GAS COMPANIES	61
BIJLAGE C: ENERGY COMPANIES	69
BIJLAGE D: GOVERNMENTS	72
BIJLAGE E: PRODUCTIETECHNOLOGIEËN	85
BIJLAGE F: OPSLAGTECHNOLOGIEËN - STATIONAIR	113
BIJLAGE G: OPSLAGTECHNOLOGIEËN - MOBIEL	119
BIJLAGE H: BRANDSTOFCELTECHNOLOGIE	132



## SAMENVATTING

Deze studie heeft tot doel op een gestructureerde wijze de informatie aan te dragen voor de discussie welke rol waterstof kan spelen als energiedrager. Specifiek voor ECN ligt het belang van de ontwikkeling van een dergelijke visie in de keuze m.b.t. waterstoftechnologie(-ën) waaraan ECN zou kunnen of moeten werken. Om het belang van een bepaalde waterstoftechnologie in de energievoorziening vast te stellen, worden drie niveaus onderscheiden: *concept*, *systeem* en *technologie* niveau. Met technologie wordt bedoeld een apparaat dat een specifieke taak vervult, b.v. een steam-reformer, een pomp, een opslagtank of een brandstofcel. Een systeem bestaat uit meerdere technologieën die samen een specifieke functie vervullen, b.v. een brandstofcelsysteem voor levering van warmte en elektriciteit. Dit systeem omvat een brandstofcelstack, een gasreinigingseenheid, een AC/DC converter, een recycle pomp etc. Het concept omvat een keten van samenhangende systemen, van energiewinning tot eindgebruik. Het concept beschrijft welke energiebron wordt gebruikt, welke conversiestappen optreden tussen winning en gebruik en hoe de energie getransporteerd en opgeslagen wordt. Dit kan plaatsvinden op mondiale, continentale, nationale of regionale schaal. In een waterstofgebaseerd concept wordt ergens in de keten waterstof gemaakt en getransporteerd. Een voorbeeld van een dergelijke keten is: winning van aardgas – decentrale productie van waterstof – opslag van waterstof - tanken van waterstof in de auto – opslag van waterstof in de auto – omzetting van waterstof in beweging.

De rol van waterstof hangt sterk af van de door de overheid gestelde randvoorwaarden aan de energievoorziening en van de ambitie van de technologie-ontwikkeling. Naarmate de randvoorwaarden die de overheid stelt aan de energievoorziening, en de doelstellingen van de technologie-ontwikkeling met betrekking tot emissies en primair energiegebruik veranderen, verandert ook de mogelijke rol van waterstof. Het is daarom zinvol een dynamisch element in de analyse te brengen door fasen te onderscheiden, waarbij de eisen die men aan de technologie stelt strenger worden in de genoemde volgorde:

- In de fase *efficiënt fossiel* is de technologie-ontwikkeling met name gericht op rendementsverbetering en reductie van lokale emissies (NO<sub>x</sub>, fijn stof, etc.).
- In de fase *schoon fossiel* zijn fossiele bronnen ook de belangrijkste energiedragers maar wordt naast lokale emissies de CO<sub>2</sub>-uitstoot aan banden gelegd.
- In de fase *duurzaam* tenslotte wordt een substantieel deel van de energie met duurzame bronnen opgewekt.

Bij het globaal uitwerken van concepten voor deze drie fasen, d.w.z. zonder systemen te specificeren, zijn een aantal algemene trends te signaleren. Voor het selecteren van kansrijke concepten is rekening gehouden met de visie van de actoren op waterstofgebied en de status van de waterstoftechnologieën. Er zijn vier gebruikersgroepen onderscheiden: industrie, gebouwde omgeving, kassenbouw en vervoer.

In ‘efficiënt fossiel’ loont het waterstof in te zetten dicht bij de eindgebruikers. Waterstof wordt vooral gemaakt uit fossiele bronnen (bijvoorbeeld aardgas-reforming). De technologie-ontwikkeling is gericht op productie en eindgebruik en niet zozeer op transport en opslag. Een uitzondering vormt waterstofopslag in voertuigen.

Als substantiële reducties van CO<sub>2</sub> emissies gewenst zijn komt men in de fase ‘schoon fossiel’. In deze fase vindt een verschuiving plaats van de waterstofproductie van decentraal naar (deels) centraal. Alle fossiele bronnen kunnen worden ingezet voor waterstofproductie, waarbij CO<sub>2</sub> scheiding en opslag in acht moeten worden genomen. Ook de nucleaire optie kan een rol spelen. Technologie voor fossiele productie van waterstof wordt dan belangrijk, alsmede technologie voor CO<sub>2</sub> scheiding en opslag.

In de fase ‘duurzaam’ tenslotte concurreren mondiale, nationale en decentrale productie met elkaar. De technologieën waar het hier om draait zijn productie uit duurzame energie en transport en opslag van waterstof.

Uiteraard is het mogelijk voor iedere gebruikersgroep en fase andere, niet waterstof-gebaseerde ketens op te stellen. Een voorbeeld voor dezelfde gebruikersgroep als in het hiervoor gegeven voorbeeld is de volgende keten: winning van olie – productie van benzine – transport van benzine naar tankstation – opslag van benzine – tanken van benzine in auto – opslag van benzine in auto – omzetten van benzine in beweging. Vergelijking met concurrerende, niet waterstof-gebaseerde concepten is essentieel om voor elke fase de haalbaarheid van de waterstof-gebaseerde concepten in te kunnen schatten. Bovendien kan het richting geven aan de technologie-ontwikkeling, namelijk door de zwakke kanten van de waterstof-gebaseerde ketens bloot te leggen.

In het vervolg moeten de volgende stappen worden gezet:

- Kansrijke, wel en niet op waterstof gebaseerde, ketens opstellen per gebruikersgroep per fase, waarin bovendien de benodigde systemen zijn aangegeven.
- Criteria opstellen om de gevonden ketens te beoordelen en onderling te vergelijken. Dit leidt tot selectie van de meest kansrijke, waterstof-gebaseerde ketens.
- Inventarisatie maken van de technische en institutionele aspecten van de transitie naar een (gedeeltelijke) waterstofinfrastructuur.
- Een overzicht van de benodigde waterstoftechnologieën maken voor de gevonden ketens. Dit leidt tot een indeling in drie groepen: *robuuste technologieën*, die in de meerderheid van de ketens een rol spelen, en *kritische technologieën* die een sleutelrol spelen in slechts enkele ketens, en *minder relevante technologieën* die noch robuust, noch kritisch zijn.

In hoofdstuk 1 wordt de top-down aanpak van technologie-beoordeling via concepten, systemen en technologieën besproken.

Hoofdstuk 2 gaat over de rol van waterstof onder verschillende randvoorwaarden en over de transitie tussen fasen ‘efficiënt fossiel’, ‘schoon fossiel’ en ‘duurzaam’.

In hoofdstuk 3 komen de actoren die een rol spelen op waterstofgebied aan de orde: de autofabrikanten, de olie- en gasbedrijven, de energiebedrijven, en de nationale overheden en daaraan gelieerde onderzoeksinstituten. In bijlagen A t/m D wordt detailinformatie m.b.t. deze actoren gegeven.

Hoofdstuk 4 behandelt de status van waterstoftechnologie op verschillende gebieden: productie, opslag (stationair en mobiel), transport en gebruik. In bijlagen E t/m H worden factsheets m.b.t. deze technologieën gegeven.

Tenslotte worden in hoofdstuk 5 de resultaten van een globale uitwerking van waterstof-gebaseerde concepten gepresenteerd en vervolgstappen voorgesteld.

# 1. CONCEPTEN, SYSTEMEN EN TECHNOLOGIEËN

## 1.1 Doelstelling

Aan welke technologieën moet wij werken? Aan welke specificaties moet een technologie voldoen om toepassing te vinden? Hoe draagt een te ontwikkelen technologie bij aan een schonere energievoorziening? Deze en andere vragen horen bij noodzakelijke afwegingen die voortdurend bij de technologieontwikkeling gemaakt worden. Dit zijn geen eenvoudige vragen. Toch is de ambitie van de studie 'Waterstoftechnologie' om de informatie aan te dragen waarmee deze vragen kunnen worden beantwoordt op het gebied van waterstoftechnologie. Deze rapportage is het resultaat van de eerste fase [1].

## 1.2 Aanpak

Om de vraag welke technologieën kansrijk zijn te beantwoorden, moet niet alleen naar de technologie worden gekeken, maar ook naar de inpassing van de technologie. Om dit te bereiken worden in deze studie drie niveaus onderscheiden waarop de technologie een rol speelt. Deze niveaus worden in respectievelijk aangegeven als:

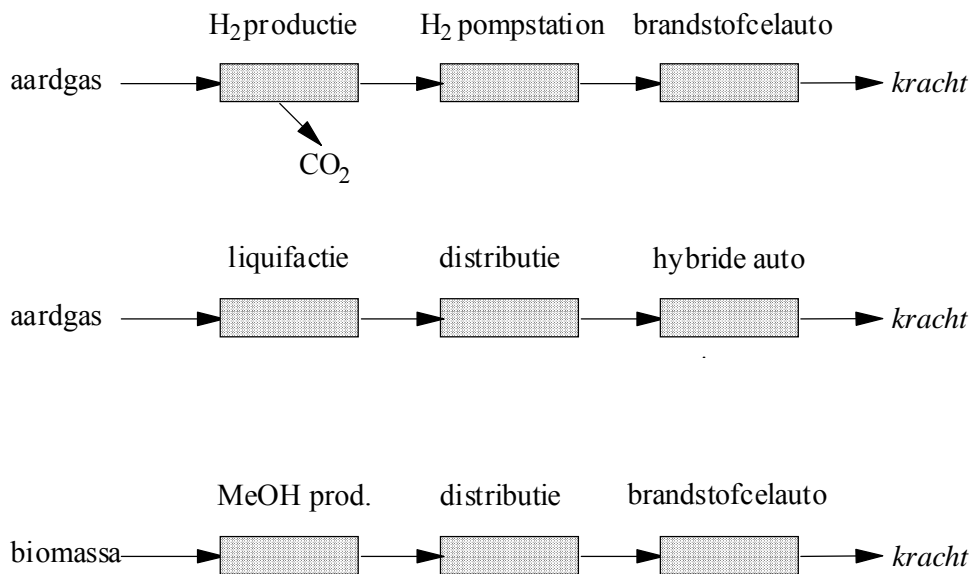
- Concepten;
- Systemen;
- Technologieën.

Onder technologie wordt hier verstaan de wijze waarop of het apparaat waarmee een specifieke energieconversie wordt uitgevoerd. Op het gebied van waterstof kunnen technologieën voor productie, transport en distributie, opslag en eindgebruik worden onderscheiden. Productietechnologieën zijn bijvoorbeeld elektrolyse en stoom-reforming. Brandstofcellen, verbrandingsmotoren, turbines kunnen technologieën voor eindgebruik zijn.

Over het algemeen bestaat een systeem niet alleen uit een enkele processtap. Het systeem dat waterstof produceert, bestaat naast een stoomreformer ook uit een ontzwavelingsinstallatie, een PSA, etc. Het brandstofcelsysteem bestaat o.a. uit de brandstofcel, vermogenselektronica voor het omzetten van gelijk- naar wisselspanning, een koelsysteem, etc. Vanwege de duidelijk te onderscheiden complexiteit van het systeem t.o.v. de technologie, wordt het systeem als een afzonderlijk niveau gebruikt.

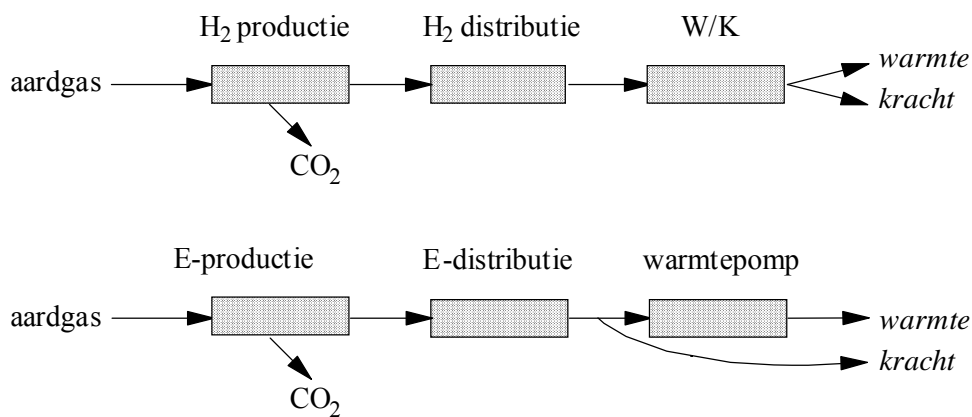
Essentie van de conceptbeschouwing is, dat niet alleen naar de ene schakel wordt gekeken, maar dat de gehele energieopwekkingsketen in de beschouwing wordt betrokken. De vraag welke rol een waterstoftechnologie of -systeem kan spelen, hangt sterk samen met de vergelijking van concepten waarin deze technologie een rol speelt met andere concepten.

Een voorbeeld van een concept is het gebruik van waterstof als brandstof voor een auto. Evaluatie van de rol van waterstof als transportbrandstof betekent dat zowel de gebruiksaspecten van waterstof in het voertuig, de opslagproblematiek, het transport en de distributie van waterstof en de waterstofproductie worden meegenomen. Niet alleen het geheel aan benodigde technologieën moet worden beschouwd. Van belang is ook hoe de gehele keten van productie tot eindgebruik kan concurreren met andere concepten. Bijvoorbeeld de vergelijking van waterstof uit aardgas als vervoersbrandstof met methanol uit biomassa of met vloeibaar gemaakt aardgas. Figuur 1.1 geeft schematisch enkele van de vele ketens die vergeleken kunnen worden.



Figuur 1.1 Concepten met en zonder waterstof voor vervoerstoepassing

Ook voor een stationaire energievoorziening is een dergelijke ketenbenadering zinvol om na te gaan of waterstof als energiedrager kan concurreren met andere concepten voor een bepaalde toepassing. Een toepassing is bijvoorbeeld de CO<sub>2</sub> vrije productie van warmte voor een huishouden. In dat geval concurreert centrale waterstofproductie voor decentrale W/K-installaties, waarbij bij de productie van waterstof CO<sub>2</sub> afvangst en opslag plaatsvindt, bijvoorbeeld met elektriciteitsproductie met CO<sub>2</sub> afvangst in combinatie met warmtepompen voor de productie van warmte



Figuur 1.2 Concepten met en zonder waterstof voor stationaire toepassing

De doelstelling van deze vergelijking is, na te gaan waar de sterke en zwakke punten in de ketens zitten. Op basis van de vergelijking van de ketens, kunnen vervolgens de kritische aspecten en de kansen voor technologieën en systemen worden geïdentificeerd. Een voorbeeld kan dit duidelijk maken.



## Technologie ↔ Systeem ↔ Concept

### Een voorbeeld: ontwikkeling van de Selox

Bij ECN wordt gewerkt aan de ontwikkeling van een selectieve oxidator ('Selox') die gebruikt kan worden voor het (bijna volledig) verwijderen van het laatste restje CO uit de voedingsstroom voor een SPFC of PEM cel. De specificaties waaraan dit apparaat moet voldoen hangen af van de toepassing: stationair of mobiel, type brandstof, etc. Een specifiek voorbeeld is de toepassing van de selox in een elektrisch (brandstofcel) voertuig met methanol als brandstof. De technologie wordt onder andere gekenmerkt door de volgende specificaties:

- Selectiviteit;
- Specifieke kosten;
- Volume;
- Dynamische kenmerken.

Aan welke specificaties moet de selox nu voldoen om toepassing te vinden?

Om die vraag te beantwoorden, moet niet alleen de selox worden beschouwd, maar het complete aandrijfsysteem. Bijvoorbeeld: de toegestane kosten van de selox (of investeringsruimte) hangen af van de toegestane kosten voor het aandrijfsysteem als geheel. De regelbaarheid van het totale systeem is bepalend voor de eisen die aan het dynamisch gedrag van de selox worden gesteld.

Over het algemeen zal in de ontwikkelingsfase van een component een nauwkeurige vertaling van de systeemeisen naar de technische specificaties nog niet mogelijk zijn. Wel van belang is, in te kunnen schatten of de kosten, het volume of andere specificaties kritisch zullen worden, in dit geval voor de succesvolle toepassing van het methanol brandstofcelsysteem met selox.

De specificaties van het aandrijfsysteem als geheel zijn echter ook geen vaststaande data. Deze specificaties zijn weer de uitkomst van de afwegingen en optimalisatie die gemaakt worden op voertuigniveau. Belangrijke kenmerken van het voertuig die samenhangen met het aandrijfsysteem zijn bijvoorbeeld:

- Kosten;
- Emissies;
- Brandstofverbruik;
- Bereik;
- Gewicht.

Waar het voertuig met een methanol brandstofcelsysteem met selox aan zal moeten voldoen, wordt bepaald door de (ontwikkeling van) andere voertuigen en aandrijfsystemen. Hoe efficiënt goedkoop, snel kan het gas van CO worden ontdaan met een andere technologie, bijvoorbeeld membranen? Hoe verhoudt het brandstofcelvoertuig op methanol zich tot een voertuig met de conventionele benzinemotor? Hoe zullen beide zich ontwikkelen?

Door de sterk uiteenlopende deellastkarakteristieken en dynamisch gedrag, is het voor het maken van een reële vergelijking vaak noodzakelijk energieverbruik en emissies voor een voertuig te bepalen voor een representatieve ritcyclus. Als de voertuigen verschillende brandstoffen gebruiken (bijvoorbeeld waterstof en methanol), is een 'well-to-wheel' analyse nodig voor de vergelijking. Een 'well-to-wheel' analyse vergelijkt de volledige keten van primaire energie (aardgas, olie, wind, etc.) tot en met het gebruik in het voertuig.

Ketenanalyses, zoals well-to-wheel analyses voor mobiele toepassingen, leveren geen nauwkeurige specificaties voor de systemen op. Om enkel enige 'technische' complicerende factoren voor de vergelijking van ketens te noemen:

- Het gaat om multi-criteria analyses, waarbij de vergelijking van de verschillenden criteria (gewicht, volume, brandstofverbruik, etc.) zeer moeilijk te kwantificeren valt;
- De onzekerheden in de data waar de vergelijkingen op gebaseerd worden zijn over het algemeen groot, aangezien schattingen gebruikt moeten worden voor de 'mature technology';
- De tijdsas voor de ontwikkeling van de verschillende aandrijfsystemen kan sterk uiteenlopen.

De inzet van de vergelijking van ketens (in dit geval een well-to-wheel analyse voor verschillende brandstoffen en verschillende aandrijfsystemen) is niet het genereren van nauwkeurige specificaties waar het methanol-brandstofcelvoertuig aan moet voldoen. Evenmin kan uit de voertuigspecificatie direct de functionele specificaties voor de selox op worden gesteld. De doelstelling van de vergelijking is te laten zien waar de kritische aspecten van systemen en technologieën liggen en vervolgens deze zo goed mogelijk te kwantificeren. Inherent is dat het proces waarin de koppeling wordt gemaakt van concept-, systeem- en technologieniveau, sterk iteratief is van aard.

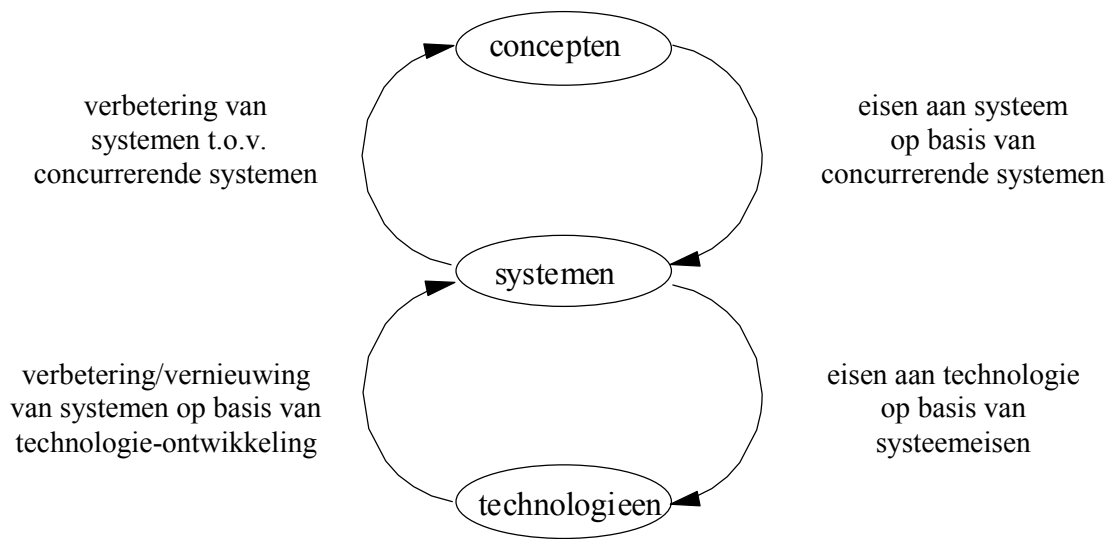
### 1.3 'Concept', 'Systeem' en 'Technologie' niveau

Het is niet mogelijk, direct uit de ketenbeschouwing af te leiden hoe in het bovenstaande voorbeeld de selox eruit moet zien. Toch is het van belang enerzijds via gerichte evaluaties doelstellingen voor het onderzoek aan de selox te kunnen bepalen en anderzijds aan te kunnen geven hoe de ontwikkeling van de selox kan bijdragen aan schoner vervoer. Het is dus nodig, op basis van de specifiek technologische kennis, in te schatten welke verbeteringen in de prestaties van de selox realiseerbaar zijn ('Technologieniveau'). Het is ook nodig te begrijpen op welke manier de prestaties van de selox het ontwerp van het aandrijfsysteem beïnvloeden en hoe de ontwikkeling van de karakteristieken van de brandstofcel (kosten, prestaties, CO-gevoeligheid) de specificaties voor de selox beïnvloeden ('Systeemniveau'). En tenslotte is het nodig, te bepalen welke voordelen en nadelen de verschillende aandrijfsystemen hebben, de vergelijking te maken op basis van een ritcyclus en van de analyse van verschillende ketens ('Conceptniveau').

De drie hierboven weergegeven niveaus waarop de evaluatie van de selox plaats vindt, richten zich op 3 verschillende abstractieniveaus. Deze niveaus worden zoals boven aangegeven, aangeduid als 'Concepten', Systemen' en 'Technologieën'.

Deze studie heeft tot doel, op het gebied van waterstoftechnologie op een gestructureerde wijze de informatie aan te dragen voor de discussie aan welke waterstoftechnologieën ECN zou kunnen/moeten werken. Om deze informatie te structureren moet de studie zich op elk van de drie aangegeven niveaus richten. Er wordt niet gestreefd naar het uitvoeren van een groot aantal deelstudies op elk van deze niveaus. Een groot aantal studies is beschikbaar. In het publieke domein is bijvoorbeeld een groot aantal well-to-wheel studies te vinden, waarin verschillende routes worden vergeleken [2] [3]. Binnen ECN en daarbuiten zijn systeemstudies beschikbaar op het gebied van SPFC systemen voor vervoerstoepassingen. Daarnaast is binnen de technologiegroepen (Waterstoftechnologie en Toegepaste Katalyse, PEMFC's en supercaps, Scheidingstechnologie, etc.) veel kennis van technologieën aanwezig.

Waar deze studie naar streeft is met name de integratie van deze niveaus. Hoe kunnen gegevens uit de well-to-wheel analyses gebruikt worden om de uitgangspunten vast te stellen voor optimaliserende systeemstudies? Hoe kunnen de resultaten uit systeemstudies worden gebruikt om targets vast te stellen voor technologieonderzoek? Hoe werken anderzijds verbeteringen in de technologie door in de prestaties van het systeem? En tenslotte, wat betekenen verbeteringen in het systeem voor bijvoorbeeld de concurrentie met andere systemen, CO<sub>2</sub> besparing of emissiereducties. Schematisch is deze wisselwerking tussen de niveaus weergegeven in figuur 1.3.



Figuur 1.3 *Samenhang tussen technologieën, systemen en concepten*

Dit rapport gaat in op de mogelijke rol van waterstof als energiedrager. Bij de beantwoording van de vraag welke rol waterstof kan spelen in de energievoorziening, zijn weer de drie niveaus waarop technologie geëvalueerd kan/moet worden van belang.

#### Concepten

Om na te gaan of waterstof een rol kan spelen als energiedrager, moet voor specifieke toepassingen worden nagegaan welke voordelen op waterstof gebaseerde concepten kunnen bieden ten opzicht van alternatieve concepten. De vergelijking van waterstof-gebaseerde concepten met andere oplossingen kan zich richten op de mate waarin de concepten bijdragen tot overheidsdoelstellingen op basis van kosten, efficiency, etc. In hoofdstuk 2 wordt een algemeen referentiekader opgezet voor de selectie van toepassingen en de vergelijking van waterstof-gebaseerde concepten met andere oplossingen.

#### Systemen

Uiteindelijk draait het allemaal om de systemen die de bouwstenen zijn van het concept of de keten. Als startpunt voor het systeem niveau is in de eerste fase gestart met een inventarisatie van de waterstofsysteem waar de verschillende partijen mee bezig zijn. Getracht is, op basis van informatie uit de literatuur en van het internet, voor de belangrijkste actoren op het gebied van waterstoftechnologie na te gaan wat hun verwachtingen zijn. Deze actoren zijn:

- Olie- en gasindustrie;
- Energiebedrijven;
- Automobielfabrikanten;
- Overheden;
- R&D;
- Componentontwikkelaars.

#### Technologie

Om te kunnen zeggen welke rol waterstof kan spelen, moet inzicht worden verkregen in de beschikbare technologieën. Voorzover de technologieën nog in ontwikkeling zijn, is het van belang het potentieel zo goed mogelijk te kunnen inschatten. Verder dienen natuurlijk steeds de nieuwe ontwikkelingen te worden gevolgd. In hoofdstuk 4 is daarom een inventarisatie gemaakt van de wereldwijde inspanningen op het gebied van R&D.

## Referenties

- [1] ENGINE projectvoorstel: *Evaluatie van concepten en systemen in een op waterstof-gebaseerde energievoorziening.*
- [2] E. Fjermestad Hagen: *HyNET - The European Hydrogen Network*, HYFORUM 2000 Proceedings (Vol. II), p173.
- [3] Y. Jamin en M. Raynolds: *Climate Friendly Hydrogen Fuel: A Comparison of the Life-cycle Greenhouse Gas Emissions for Selected Fuel Cell Vehicle Hydrogen Production Systems*, The Pembina Institute for Appropriate Development, Drayton Valley, Alberta (Ca), maart 2000, rapport verkrijgbaar via [www.pembina.org](http://www.pembina.org).

## 2. CONCEPTEN: INPASSING VAN H<sub>2</sub> IN HET ENERGIESYSTEEM

### 2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt op conceptniveau nagegaan welke rol waterstof kan spelen. Dat wil zeggen dat de toepassingen van waterstof worden geïdentificeerd. Daarbij moet het begrip toepassing niet te eng worden genomen. Een brandstofcel die efficiënt waterstof omzet is alleen zinvol als er ook efficiënte technieken bestaan voor de opwekking en eventueel transport en opslag. Bij de toepassing moet dus niet alleen naar het gebruik van waterstof worden gekeken, maar naar de gehele keten van productie van waterstof, transport, opslag en eindgebruik. In de inleiding is deze ketenbenadering aangegeven door te stellen dat 'waterstof concurreert als energiedrager'.

Alvorens in te gaan specifieke toepassingen van waterstof, is het zinvol in algemene termen de voornaamste drijfveren voor de introductie van waterstof als energiedrager te belichten.

- Een in het oog springende voordeel van waterstof is natuurlijk dat bij de finale omzetting van waterstof in warmte of elektriciteit alleen water als product ontstaat<sup>1</sup>. Met andere worden, het is de enige emissieloze brandstof. Dat maakt waterstof natuurlijk aantrekkelijk voor specifieke situaties waarbij emissieloos de eis is (ZEV's bijvoorbeeld: zie hoofdstuk 3). Relevanter is echter, dat het terugdringen van emissies van CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en andere schadelijke gassen duurder wordt naarmate de productie decentraler is. CO<sub>2</sub> afvangst op woningniveau of in het voertuig is complexer en duurder dan CO<sub>2</sub> afvangst bij een elektriciteitscentrale of reforming plant. Hetzelfde geldt voor de overige emissies. Waterstof als energiedrager maakt het mogelijk de bij centrale productie vrijkomende schadelijke gassen af te vangen tegen relatief lage kosten.
- Bij inzet van grote hoeveelheden duurzame energie zal elektriciteit een belangrijke energiedrager blijven. Veelal wordt duurzame energie geproduceerd in de vorm van elektrische energie (Windturbines, PV). Daarbij is ook in het eindgebruik een duidelijke trend waarneembaar naar een groter aandeel elektriciteit in het eindverbruik. Daarom zal duurzame energie voor een deel samengaan met elektriciteit als energiedrager (electriciteit voldoet ook aan het belangrijke bovengenoemde criterium van schoon eindgebruik). Echter, elektriciteit heeft ook een aantal evidente beperkingen. De belangrijkste twee zijn het ontbreken van efficiënte technologie om elektriciteit op te slaan en de kosten van transport (infrastructuur, verliezen) over lange afstand. Hier kan waterstof duidelijk een rol spelen, omdat de omzetting van elektrische naar chemische energie (die transporteerbaar is en in bulk op te slaan) en terug via resp. een elektrolyser en brandstofcel met waterstof als intermediair het eenvoudigst is.
- Algemene verwachting is dat brandstofcellen een belangrijke rol gaan spelen in de toekomstige energievoorziening. Zoals het overzicht van actoren in hoofdstuk 3 laat zien, worden brandstofcellen voor stationaire toepassingen met name ontwikkeld voor aardgas als brandstof. Deze keuze is gebaseerd op de belangrijke rol die aardgas speelt in de bestaande infrastructuur. Echter, de brandstofcel gebruikt waterstof als brandstof. In het brandstofcel-systeem wordt aardgas omgezet in waterstof. In hoge-temperatuur brandstofcellen verloopt deze conversie relatief gemakkelijk. In lage-temperatuur brandstofcellen leidt de omzetting van aardgas in waterstof, met name op kleine schaal, tot rendementsverlies en hogere kosten. Gebruik van waterstof als brandstof kan een belangrijke toename van de efficiency

---

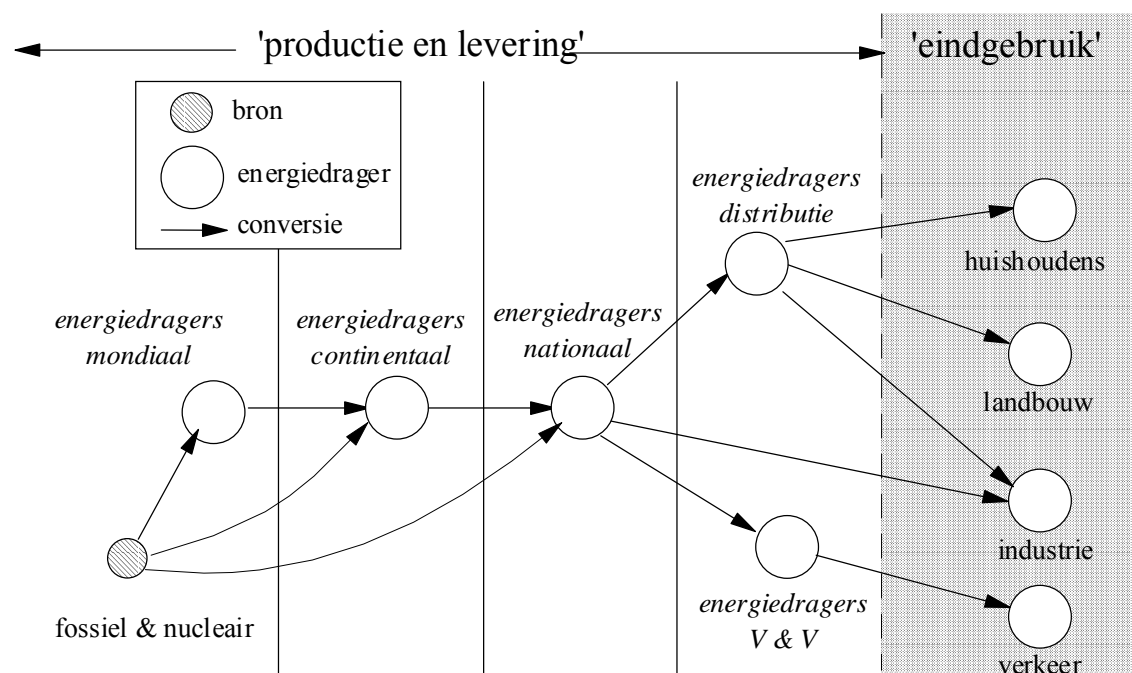
<sup>1</sup> Bij verbranding van waterstof kunnen stikstofoxiden ontstaan, bij de inzet van waterstof in brandstofcellen blijken de NO<sub>x</sub> emissies verwaarloosbaar [1].

en kostenbesparing opleveren. Grootschalige toepassing van stationaire brandstofcellen creëert dus mogelijkwerwijs een grote markt voor waterstof.

- Hetzelfde geldt in grote lijn voor brandstofcellen voor mobiele toepassing. Hier zijn de voordelen van waterstof nog evidentier omdat compactheid en gewicht van brandstofcellen op waterstof veel gunstiger zijn dan brandstofcellen op andere brandstoffen. Hier geldt echter wel een sterke beperking voor waterstof als energiedrager, namelijk de moeizame opslag van voldoende grote hoeveelheden waterstof aan boord (zie hoofdstuk 4).

Om na te gaan welke rol waterstof kan spelen in het huidige energiesysteem, moet waterstof dus worden afgezet tegen andere energiedragers. In paragraaf 2.2 wordt de structuur van de energievoorziening in kaart gebracht vanuit dit perspectief. De introductie van waterstof wordt met name bevorderd door de introductie van duurzame energie. De rol van waterstof moet daarom niet alleen worden beschouwd met het huidige (fossiele energiesysteem) als referentie, maar ook met een gefaseerde invoering van duurzame energie als achtergrond. Deze verschuiving komt aan de orde in paragraaf 2.3. en 2.4.

In paragraaf 2.5 komen de mogelijke transitities van het huidige systeem naar een volledig duurzaam systeem aan de orde. Hierbij wordt uitgegaan van 3 'fases' in de ontwikkeling van het energiesysteem. Tenslotte worden in de laatste paragraaf op basis van de beschouwingen in de voorgaande paragrafen waterstof-gebaseerde concepten gepresenteerd.

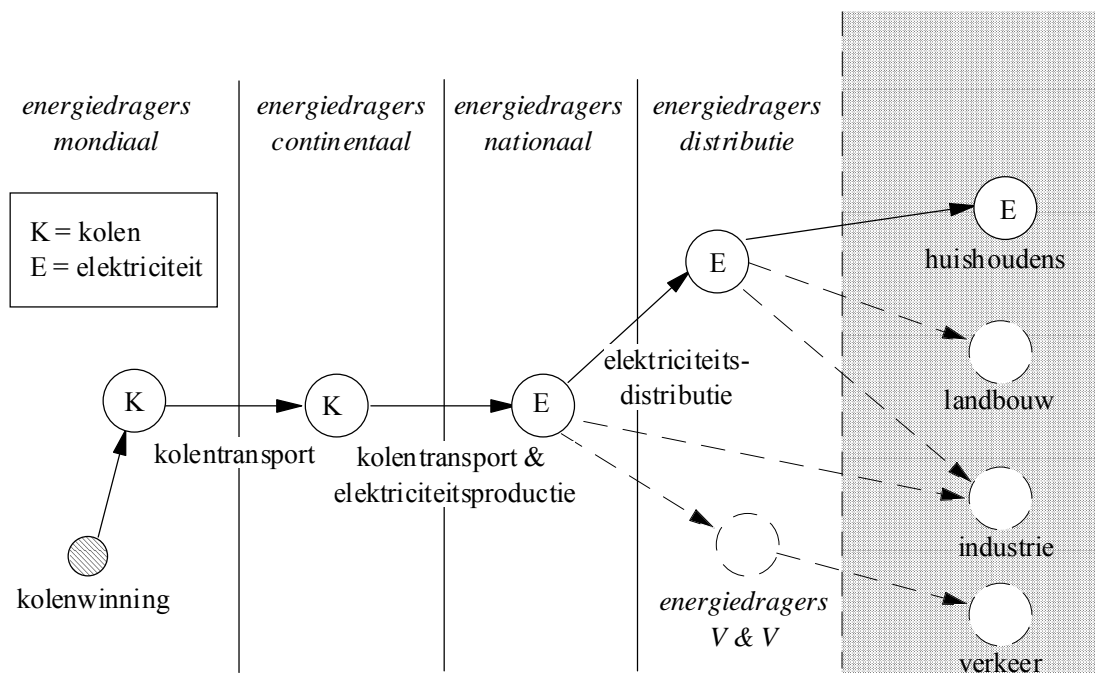


Figuur 2.1 Schematisering energiedragers in concurrentie: huidige situatie

## 2.2 Beschrijving van de rol van energiedragers in het huidige fossiele energiesysteem

Om te kunnen onderzoeken waar waterstof als energiedrager een rol kan spelen, moeten de 'markten' waar energiedragers met elkaar in concurrentie zijn in kaart worden gebracht. In figuur 2.1 is een schematische opzet van het huidige energiesysteem weergegeven vanuit het gezichtspunt van de verschillende markten voor energiedragers.

Het schema is gebaseerd op de gedachte dat het energiesysteem bestaat uit 'ketens' van conversiestappen waarin de primaire energie wordt omgezet om uiteindelijk een 'energiefunctie' te vervullen (verwarming, verlichting, kracht, ventilatie, communicatie, etc.) [2]. In het schema zijn aangegeven de bronnen van primaire energie, de energiedragers en de conversies tussen de energiedragers. Het schema is te beschouwen als een sjabloon voor allerlei mogelijke conversieroutes van primaire energie tot eindverbruik. Een enkel voorbeeld kan dit illustreren. In figuur 2.2 is het schema uitgewerkt voor een voorbeeld waarbij de primaire energie in de vorm van kolen is en het eindgebruik elektriciteit in een huishouden. De kolen worden gewonnen en over grote afstand getransporteerd (=mondiaal). Vervolgens worden de kolen overgeslagen en in een kolencentrale omgezet in elektriciteit. De elektriciteit wordt van het hoofdnet naar het distributienet getransporteerd en tenslotte in het huishouden verbruikt. De pijlen in het schema geven dus transport en conversies aan. De pijl tussen de continentale en nationale energiedrager in figuur 2.2 geeft dus zowel het kolentransport als de conversie van kolen naar elektriciteit weer. De daaraan voorafgaande en de daarop volgende pijl geven alleen het transport van respectievelijk kolen en elektriciteit aan.



Figuur 2.2 Voorbeeld van een keten (aangegeven met dichte lijn) in de huidige situatie (V&V = verkeer en vervoer)

### Mondiale schaal

De primaire energiedrager zal veelal op een specifieke geografische locatie worden gewonnen. Kolen en uraan worden gedolven, olie en gas opgepompt, etc. De primaire energiedrager wordt vervolgens veelal in ruwe vorm over de wereld getransporteerd, maar kan ook eerst bewerkingen ondergaan (transport van ruwe olie vs. transport van benzine).

### Continentale schaal

De concurrentie tussen energiedragers wordt groter op continentaal niveau. Naarmate de primaire energie meer bewerkingen ondergaat, is het aantal keuzes groter. Zo is het mogelijk aardgas uit Siberië te transporteren naar Nederland, maar het aardgas kan ook worden gebruikt in een elektriciteitscentrale in een tussengelegen punt, waarna de energie verder wordt getransporteerd in de vorm van elektriciteit. Daarmee ontstaat een tweede concurrentieplatform voor energiedragers.

### Nationale schaal

Op nationaal niveau spelen andere wegingsfactoren een rol bij de concurrentie van energiedragers, bijvoorbeeld het gemak waarmee de energiedrager kan worden omgezet, de aansluiting bij de bestaande infrastructuur etc. Daardoor zullen andere energiedragers een rol spelen (of energiedragers een andere rol spelen) dan op continentaal niveau. Het nationaal niveau wordt dus weer beschouwd als een aparte 'markt' voor energiedragers. Op het nationale niveau voor de Nederlandse situatie spelen vooral het landelijk net voor aardgas en voor elektriciteit een rol als het gaat om de stationaire energievoorziening. Voor de logistieke brandstoffen wordt een aparte infrastructuur voor het transport op nationaal niveau gebruikt.

### Distributie schaal

Voor het fijnmazige distributienet, dat de energie uiteindelijk bij de gebruiker brengt, is een derde transportniveau gedefinieerd distributie. Ook op dit niveau concurreren weer dezelfde en andere energiedragers. Bijvoorbeeld warmte, dat op nationale schaal geen enkele rol speelt, kan via stadsverwarming op distributieniveau een mogelijke energiedrager zijn. Het aantal mogelijke energiedragers voor het distribueren van energie op wijkniveau of industrieterrein is over het algemeen per geval beperkter.

### Eindgebruik

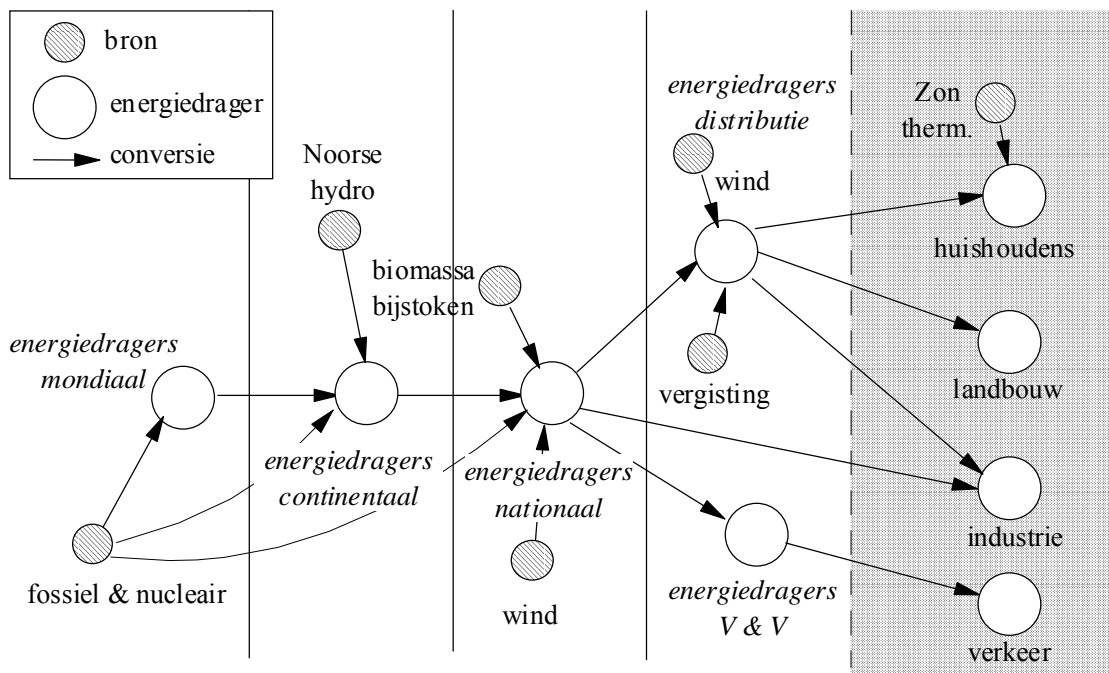
Het eindgebruik kan grofweg in de volgende sectoren en subsectoren worden opgedeeld:

1. niet-stationair en
2. stationair, waarbij deze verder opgesplitst is in:
  - huishoudens en utiliteiten;
  - industrie;
  - landbouw.

## 2.3 De rol van energiedragers in het huidige energiesysteem met inzet van duurzaam

In het huidige systeem is de energievoorziening (in Nederland) bijna geheel gebaseerd op fossiele bronnen en voor een klein deel op nucleaire energie. Het beleid is gericht op een toenemend aandeel duurzame energie in de opwekking. Het tempo hiervan moet (in elk geval in relatie tot de invoering van waterstof als energiedrager) niet worden overschat. Voor het aandeel duurzaam in 2020 wordt gestreefd naar 10%. Dat betekent dat de komende 20 jaar het huidige energiesysteem grotendeels in zijn huidige vorm zal blijven bestaan. Om na te gaan hoe inzet van duurzame energie de energiedragers beïnvloedt, beschouwen we daarom allereerst de inzet van duurzaam in het fossiele systeem. Vervolgens wordt ingegaan op de energiedragers in een volledig duurzaam systeem.





Figuur 2.3 Inzet van duurzame energie in het huidige systeem

In figuur 2.3 zijn een aantal duurzame bronnen aangegeven die in het huidige energiesysteem een bijdrage leveren:

- Centrale productie van duurzame energie en distributie op mondiaal niveau is in het huidige systeem niet van belang. Transport op deze schaal vindt bijna geheel plaats met behulp van fossiele energiedragers.
- Centrale opwekking van duurzame energie met vervolgens transport en distributie op continentaal niveau beperkt zich tot waterkracht of hydro. De energiedrager voor deze duurzame energie is elektriciteit. Er zijn b.v. plannen om Nederland aan te sluiten op met Noorse waterkracht geproduceerde elektriciteit.
- Op nationaal niveau wordt de bijdrage van duurzaam groter. Een deel van de energie uit duurzame bronnen in Nederland komt van de wind. Een belangrijk deel daarvan wordt opgewekt op nationaal niveau, dat wil zeggen in windparken. Ook energie uit afval en biomassa, de grootste bijdrage van duurzame energie, wordt vooral op nationaal niveau ingezet. De energiedrager voor de duurzame energie is net als op continentale schaal elektriciteit.
- Windenergie kan ook op distributieniveau worden ingezet in de vorm van één of meerdere molens. Een ander voorbeeld van inzet van duurzame energie op dit niveau is vergisting, bijvoorbeeld van rioolslib, gekoppeld aan een warmte/kracht installatie.
- Een voorbeeld van de inzet op eindgebruikerniveau zijn name thermische zonnecollectoren, maar ook windmolens in beheer bij de boer. Vervoer op duurzaam speelt in het huidige systeem geen rol van betekenis.

In de huidige, op fossiele brandstoffen gebaseerde energievoorziening, bevordert de 'economy-of-scale' grootschalige, centrale opwekkingsystemen (met name voor elektriciteitsproductie). Deze economy-of-scale is zowel gebaseerd op technische factoren (het rendement van grotere systemen is beter) als de afnemende specifieke investeringskosten. Deze economy-of-scale is in het fossiele systeem mogelijk dankzij de geconcentreerde vorm waarin energie in fossiele brandstoffen zich bevindt.

Duurzame energie, zoals zon, wind en in mindere mate biomassa, zijn echter in (veel) minder geconcentreerde vorm aanwezig en kunnen worden aangeduid als diffuse bronnen van energie. Voor duurzame bronnen, bijvoorbeeld zonnecellen & windmolens, is de economy-of-scale daardoor veel minder sterk. Decentrale opwekking en beheer van energie wordt daarom in een duurzame energievoorziening belangrijker. Dit is ook zichtbaar in figuur 2.3, dat laat zien dat de duurzame energieopwekking zowel op centraal niveau (nationaal, continentaal), als decentraal op distributieniveau of bij de eindgebruiker kan plaatsvinden.

## 2.4 De rol van energiedragers in een grotendeels duurzaam systeem

Naast de trend van centrale naar decentrale productie in de energievoorziening die samenhangt met de introductie van duurzaam is er een tweede trend te onderkennen. Dit is de overgang van een volledig vraaggestuurde energievoorziening, naar een energievoorziening die een mengvorm van vraag- en productiegestuurd is. In het huidige op fossiele brandstoffen gebaseerde energiesysteem, kan de productie 'eenvoudig' de vraag volgen. Aanpassing van vraag en aanbod vindt met name plaats met behulp van 'spinning reserves'<sup>2</sup>. Toenemende verduurzaming leidt echter tot een afname van de flexibiliteit van de productie. De voornaamste reden is het veelal niet-stuurbaar zijn van duurzame bronnen (productie als de zon schijnt of als de wind waait).

Een tweede factor die de stuurbaarheid van het opgewekte vermogen vermindert is de noodzaak steeds hogere opwekkingsrendementen te behalen. Dit leidt tot een toenemende integratie van energieopwekking, bijvoorbeeld in de vorm van gecombineerde opwekking van warmte en kracht. De flexibiliteit van de productie van energie neemt hiermee af.

In de (verre) toekomst zal duurzame energie een belangrijke rol spelen in het energiesysteem. In dat energiesysteem concurreren andere energiedragers dan in het huidige energiesysteem. Reden om vanuit het perspectief van de energiedragers deze situatie onder de loop te nemen. De trends van centrale naar decentrale productie, en van een vraag-gestuurde naar een zowel vraag- als productie-gestuurde energievoorziening, zijn daarin van wezenlijk belang.

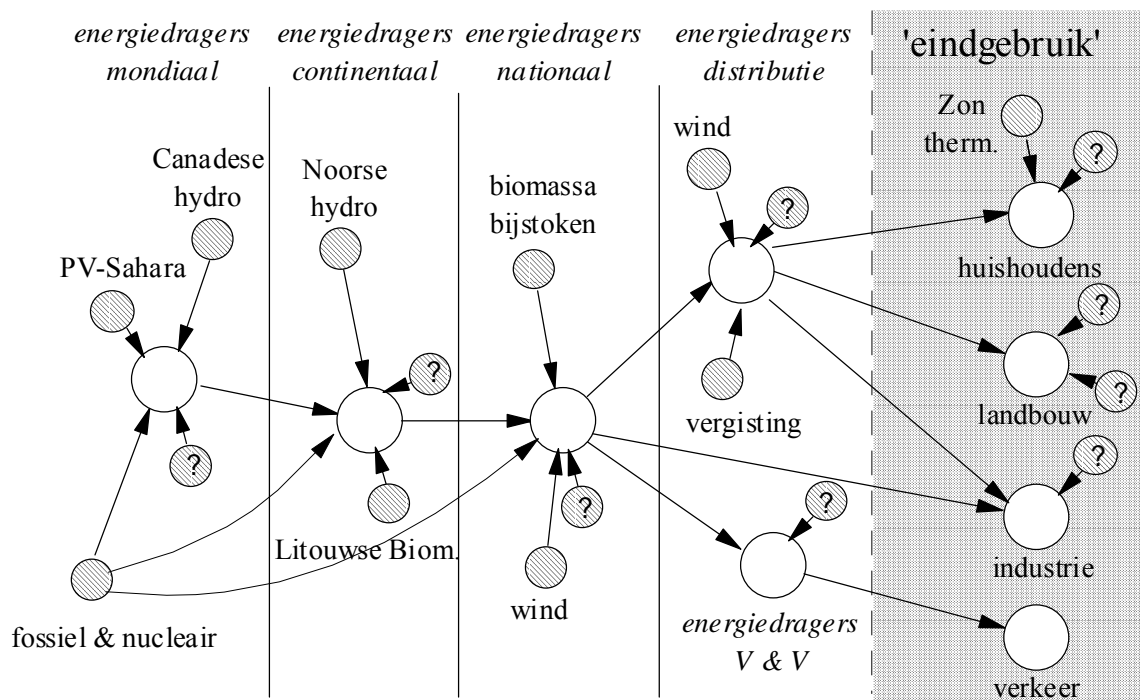
Welke energiedragers een rol spelen, en daarmee welke rol waterstof speelt, hangt in hoge mate af van de bijdrage die verschillende opwekkingsopties zullen leveren. Een belangrijk aandeel grootschalige opwekking van duurzame energie op geschikte locaties (PV in de Sahara) zal het energiesysteem een ander aanzien geven, en leiden tot andere energiedragers dan wanneer decentrale opwekking en besparing de voornaamste middelen zullen zijn. De volgende beschouwing van de rol van energiedragers in een toekomstig grotendeels duurzaam systeem is dan ook niet meer dan een eerste schets van een aantal mogelijkheden. In figuur 2.4 is dit weergegeven door een groot aantal onbekende opwekkingsopties in te voegen.

### Mondiale schaal

Uit oogpunt van economy-of-scale kan het mogelijk zinvol zijn duurzame energie op (zeer) grote schaal op te wekken op die plaatsen waar de energie in min of meer geconcentreerde vorm aanwezig is. Te denken valt bijvoorbeeld aan grootschalige winning van zonne-energie in woestijngebieden (Sahara, Mohave Dessert). Andere mogelijkheden die overwogen worden zijn zeer grootschalige windparken. Een voorbeeld van een dergelijk project is het (conceptuele) windproject in Patagonië (Argentinië). In een CO<sub>2</sub> neutraal systeem is waterstof een belangrijke optie voor het transport van energie op deze schaal. Andere opties zijn koolwaterstoffen. De koolstof kan worden verkregen uit biomassa (bijvoorbeeld via hydrovergassing [3]) of door de koolstofkringloop op een andere manier te sluiten zoals in het RITE project in Japan wordt onderzocht [4].

---

<sup>2</sup> Spinning reserve is snel-inschakelbaar (en goedkoop) opgesteld opwekkingsvermogen dat gebruikt kan worden om pieken in de vraag op te vangen



Figuur 2.4 Inzet van duurzame energie in het toekomstige grotendeels duurzame energiesysteem

#### Continentale schaal

Efficiënt gebruik van duurzame energie vereist het optimaal benutten van het aanbod aan duurzame energie. Dit kan betekenen dat meer uitwisseling van opgewekte energie op continentale schaal noodzakelijk wordt, bijvoorbeeld doordat Noorse waterkracht als 'spinning reserve' dient voor grootschalige windparken op de Noordzee. Anderzijds kan het noodzakelijk zijn een overschot aan windenergie op een gegeven moment te benutten door deze te exporteren of op enige wijze te bufferen. Bij het afstemmen van momentane vraag en aanbod kan de continentale schaal een belangrijke functie vervullen. Waterstof past daar natuurlijk in, maar moet kunnen concurreren met ander brandstoffen en andere oplossingen voor het afstemmen van vraag en aanbod (zoals spinning reserves).

#### Nationale schaal

Een belangrijke vraag op nationale schaal is de elektriciteitsproductie. In een grotendeels duurzaam systeem zullen bijna alle brandstoffen die nu worden gebruikt voor centrale elektriciteitsproductie zijn uitgefaseerd. Welke rol speelt het landelijke net dan? Mogelijkheden zijn de import van duurzame stroom uit andere landen, productie van windenergie op grote schaal, koppeling van grootschalige decentrale elektriciteitsopwekking met micro- of mini-wkk. Een belangrijk aspect van de nationale infrastructuur is natuurlijk ook de brandstof die voor vervoer 'doorbreekt'. Bij een vervanging van de huidige benzine en diesel door synthetische brandstoffen uit biomassa zal een andere situatie ontstaan dan wanneer waterstof de hoofdbrandstof wordt en er alleen al voor de distributie van waterstof voor vervoerstoepassingen een infrastructuur ontstaat.

#### Distributie

Bij de introductie van grote hoeveelheden duurzame energie, ontstaat behoefte aan buffering. Het doel van deze buffering is om het niet-stuurbare vermogensaanbod en de vermogensvraag af te stemmen in de tijd. Opslag van energie bij het eindgebruik (b.v. in de woning) zal waarschijnlijk een beperkte rol spelen. Voor efficiënte, 'goedkope' buffering van energie in de vorm van waterstof (ondergrondse druktank) of warmte (aquifer) is wellicht het distributieniveau de meest geschikte schaal.

### Eindverbruik

Bij fossiele bronnen is grootschalige opwekking zinvol. Voor duurzame energie is de economy-of-scale veel minder relevant. Daarom is inzet van duurzame energie dicht bij het eindgebruik een mogelijkheid. Voorbeelden van bij uitstek decentrale technologieën zijn zonnecollectoren en PV. Een vraag is dan, in hoeverre in een duurzame energievoorziening een woning volledig in de eigen energie zal voorzien (met de bijbehorende opslagfuncties) of energie zal uitwisselen met de omgeving.

## 2.5 Transitie en fasering

In de beschouwing in de twee voorgaande paragrafen zijn de energiedragers centraal gesteld. In het huidige energiesysteem zijn de energiedragers voor groot deel fossiel. Met name voor transport van energie op mondiaal en continentaal niveau voeren de fossiele energiedragers kolen, olie en gas de boventoon. Op nationaal niveau zijn aardgas, elektriciteit en logistieke brandstoffen (benzine, diesel) de voornaamste energiedragers. Decentraal speelt warmte daarbij nog een rol. De bijdrage van duurzame energie is in het huidige energiesysteem nog maar beperkt en zal naar verwachting in de komende 20 jaar geen hoofdrol gaan spelen in de energie-opwekking. Dat wil zeggen, dat de toenemende inzet van duurzame energie op deze termijn niet de invoering van andere secundaire energiedragers noodzakelijk maakt (wel mogelijk).

In het uiterste geval dat alle energie duurzaam wordt opgewekt is dit wel het geval. Elektriciteit zal, als gezegd, in dit geval een belangrijke energiedrager blijven. Daarnaast zullen echter andere energiedragers een rol spelen. Voor transport op mondiale schaal ligt het gebruik van vloeibare energiedragers voor de hand. Voorbeelden van vloeibare energiedragers zijn methanol en vloeibaar waterstof, vloeibaar synthetisch aardgas (SNG). Decentraal lijkt het gebruik van gasvormige brandstoffen (waterstof, SNG) logisch.

Eenzijds constateren we dus dat de huidige situatie en de fossiele energiedragers nog lange tijd bepalend zullen zijn. Dat betekent, dat allereerst voor waterstof gezocht moet worden naar mogelijke toepassingen in het huidige energiesysteem. Anderzijds is duidelijk dat op het moment dat duurzaam een substantiële bijdrage levert, andere energiedragers, waaronder mogelijk waterstof, een grote(re) rol gaan spelen. De vraag is dan, op welk moment andere energiedragers concurrerend worden. Of preciezer welke de omstandigheden zijn die de introductie van een nieuwe energiedrager mogelijk of wenselijk maken.

Wanneer het gaat om de energie-infrastructuur, speelt niet alleen een rol welke keuzes van energiedragers in een bepaalde situatie de meest rationele zullen zijn. In het transitieproces worden keuzes gemaakt die de inrichting in de 'uiteindelijke' situatie blijvend kunnen beïnvloeden. Vanwege deze verschijnselen, in [5] aangeduid als 'lock-in' en 'lock-out', is het niet alleen van belang de keuzes van de energiedragers in begin- en eindsituatie te beschouwen, maar ook tijdens het transitieproces.

In deze studie wordt die transitie meegenomen door de keuze van de energiedragers te beschouwen in 3 verschillende fases. De keuze van deze fases is gebaseerd op de volgende uitgangspunten:

- Verwacht mag worden dat de overheid de komende decennia een beleid zal voeren dat gericht is op een toenemend aandeel duurzaam en dit ook tot gevolg heeft.
- Anderzijds is het niet waarschijnlijk dat een toenemend aandeel duurzame energie en de besparingen voldoende zullen zijn om aan de Kyoto-doelstellingen te voldoen. Om aan de Kyoto-doelstelling te voldoen zullen ook krachtige maatregelen moeten worden genomen gericht op het grote aandeel fossiele energie. De consequentie hiervan is, dat op een middellange termijn fossiele brandstoffen met CO<sub>2</sub> verwijdering een rol gaan spelen.
- Tenslotte zullen waarschijnlijk op kortere termijn andere emissies dan CO<sub>2</sub> een belangrijke rol spelen in de regelgeving. Emissies van NO<sub>x</sub>, fijn stof, SO<sub>2</sub> en andere lokale en globale verontreinigingen zullen aan een maximum worden gebonden.

Op basis van de bovenstaande uitgangspunten wordt de keuze van de energiedragers beschouwd voor de volgende fasen:

#### Efficiënt fossiel

In deze fase is het beleid van de overheid gericht op harde reductie van overige emissies door efficiëntie-verbetering. Echter, de maatregelen die de overheid oplegt op het gebied van reductie van CO<sub>2</sub>-emissie zijn niet hard, maar in de sfeer van stimuleringen (REB, etc.).

#### Schoon fossiel

In deze fase spelen de harde randvoorwaarden voor wat betreft de overige emissies onverminderd. Daarnaast legt de overheid beperkingen op voor wat betreft de CO<sub>2</sub> emissies uit fossiele brandstoffen.

#### Duurzaam

In deze fase wordt naast reductie van emissies de duurzaamheid van de energie een harde eis. Duurzame ketens en systemen concurreren met name op basis van kosten.

## 2.6 Waterstof-gebaseerde concepten

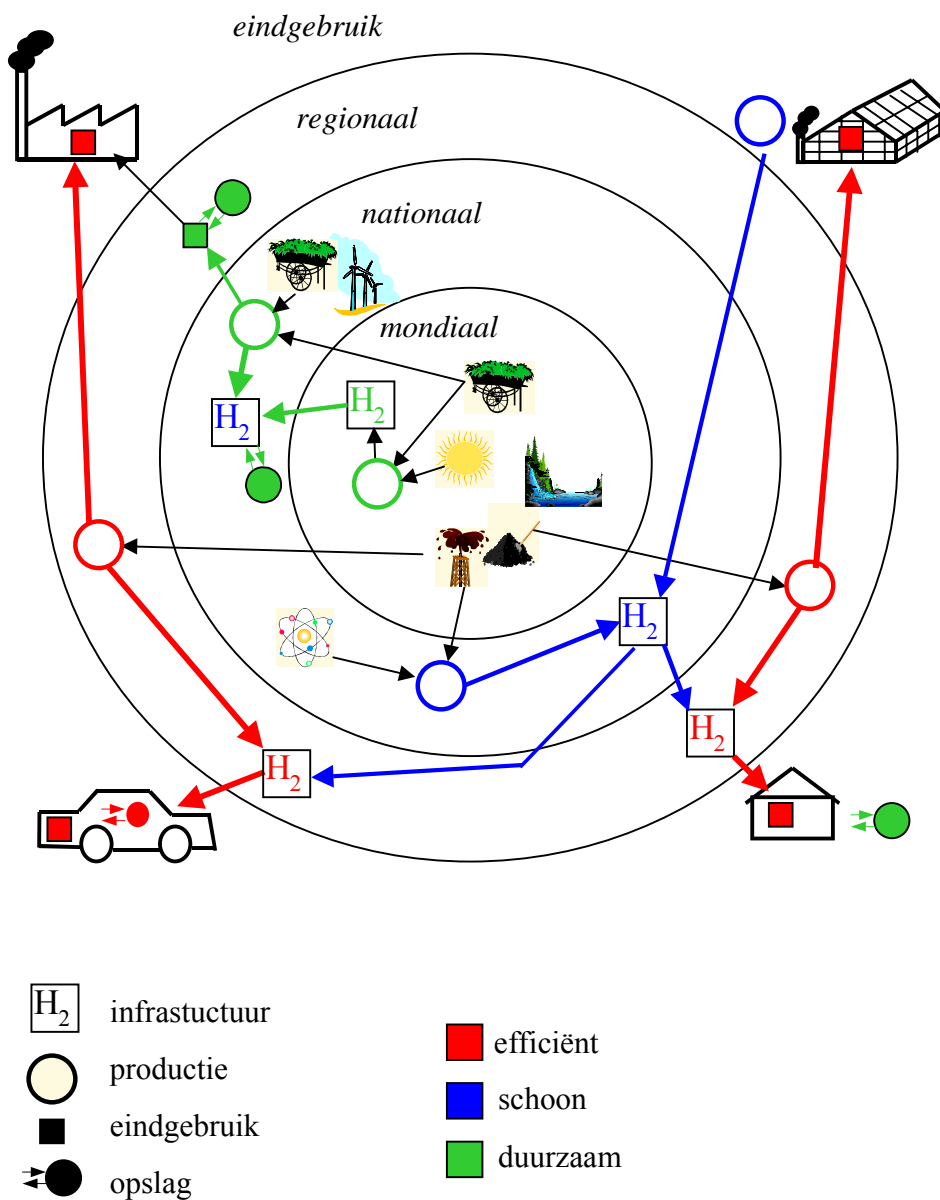
In figuur 2.5 zijn schematisch een aantal waterstof-gebaseerde concepten weergegeven in de drie, voorheen gedefinieerde fasen efficiënt, schoon en duurzaam op basis van de voorgaande beschouwingen. Waterstof kan worden geproduceerd uit diverse bronnen (aangeduid met zelf-verklarende pictogrammen, ter verduidelijking: de waterval staat voor ‘waterkracht’, de kar met gras voor ‘biomassa’) en op diverse niveaus: mondiaal, nationaal en regionaal (aangeduid met cirkelschijven). Langs de buitenste schijf staan de vier gebruikersgroepen: industrie, landbouw, huishoudens en vervoer. Naast productie en eindgebruik hebben we ook nog te maken met infrastructuur en opslag. De pijlen geven transport van waterstof aan, van bron naar opslag, van opslag naar gebruiker of rechtstreeks van bron naar gebruiker. De drie fasen worden met verschillende kleuren aangeduid zoals onder de figuur is aangegeven.

Bij het globaal uitwerken van concepten voor deze drie fasen, d.w.z. zonder systemen te specificeren, zijn een aantal algemene trends te signaleren. Voor het selecteren van kansrijke concepten is rekening gehouden met de visie van de actoren op waterstofgebied en de status van de waterstoftechnologieën.

In ‘efficiënt fossiel’ loont het waterstof in te zetten dicht bij de eindgebruikers. Waterstof wordt vooral gemaakt uit fossiele bronnen (bijvoorbeeld aardgas-reforming). De technologie-ontwikkeling is gericht op productie en eindgebruik en niet zozeer op transport en opslag. Een uitzondering vormt waterstofopslag in voertuigen.

Als substantiële reducties van CO<sub>2</sub> emissies gewenst zijn komt men in de fase ‘schoon fossiel’. In deze fase vindt een verschuiving plaats van de waterstofproductie van decentraal naar (deels) centraal. Alle fossiele bronnen kunnen worden ingezet voor waterstofproductie, waarbij CO<sub>2</sub> scheiding en opslag in acht moeten worden genomen. Ook de nucleaire optie kan een rol spelen. Technologie voor fossiele productie van waterstof wordt dan belangrijk, alsmede technologie voor CO<sub>2</sub> scheiding en opslag.

In de fase ‘duurzaam’ tenslotte concurreren mondiale, nationale en decentrale productie met elkaar. De technologieën waar het hier om draait zijn productie uit duurzame energie en transport en opslag van waterstof.



Figuur 2.5 Schematische weergave van waterstof-gebaseerde concepten

Uiteraard is het mogelijk voor iedere gebruikersgroep en fase andere, niet waterstof-gebaseerde ketens op te stellen. Een voorbeeld voor dezelfde gebruikersgroep als in het hiervoor gegeven voorbeeld is de volgende keten: winning van olie – productie van benzine – transport van benzine naar tankstation – opslag van benzine – tanken van benzine in auto – opslag van benzine in auto – omzetten van benzine in waterstof – omzetten van waterstof in beweging. Vergelijking met concurrerende, niet waterstof-gebaseerde concepten is essentieel om voor elke fase de haalbaarheid van de waterstof-gebaseerde concepten in te kunnen schatten. Bovendien kan het richting geven aan de technologie-ontwikkeling, namelijk door de zwakke kanten van de waterstof-gebaseerde ketens bloot te leggen.

## Referenties

- [1] D. Jansen, P. Lugten en K. Brandwagt: *Verkenning van de rol van brandstofcellen systemen bij de reductie van NO<sub>x</sub>-emissies in Nederland*, ECN-CX--00-051, april 1999.
- [2] D.S. Scott, *Int. J. Hydr. En.*, **18** (1993) p197-204.
- [3] M. Mozaffarian en R.W.R. Zwart: *Production of Substitute Natural Gas by Biomass Hydrogasification*, ECN-RX—00-038, november 2000.
- [4] H. Sano: *Energy transportation for methanol production at solar energy base in the desert* uit *Proceedings of the 12th Energy System and Economy Conference, 1-2 February 1996*, p329-334.
- [5] O. van Hilten *et al.*: *Energietechnologie in het spanningsveld tussen klimaatbeleid en liberalisering*. Petten, ECN-C--00-020, mei 2000.

### 3. SYSTEMEN: Inventarisatie van actoren

#### 3.1 Inleiding

Op het gebied van waterstoftechnologie en aangrenzende gebieden – brandstofceltechnologie – zijn diverse actoren te onderscheiden. Een groep betreft de producenten van elektrolyse-installaties, brandstofcellen, etc. Deze groep wordt niet onder de loupe genomen. Belangrijke afnemers (ten dele ook ontwikkelaars) van waterstoftechnologie zijn de autoindustrie, de olie- en gasindustrie en de energiebedrijven. Hier wordt kort ingegaan op de betrokkenheid van deze drie groepen van bedrijven. Ook de overheid en onderzoeksinstituten zijn van belang. Centraal staat de vraag welke stimulerende c.q. initiërende rol deze actoren vervullen. In de bijlagen A t/m D wordt detailinformatie m.b.t. deze actoren gegeven.

#### 3.2 Autofabrikanten

Autofabrikanten ontwikkelen activiteiten op het gebied van elektrische, hybride elektrische en brandstofcelauto's. Hiervan is de hybride elektrische auto het verst gevorderd. Deze zal een flink marktaandeel kunnen verwerven. Op accu's gebaseerde elektrische auto's worden op bescheiden schaal geproduceerd, maar een doorbraak is twijfelachtig. De brandstofcelauto is in het stadium van ontwikkeling en demonstratie. Als het lukt om een economische vorm van waterstofopslag aan boord van zo'n voertuig te realiseren, kan dit type auto net als de hybride elektrische auto vanaf ca. 2010 de personenautomarkt gaan veroveren. Al voor 2010 kan de brandstofcel een marktaandeel verwerven in bijvoorbeeld bussen. Voor een verdere marktpenetratie is wel aanpassing van de energie-infrastructuur nodig.

Eerst zal een brandstofcelauto op de markt moeten worden gebracht, die aan boord benzine of methanol omzet in waterstof. Deze twee brandstoffen zijn de belangrijkste kandidaten voor reforming aan boord. Aardgas heeft als nadeel dat de procescondities bij reforming minder gunstig zijn dan bij benzine en methanol. Het valt nog niet te voorzien welke van de twee opties – benzine of methanol – de voorkeur zal krijgen. Op dit gebied is er sprake van verschillende coalities, die zich uitstrekken van autofabrikanten tot potentiële leveranciers van de brandstof, bijvoorbeeld methanolproducenten. Het is echter aannemelijk dat slechts een van de twee opties op enige schaal toepassing zal gaan vinden (waardoor de andere marginaal zal worden).

Tabel 3.1 *Activiteiten voornaamste autofabrikanten op het gebied van geavanceerde auto's*

	Hybride elektrisch auto		Elektrische auto (accu's)		Brandstofcelauto	
		Gereed (jaar)		Gereed (jaar)		Gereed (jaar)
Toyota	<i>Prius</i>	1997	<i>RAV4</i>	1997 (?)	Prototype	2004?
Daimler-Chrysler	<i>Prototype</i>	?	<i>EPIC</i>	2000	<i>NECAR</i>	2004
Ford	<i>Prodigy</i>	?	<i>TH!NK city</i>	2000	<i>Demo IIa</i>	2004?
GM	<i>Precept</i>	?	<i>EV1</i>	1996	<i>HydroGen</i>	2004?
Honda	<i>Insight</i>	1999	<i>EV Plus</i>	-	<i>FCX-V3</i>	2003
Nissan	-	-	<i>Altra EV</i>	1998	Prototype	2003
VW	-	-	-	-	<i>HyMotion</i>	2004?



Als de vraag is welk perspectief waterstof heeft, dan moet het hele cluster van brandstofcelauto, hybride elektrische auto en elektrische auto (accu's) worden beschouwd, omdat deze typen elkaars concurrenten zijn. De activiteiten van de voornaamste autofabrikanten worden hier kort belicht. In tabel 3.1 worden deze eerst samengevat.

Toyota heeft in 1998 een hybride elektrische auto op de markt gebracht, genaamd *Prius*, met een brandstofverbruik van 60 miles per gallon, ofwel 3,85 l/100 km. Sinds de introductie (in Japan in 1998) zijn ca. 50.000 exemplaren van de *Prius* verkocht. Sinds kort is de *Prius* ook op de Nederlandse markt verschenen. Hier wordt de auto voor fl 53.000 verkocht, een relatief lage prijs dankzij een gunstig belastingregime. Een andere ontwikkeling bij Toyota is de *RAV4*, een relatief kleine elektrische auto op accu's. Ook werkt Toyota aan een prototype hybride auto met een brandstofcel en accu's. Bij lage belasting levert alleen de brandstofcel vermogen, bij hoge belasting de brandstofcel en de accu's. Het verschil met de *Prius* is dus dat, in plaats van de benzinemotor, de brandstofcel de hoofdmotor is. De hybride brandstofcelauto heeft een snelle acceleratie en een topsnelheid van 125 km/uur. De proton exchange membrane (PEM) brandstofcel heeft een vermogen van 25 kW. Ook wordt regeneratief remmen toegepast.

DaimlerChrysler produceert sinds kort een elektrische auto, de *EPIC* (Electric Power Interurban Commuter), o.a. voor vlooteigenaren in California. Het bedrijf heeft kort geleden besloten ook een hybride elektrische auto te ontwikkelen, op basis van de Dodge Durando (een 'sport utility vehicle'). DaimlerChrysler heeft een leidende positie op het gebied van brandstofcelauto's en brandstofcelbussen ('30 autobussen project'). In maart 1999 werd de *NECAR 4* geïntroduceerd, afgeleid van de Mercedes A klasse. De *NECAR 4* heeft een tank met vloeibare waterstof aan boord. De PEM brandstofcel heeft een vermogen van 35 kW. Het overall rendement – van waterstof tot wielen – is 37%. Het vijfde prototype, *NECAR 5*, dat begin november 2000 werd geïntroduceerd, beschikt over een 75 kW brandstofcel met methanolreformer, die beide zijn opgenomen in het chassis. Hoewel de *NECAR 5* 300 kilogram zwaarder is dan de conventionele versie, is het overall rendement – 'from well to wheel' – 25% hoger dan bij de benzine-versie.

Ford Motor Company heeft in 2000 een kleine elektrische auto op de markt gebracht, genaamd *TH!NK city*. De andere innovatieve autotypen zijn ondergebracht in het project *P2000*. In dat kader worden een hybride elektrische en een brandstofcel versie ontwikkeld. De *Demo IIa* brandstofcelauto is het nieuwste prototype afgeleid van de Ford Focus, met een PEM brandstofcel van 80 kW. Ford werkt samen met DaimlerChrysler en Ballard Power Systems.

General Motors heeft in 1996 een elektrische auto, de *EVI*, op de markt gebracht. Het bedrijf legt zich verder toe op de ontwikkeling van hybride elektrische en brandstofcelauto's. In juni 2000 toonde General Motors zijn laatste prototype brandstofcelauto, de *HydroGen 1*, met aan boord een tank met vloeibare waterstof. De *HydroGen 1* is afgeleid van de Zafira. De PEM brandstofcel kan continu 80 kW leveren en voor korte tijd maximaal 120 kW. General Motors werkt, samen met Giner Inc., aan de ontwikkeling van de twaalfde generatie PEM brandstofcel.

Honda heeft zijn productie van elektrische auto's (op accu's) stopgezet vanwege tegenvallende verkopen. Honda's hybride auto is genaamd *Insight*. Deze wordt evenals Toyota's *Prius* op commerciële schaal geproduceerd. Het brandstofverbruik van deze 'two-seater' bedraagt 68 miles per gallon (3,4 l/100 km) op de snelweg en 61 miles per gallon (3,8 l/100 km) bij gebruik in de stad. Daarmee is de *Insight* de zuinigste personenauto die in de Verenigde Staten is getest. Terwijl andere autofabrikanten strategische allianties hebben gesloten met fabrikanten van brandstofcellen, is Honda van plan de PEM brandstofcel zelf te ontwikkelen. Het bedrijf verwacht in 2003 een eerste serie brandstofcelauto's te lanceren.

Volkswagen en Nissan zijn ook actief op het gebied van brandstofcelauto's, naast de productie van andere typen voertuigen, zoals zeer zuinige benzine/dieselauto's en elektrische auto's.

Autofabrikanten zien voor de elektrische auto slechts een niche-markt weggelegd, vanwege de hoge kosten en de geringe actieradius. Wel wordt de hybride elektrische auto op de markt gebracht. Deze is bijzonder zuinig in vergelijking met conventionele benzine- of dieselauto's.

Was het werken aan een brandstofcelauto aanvankelijk gebaseerd op een mengeling van idealisme en prikkels vanuit de overheid, tegenwoordig is er een economisch motief voor de autofabrikanten: als de concurrentie erin slaagt een economisch brandstofcelvoertuig op de markt te brengen, dreigt voor 'achterblijvers' een marginale positie. Voorts werken in de V.S. en Europa de overheid en de autofabrikanten samen bij het verhogen van de efficiency en het verminderen van de emissies van auto's. Voor de succesvolle ontwikkeling van de brandstofcelauto is nog veel RD&D vereist van de kant van brandstofcelproducenten, autofabrikanten, olie- en gasmaatschappijen en overheden c.q. onderzoeksinstituten.

Brandstofcelauto's op vloeibare waterstof, of met een methanol reformer aan boord, zijn in het prototype-stadium en zullen rond 2004 in kleine series hun intrede doen. Rond 2010 zal de brandstofauto met een economische vorm van waterstofopslag op de markt kunnen verschijnen. Al voor die tijd zullen brandstofcelbussen een significant marktaandeel kunnen verwerven. In het komende decennium zullen diverse barrières moeten worden geslecht. Genoemd is al de noodzaak van een economische vorm van waterstofopslag aan boord.

Als het lukt een economische vorm van waterstofopslag aan boord te ontwikkelen, ligt vanaf 2010 de weg open naar de brandstofcelauto op waterstof. Zodra deze commercieel beschikbaar komt, zal er een aangepaste energie-infrastructuur tot stand moeten komen. Het gaat in wezen om de transitie van brandstoffen zoals benzine en diesel naar waterstof. De meest aantrekkelijke optie lijkt gasvormige waterstof, hoewel in een overgangsfase vloeibare waterstof op kleinere schaal niet valt uit te sluiten. De bron van deze waterstof kan een fossiele brandstof zijn, zoals gas of olie. Waterstof afkomstig van duurzame energiebronnen (bijvoorbeeld elektrolyse op basis wind en PV) zal pas een rol gaan spelen als duurzaam opgewekte elektriciteit een veel groter marktaandeel heeft verkregen en de kosten met een orde van grootte zijn gereduceerd.

### 3.3 Olie- en gasmaatschappijen

De grootste wereldwijd opererende olie- en gasmaatschappijen hebben, naast hun huidige kernactiviteiten (olie- en gaswinning, etc.), activiteiten die raakvlakken hebben met waterstof. Hier wordt een summier overzicht gegeven van enkele recente ontwikkelingen op dit gebied. In tabel 3.2 worden deze eerst samengevat.

Tabel 3.2 *Activiteiten olie- en gasmaatschappijen op het gebied van alternatieve technologie*

	Warmte/kracht	Duurzame energie	Brandstofcel	Waterstof
ChevronTexaco			☺	☺
Shell	☺	☺	☺	☺
BP	☺	☺		☺
Statoil			☺	☺
Norsk Hydro	☺			☺
Gaz de France	☺			☺

ChevronTexaco – de beoogde fusie van Chevron en Texaco – kent diverse nieuwe activiteiten. Zo heeft Texaco een dochteronderneming, Texaco Energy Systems, Inc. (TESI) die met het Amerikaanse Energy Conversion Devices (ECD) werkt aan systemen die worden gekarakteriseerd als 'reversibele' brandstofcellen. Deze zouden kunnen worden toegepast voor auto's, in combinatie van een door ECD ontwikkeld systeem voor waterstofopslag.

Shell heeft in 1999 een nieuwe divisie opgericht, Shell Hydrogen. Deze neemt de wereldwijde activiteiten op het gebied waterstof en brandstofcellen op zich, met als 'market opportunities':

- Waterstofgebruik in brandstofcelvoertuigen.
- Waterstofgebruik in brandstofcellen voor elektriciteitsopwekking.
- Waterstofproductie voor niche-toepassingen op basis van goedkope duurzame energiebronnen.
- Waterstof distributie en -opslag.

Shell Hydrogen US heeft in september een 50-50 joint venture aangekondigd met International Fuel Cells (IFC) – een dochteronderneming van het Amerikaanse United Technologies Corporation (UTC) – die zich richt op de ontwikkeling, productie en verkoop van brandstof processors voor de opkomende brandstofcel en waterstofmarkt.

BP, ChevronTexaco, Norsk Hydro, Shell, Statoil en Suncor Energy hebben hun krachten gebundeld om afscheiding en geologische opslag van CO<sub>2</sub> te onderzoeken en ontwikkelen. BP coördineert het project met een begroting van \$ 20 miljoen en een looptijd van 3½ jaar. Het doel is het ontwikkelen van effectieve en economische methoden om CO<sub>2</sub> van elektriciteitscentrales en industriële processen af te vangen en in geologische formaties op te slaan.

Statoil heeft als nieuwe activiteit de introductie van methanol in het transport en als brandstof voor stationaire brandstofcellen. Het bedrijf werkt met het Amerikaanse Idatech, onderdeel van Idacorp Inc., en het Canadese Methanex, goed voor 25% van de wereldproductie van methanol, aan de inzet van methanol voor brandstofcellen c.q. een reformer die waterstof levert aan een metaalbedrijf. Daarnaast is Statoil partner in een alliantie van 5 multinationals (Methanex, BASF, BP, Statoil en DaimlerChrysler) die kiest voor de methanoloptie. Volgens Methanex, is er voldoende ervaring opgedaan met methanol-auto's en -pompen (inmiddels 54) in Californië, zijn de kosten van methanol en benzine nagenoeg gelijk bij productie in 'jumbo plants', en kunnen bestaande pompen gemakkelijk worden omgebouwd naar methanolpompen. In een gezamenlijk project wordt de acceptatie door het publiek onderzocht. consortium dat zich richt op demonstratie van brandstofcelvoertuigen op methanol in Europa.

De 'Refining & Marketing' divisie van Norsk Hydro coördineert projecten en marketing-activiteiten op het gebied van alternatieve brandstoffen, inclusief waterstofleverantie en demonstratieprojecten op het gebied van brandstofcelvoertuigen. Het gaat o.a. om demonstratie van waterstof brandstofcelbussen in Oslo, inclusief waterstofleverantie en -infrastructuur.

Tenslotte verdient tenminste Gaz de France nog vermelding. In Frankrijk exploiteert Gaz de France industriële warmte/kracht-installaties, met een opgesteld vermogen van 1300 MW. Voorts werkt Gaz de France op het gebied van waterstofbranders samen met het Amerikaanse Hydrogen Burner Technology, Inc. (HBT). De strategische overeenkomst geeft Gaz de France het recht de technologie van HBT in Europa op de markt te brengen.

De olie- en gasmaatschappijen zijn bezig hun activiteiten te verleggen van een op olie en gas gebaseerde 'portefeuille' naar duurzame energie en nieuwe technologieën, zoals de brandstofcel en waterstoftechnologie. Er bestaat een aanzienlijke mate van consensus over de richting waarin de energievoorziening zich zal ontwikkelen, namelijk van een voorziening, gedomineerd door met name olie en gas, naar een meer 'koolstofextensieve' energievoorziening, waarin waterstof een plaats zal krijgen. Sommige grote oliemaatschappijen spelen hierbij een voortrekkersrol.

De voorbereiding van een energievoorziening, gedeeltelijk gebaseerd op waterstof, kenmerkt zich door de introductie van de brandstofcelauto op methanol of benzine. Hierover is nog geen consensus: sommige bedrijven ontwikkelen processors die omzetting van benzine in waterstof mogelijk maken, andere bedrijven kiezen voor methanol. Shell en General Motors kiezen nadrukkelijk voor de 'handhaving van bestaande infrastructuur' optie. Daarvoor worden door beide in samenwerking met resp. IFC (eerder DaimlerChrysler) en ExxonMobil multi-fuel

processors ontwikkeld die H<sub>2</sub> uit benzine halen. Zowel door Shell als GM wordt daarvoor en apart soort benzine ('fuel cell fuel') bepleit. De 'olieconcerns' zullen hoe dan ook een transitie doormaken van 'commodity supplier' naar een leverancier van energieoplossingen.

### 3.4 Energiebedrijven

Energiebedrijven, met als voornaamste focus productie en marketing van elektriciteit en in voorkomende gevallen gas, kennen diverse activiteiten op het gebied van waterstof.

Het Amerikaanse Reliant Energy heeft een licentie-overeenkomst gesloten met Texas A&M University System om 'belangrijke verbeteringen' in PEM brandstofceltechnologie te ontwikkelen en op de markt te brengen. Het brandstofcelsysteem wijkt af van andere PEM brandstofceltechnologie door het gebruik van gewone, tot nu toe uit het oog verloren, materialen in het productieproces.

Idatech is een dochteronderneming van het Amerikaanse Idacorp, Inc., een elektriciteitsbedrijf uit Idaho. Idatech heeft een gepatenteerde brandstof processor die wordt geïntegreerd in brandstofcellen variërend van 1 tot 3 kW. Deze systemen worden aangeboden voor de huishoudelijke en dienstenmarkt. Commercialisatie van de systemen wordt verwacht in 2002.

Innogy, de Engelse tak van National Power, heeft een energieopslagsysteem ontwikkeld onder de naam Regenesys™. Het electrochemische proces werkt als een omkeerbare brandstofcel. Het proces lijkt op een PEM brandstofcel, maar functioneert als een accu. Het innovatieve opslagsysteem is gemaakt van goedkope materialen, kan op grote schaal worden geproduceerd en werkt bij omgevingstemperatuur en lage druk. Een eerste demonstratie zal volgens de planning plaatsvinden bij Innogy's STEG centrale bij Little Barford in Cambridgeshire.

Tot nu toe hebben maar weinig energiebedrijven de overstap gemaakt naar de ontwikkeling en marketing van geavanceerde waterstof gerelateerde technologie. De hier gegeven voorbeelden laten zien dat er wel degelijk bedrijven zijn die actief zijn op dit gebied. Daarnaast is een groot aantal bedrijven actief op het gebied van duurzame energie en groene stroom. Deze activiteiten kunnen vanzelfsprekend een goed uitgangspunt vormen voor waterstof gerelateerde activiteiten.

### 3.5 Overheden en overheidsgerelateerde onderzoeksinstellingen

In diverse landen bestaan R&D activiteiten op het gebied van waterstof die door de overheid worden gefinancierd. Het gaat echter niet alleen om onderzoeksinstellingen, die grotendeels of geheel zijn aangewezen op overheidsfinanciering. Door de ontwikkelingen op het gebied van brandstofcellen en waterstof ontstaan er steeds meer dwarsverbanden tussen de overheid, onderzoeksinstellingen en de industrie. In tabel 3.3 worden deze activiteiten eerst samengevat.

In de Verenigde Staten wordt waterstof gerelateerde R&D uitgevoerd binnen het DOE Office of Power Technologies. R&D heeft betrekking op waterstofproductie, -transport en -gebruik. Wat betreft waterstofgebruik ligt het accent op goedkope, gemakkelijk te produceren brandstofcel-stacks, omkeerbare brandstofcellen voor mobiele toepassingen, etc. In vergelijking met andere industrielanden is het R&D programma op het gebied van waterstof in de VS ver ontwikkeld.

Sinds de jaren zeventig kent men in Canada het 'Canadian National Hydrogen Research and Development Program (CNHP)'. National Resources Canada (NRC) heeft o.a. als opdracht de ontwikkeling en evaluatie van waterstofsysteem voor transport en voor stationaire toepassingen. Canada is wereldleider op het gebied van brandstofceltechniek. Bovendien vinden er veel R&D activiteiten plaats op het gebied van waterstofproductie, -zuivering en -leverantie.

In 'Action Plan 2000' dat naar aanleiding van het Kyoto protocol werd opgezet, worden maatregelen voorbereid met betrekking tot brandstofcelvoertuigen. Er wordt een Canadees brandstofcel partnership opgericht van brandstofcelproducenten, brandstofleveranciers, de autoindustrie en de Canadese overheid. Het partnership richt zich op demonstratie van waterstoflevering aan brandstofcelvoertuigen en op het oplossen van institutionele barrières. Vooraanstaande en nieuwe bedrijven zijn Ballard en het daaraan verbonden Xsellis (met deelname van DaimlerChrysler), Stuart Electrolysers, Hpower, Hydrogenics etc.

Tabel 3.3 *Activiteiten van overheden en onderzoeksinstituten op het gebied van waterstof*

	Brandstofcel RD&D		Waterstof RD&D	
		Omvang		Omvang
Verenigde Staten	☺	Groot	☺	Groot
Canada	☺	Groot	☺	Groot
Denemarken	☺	Klein	☺	Klein
Duitsland	☺	Klein	☺	Klein
IJsland			☺	p.m.
Japan	☺	Groot	☺	Groot
Nederland	☺	Klein	☺	Klein
Noorwegen	☺	Klein	☺	Klein
Spanje	☺	Klein	☺	Klein
Zweden			☺	Klein
Zwitserland			☺	Klein
Europese Unie	☺	Groot	☺	Groot

Denemarken kent sinds 1998 een bescheiden programma op het gebied van waterstof RD&D, dat is gekoppeld aan al langer lopend brandstofcelonderzoek. Het Deense waterstofprogramma staat geheel in het teken van de verwachte 'overschotten' aan duurzaam geproduceerde elektriciteit die vanaf 2030 worden verwacht, als het aandeel van (on- en offshore) windenergie in de elektriciteitsopwekking is opgelopen tot 50%.

Net als in andere landen maakt R&D op het gebied van waterstof in Duitsland onderdeel uit van het brandstofcelonderzoek. Er is toenemende interesse voor waterstof (gerelateerde) RD&D. De deelstaat Beieren stimuleert toepassing van waterstoftechnologie. Projecten zijn gericht op ontwikkeling, demonstratie en marketing, in samenwerking met de Beierse industrie, van:

- Waterstof brandstofcelbus in bedrijf in München.
- PEM brandstofcel technologie voor mobiele toepassingen.
- Waterstof brandstofcelbus met magnetodynamische opslag.
- Waterstofopslag in koolstof nano-tubes.
- Biomassavergassing gecombineerd met brandstofcel.
- Lage-temperatuur metaal hydride waterstofopslag.
- MCFC brandstofcellen voor directe omzetting van aardgas.

IJsland beschikt over veel duurzame energiebronnen, met name waterkracht en geothermische energie. VistOrka, een IJslands bedrijf, heeft met DaimlerChrysler, Norsk Hydro en Shell een joint venture opgericht op het gebied van waterstof als alternatieve energiedrager. De regering van IJsland is hier niet direct bij betrokken. De overheid overweegt financiële steun te verlenen aan een project om waterstof te gebruiken in brandstofcelbussen in de hoofdstad Reykjavik.

Onderzoek en ontwikkeling op het gebied van waterstof begon in Japan in 1974 als onderdeel van het 'New Sunshine Program'. Het project heet WE-NET (International Clean Energy Network using Hydrogen Conversion: World Energy Network). Fase II is nu in uitvoering en is gericht op integratie en bevordering van R&D op het gebied van:

- Waterstofvoertuig systeemcomponent technologie op het gebied van metaal hydride opslag.

- Waterstof tankstation.
- Waterstof opslag voor mobiele en stationaire toepassing.
- PEM brandstofcel op basis van waterstof.

Noorwegen kent geen officieel waterstof R&D programma. Er vindt onderzoek en ontwikkeling plaats, o.a. op het gebied van elektrolyse en waterstofopslag. Kort geleden is een studie uitgevoerd voor het onderzoeksministerie, waarin aanbevelingen worden gedaan voor intensivering van de onderzoeksactiviteiten. Voorts kennen landen als Spanje, Zwitserland, Zweden en Nederland diverse activiteiten die direct of indirect gerelateerd zijn aan waterstof. In Nederland hebben de meeste activiteiten tot nu toe betrekking op de brandstofceltechnologie. Naast ECN heeft ook Gastec R&D activiteiten op het gebied van waterstof en brandstofcellen.

Ook de EU bevordert binnen het Vijfde Kaderprogramma activiteiten op het gebied van waterstof. Onafhankelijk evaluatie van brandstofcelprestaties wordt bevorderd in het programma 'Energy, environment and sustainable development' en optimalisatie van productie en voorbehandeling van nano-tubes etc in het programma 'Competitive and sustainable growth'.

Het blijkt dat vooral Canada een relatief sterk ontwikkeld RD&D beleid op het gebied van brandstofcel- en waterstoftechnologie kent. Dit beleid komt ten goede aan de bedrijven die zich op dit gebied hebben ontwikkeld. In andere landen c.q. de EU vinden ook veel onderzoeks- en ontwikkelingsinspanningen plaats op het gebied van waterstof (gerelateerde) technologie.

## 4. TECHNOLOGIE: Overzicht van waterstoftechnologie R&D

### 4.1 Inleiding

In een concept van een op waterstof gebaseerde energievoorziening kunnen een aantal systemen worden onderscheiden. Elk systeem heeft een bepaalde functie, b.v. waterstofproductie uit aardgas met scheiding en opslag van CO<sub>2</sub>. Een systeem omvat een of meerdere technologieën die nodig zijn om de functie van het systeem te vervullen. Globaal kunnen technologieën worden verdeeld in

- productie,
- transport,
- opslag en
- gebruik.

In appendices E t/m H worden factsheets gegeven met state-of -the-art informatie van technologieën t.b.v. resp. productie, opslag stationair, opslag mobiel en brandstofcellen. Opslagsystemen voor waterstof worden verdeeld in stationaire en mobiele systemen, aangezien de eisen voor mobiele opslag m.b.t. energiedichtheid per gewichts- en volume-eenheid van het opslagsysteem veel hoger zijn dan voor stationaire opslag. De factsheets omvatten

- een korte beschrijving van de technologie,
- een tabel met beoordelingsaspecten,
- barrières voor introductie,
- informatie over een eventueel co-product (alleen bij productietechnologieën),
- opmerkingen, en
- literatuurverwijzingen.

Gebruik van waterstof anders dan in brandstofcellen (branders, verbrandingsmotoren en gasturbines) wordt verderop kort besproken.

Om informatie over waterstof technologieën en –systemen te krijgen, is een database aangelegd met de naam *hybase*. Deze database omvat ruim 16000 referenties die zijn geselecteerd uit de Energy Database. In tabel 4.1 is een overzicht gegeven van de belangrijkste R&D instellingen die actief zijn op het gebied van waterstof met vermelding van internetadres en aard van onderzoeksactiviteiten.

### 4.2 Productie

#### 4.2.1 Fossiele waterstofproductie

Dit is productie uit aardgas, kolen of olie. Het proces bestaat uit 3 stappen:

- synthesegas generatie: productie van een mengsel van waterstof en CO uit de brandstof.
- water-gas shift reactie: reactie van CO met stoom onder omzetting in waterstof en CO<sub>2</sub>.
- gasreiniging: de scheiding van waterstof en CO<sub>2</sub>. Voor gebruik in een brandstofcel is een extra bewerking nodig: verwijdering van verontreinigingen zoals zwavelverbindingen, haliden en ammonia.

Fossiele waterstofproductie blijft in de overgang naar een duurzame energievoorziening een belangrijke rol spelen. Het onderzoek concentreert zich op katalyse (met name katalysatoren voor de shiftreactie) en reactorontwerp. Behalve voor stationaire toepassingen worden compacte en lichte installaties voor on-board waterstofproductie uit benzine of methanol ontwikkeld.

Tabel 4.1 *Overzicht van de belangrijkste R&D instellingen actief op het gebied van waterstof*

R&D instelling	URL	productie	opslag	transport	utilisatie	syst.studies	veiligheid	perceptie	regelgeving
Argonne National Laboratory, IL	<a href="http://www.anl.gov">http://www.anl.gov</a>	x			x	x			
Arthur D. Little	<a href="http://www.adl.com">http://www.adl.com</a>	x	x		x	x			
Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, Princeton, NJ	<a href="http://www.princeton.edu/~cees/">http://www.princeton.edu/~cees/</a>					x			
Center for Electrochemical Systems and Hydrogen Research, A&M University, Texas	<a href="http://engineer.tamu.edu/tees/ceshr">http://engineer.tamu.edu/tees/ceshr</a>				x				
Center for Environmental Research and Technology, University of California	<a href="http://www.cert.ucr.edu">http://www.cert.ucr.edu</a>	x	x		x				
Clean Energy Research Institute, Miami	-					x			
Florida Solar Energy Centre - Hydrogen Research and Applications Center (HRAC)	<a href="http://www.fsec.ucf.edu/hydrogen/">http://www.fsec.ucf.edu/hydrogen/</a>	x	x		x				
Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE)	<a href="http://www.ise.fhg.de/">http://www.ise.fhg.de/</a>	x	x		x				
Humboldt State University - Schatz Energy Research Center (SERC)	<a href="http://sorrel.humboldt.edu/~serc/index.shtml">http://sorrel.humboldt.edu/~serc/index.shtml</a>	x			x				
Institut de Recherche a l'hydrogene a Trois Rivieres	<a href="http://www.uqtr.quebec.ca/IRH/">http://www.uqtr.quebec.ca/IRH/</a>	x	x	x	x		x		
Institute of Integrated Energy Systems, Victoria, BC	-					x			
L-B Systemtechnik, Ottobrunn (LBST)	<a href="http://www.hydrogen.org/lbst/">http://www.hydrogen.org/lbst/</a>					x		x	x
Los Alamos National Laboratories, NM	<a href="http://www.lanl.gov">http://www.lanl.gov</a>								
National Renewable Energy Laboratory, CO	<a href="http://www.nrel.gov">http://www.nrel.gov</a>	x	x				x		
PSI, Villigen (Zwitserland)	<a href="http://www.psi.ch">http://www.psi.ch</a>	x	x		x				
Sandia National Laboratories	<a href="http://www.snl.gov">http://www.snl.gov</a>	x	x		x				
University of Hawaii	<a href="http://www.soest.hawaii.edu/HNEI/hnei_hydrogen.html">http://www.soest.hawaii.edu/HNEI/hnei_hydrogen.html</a>		x						
ZSW, Ulm (Duitsland)	<a href="http://www.zsw.uni-ulm.de/">http://www.zsw.uni-ulm.de/</a>		x		x				



Bij vergelijking van waterstofproductie uit aardgas, olie en kolen door resp. steam-reforming, partiële oxidatie en vergassing blijkt de H<sub>2</sub> prijs in deze volgorde toe te nemen ondanks de dalende feedstock-prijs! In dezelfde volgorde neemt de CO<sub>2</sub> emissie toe. Steam-reforming van aardgas levert dus van deze drie de goedkoopste en schoonste waterstof. In het DOE Hydrogen Programme wordt zeer veel aandacht gegeven aan steam-reforming, o.a. wordt onderzoek gedaan naar rendementsverbetering van de synthesegas generatiestap m.b.v. keramische membranen.

Een nieuwe aspect heeft het onderzoek naar fossiele waterstofproductie gekregen door de behoefte om CO<sub>2</sub> vrij waterstof te maken. Dit heeft geleid tot kraakprocessen om de koolstof direct af te splitsen van de waterstof, b.v. de Kvaerner en HYDROCARB proces voor het kraken van resp. aardgas en kolen. Voor het daarbij gevormde co-product, *carbon black*, worden marktstudies verricht.

Het nadeel van conventionele elektrolyse is dat alleen elektriciteit kan worden gebruikt voor de water-splitsingsreactie. Om de mogelijkheden van systeemintegratie te verbeteren, is onderzoek gestart naar hoge-temperatuur elektrolyse (tussen 800 en 1000 °C), waarbij bovendien warmte kan worden benut. Een geheel nieuwe ontwikkeling is de hoge-temperatuur elektrolyse cel waarbij lucht aan de anode wordt vervangen door aardgas. In feite is dit dus een steam-reformer van aardgas, die geschikt is voor kleinschalige waterstofproductie wegens het lage elektriciteitsverbruik terwijl voor aardgas van de bestaande infrastructuur gebruik kan worden gemaakt.

#### 4.2.2 Duurzame productie

Productiemethoden gebaseerd op zon en wind zullen pas op lange termijn van betekenis worden voor de energievoorziening. Op dit moment zijn deze vormen van waterstof-productie duur en slechts onder specifieke omstandigheden (veel zon of wind, afgelegen lokaties zonder netaansluiting) concurrerend met fossiele productie. Voor sommige gebieden, is het potentieel aan zon of wind zo hoog dat in de toekomst export van de geproduceerde waterstof kan worden overwogen (b.v. zon in het Middellandse Zeegebied, wind in Patagonië in Argentinië).

Waterkracht en geothermische energie zijn duurzame bronnen die gemakkelijk kunnen worden ingezet voor de energievoorziening en die in soms al een belangrijke rol vervullen daarvoor. Net als bij zon en wind is het potentieel aan waterkracht in sommige landen (b.v. Canada en Noorwegen) hoog genoeg om de opgewekte energie als waterstof te exporteren.

Andere mogelijkheden dan PV om de zon te benutten zijn foto-elektrochemische en foto-biologische waterstofproductie. Het onderzoek van deze productiemethoden bevindt zich nog in de kinderschoenen. Uitzicht op kostenreductie is de voornaamste drijvende kracht achter de toename van fundamenteel onderzoek op deze gebieden. Voor foto-elektrochemische productie ligt het verwachte rendement (theoretisch is 30% haalbaar) een stuk hoger liggen dan van het huidige zon-PV systeem, waar het rendement van de PV cel de beperkende factor vormt. Foto-biologische waterstofproductie is aantrekkelijk wegens de lage kosten. Een thermochemische cyclus waarbij zonnearmte wordt gebruikt voor productie van waterstof is de Zn/ZnO-water/waterstof cyclus.

Van de mogelijkheden om uit biomassa waterstof te maken, vergassing of pyrolyse, is vooral de laatste interessant omdat dit de mogelijkheid biedt om waterstof te maken op een andere lokatie dan waar de biomassa vandaan komt. Ter plekke van de biomassaproductie wordt bio-olie gemaakt d.m.v. pyrolyse. Deze bio-olie wordt naar een centrale vervoerd waaruit op dezelfde manier als uit aardolie waterstof wordt geproduceerd. Bovendien levert pyrolyse een waardevolle lignine-fractie op [1].

### 4.2.3 Nucleaire productie

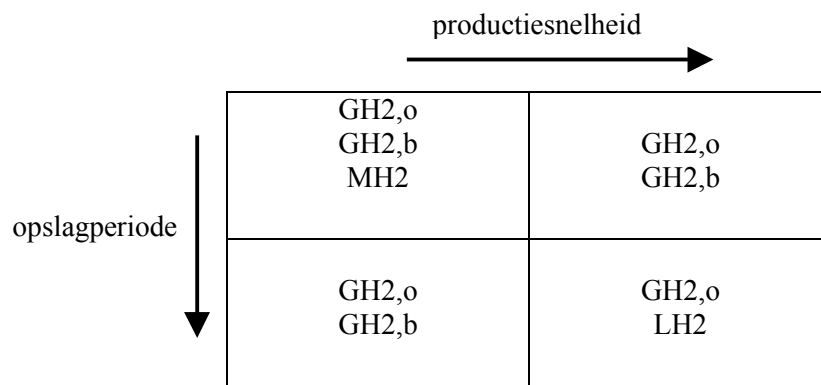
Het belang om CO<sub>2</sub> vrij energie te produceren heeft ertoe geleid dat systemen waarbij de warmte die vrijkomt bij kernsplijting (ca. 900 °C) worden onderzocht. Een van de mogelijkheden is om de warmte te gebruiken voor steam-reforming van aardgas. Een andere mogelijkheid bieden thermochemische cycli met als netto chemische reactie de splitsing van water. In het verleden zijn een groot aantal cycli onderzocht. Twee cycli worden momenteel op hun commerciële haalbaarheid onderzocht: de UT-3 cyclus en de zwavel-jodium cyclus [2].

## 4.3 Opslag en transport

### 4.3.1 Stationaire opslag

Bij stationaire opslag wordt de waterstof opgeslagen als gecompriemd gas (boven- of ondergronds, aangeduid resp. als GH<sub>2,b</sub> en GH<sub>2,o</sub>), vloeistof (LH<sub>2</sub>) of gebonden in een metaalhydride (MH<sub>2</sub>). Een pijpleiding voor gastransport kan wegens het grote volume ook dienen als opslag van gecompriemd gas.

De opslagkosten worden bepaald door productiesnelheid van waterstof en opslagperiode. Het product van de twee is de vereiste capaciteit. De capaciteit bepaalt de grootte van het systeem en daarmee de investeringskosten. De productiesnelheid bepaalt de opslagkosten (b.v. het energieverbruik van de compressor, liquefactieproces of verwarmingselement), en is onafhankelijk van de capaciteit. In onderstaand diagram wordt heel globaal aangegeven welke vorm van opslag uit economisch oogpunt het gunstigst is bij een bepaalde productiesnelheid en opslagperiode.



Voor lage productiesnelheid en korte opslagperiode komen alleen gasvormige opslag en opslag in metaalhydride in aanmerking wegens de hoge investeringskosten voor een liquefactieplant en de relatief grote verdampingsverliezen van een kleine opslagtank van vloeibaar waterstof. Nemen productiesnelheid of opslagperiode toe, dan valt opslag in metaalhydriden af omdat investeringskosten vrijwel lineair toenemen met de capaciteit. Bij gasvormige opslag bovengronds is er een 'economy of scale'. De investeringskosten nemen af per GJ opgeslagen waterstof. Voor nog grotere capaciteit is vloeibare opslag het voordeligst wegens de lage investeringskosten per GJ opgeslagen waterstof: de totale kosten van dewar, liquefactie-installatie, verdampingsverliezen en energieverbruik stijgen minder hard dan de kosten van een druktank. In alle gevallen geldt dat ondergrondse opslag veruit het voordeligst is wegens de lage investeringskosten. Maar de mogelijkheid van ondergrondse opslag hangt af van de lokale geologie.

Behalve economische argumenten spelen bij de keuze voor een bepaalde opslagmethode de volgende overwegingen mee:

- De toepassing: is vloeibaar of gasvormig waterstof nodig, wat is de gewenste druk?

- De vereiste energiedichtheid: is de waterstof b.v. nodig op een lokatie ver verwijderd van de opslagplaats dan komt levering van vloeibaar waterstof per truck in aanmerking wegens de hoge energiedichtheid.
- De beschikbaarheid van bepaalde energievormen: is b.v. restwarmte beschikbaar dan kan opslag in metaalhydride worden overwogen, is hoge-druk stoom voor een turbine beschikbaar dan komen opslagmethoden waarvoor een compressor is vereist in aanmerking.
- De lokale geologie met het oog op ondergrondse opslag: zijn er b.v. lege gasvelden aanwezig.
- De behoefte aan toekomstige uitbreiding.
- De onderhoudsgevoeligheid: een liquefactie-plant vraagt verrewer het meeste onderhoud, gevolgd door gecompriemd gas en tenslotte metaalhydriden.

Behalve genoemde, conventionele opslagsystemen worden nieuwe systemen voor stationaire waterstofopslag ontwikkeld gebaseerd op:

- vloeibare organische hydriden
- koolstofadsorptie, en
- reductie van een metaaloxide.

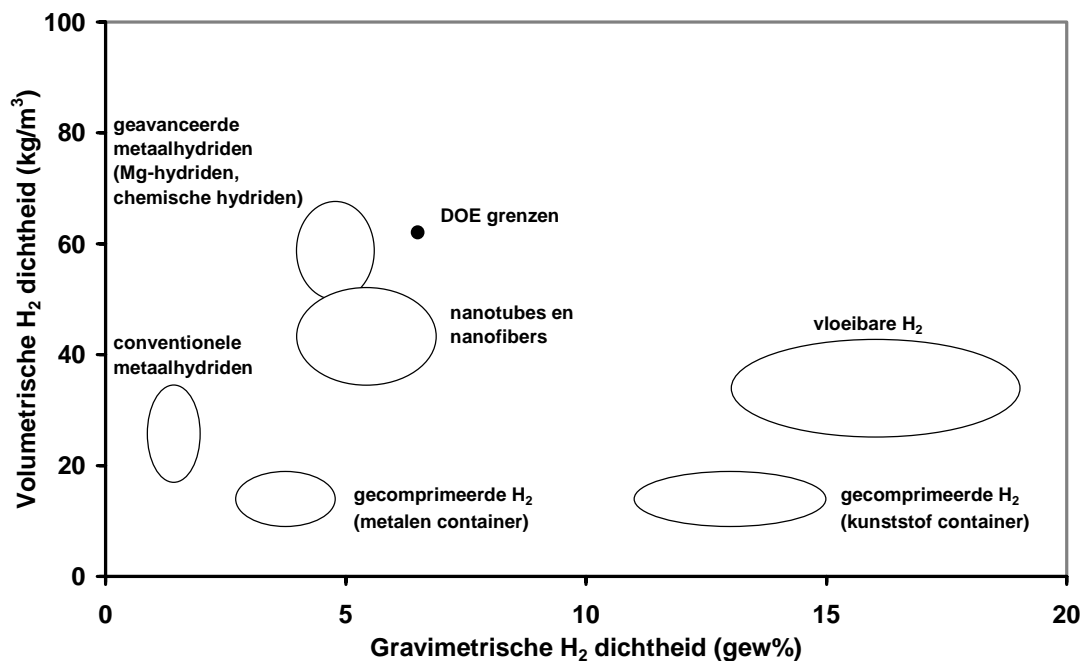
Bij opslag in vloeibare organische hydriden wordt gebruik gemaakt van het feit dat sommige organische verbindingen relatief gemakkelijk waterstof opnemen en dat de gevormde verbindingen relatief gemakkelijk waterstof afstaan door verandering van druk en/of temperatuur. De waterstofdichtheid is hoog omdat de verbindingen vloeibaar zijn. Voorbeelden zijn benzeen en toluen die gemakkelijk hydrogeneren. In beide gevallen wordt methylcyclohexaan gevormd dat bij opwarming dehydrogeneert [3].

Bij koolstofadsorptie wordt waterstof gebonden door geactiveerd koolstof bij temperaturen tussen 60 en 100 K en drukken tussen 20 en 40 bar. De gemiddelde waterstofdichtheid op het oppervlak bereikt daarbij waarden vergelijkbaar met vloeibaar waterstof. De effectieve dichtheid is veel lager omdat een deel van volume wordt gebruikt door de adsorbent en het drukvat, echter de liquefactie kan worden vermeden.

Bij reductie van een metaaloxide wordt een puur metaal gevormd dat in een later stadium bij reactie met water weer waterstof levert. Voorbeelden zijn ZnO-Zn cyclus [4], waarbij ZnO m.b.v. zonnearmte en aardgas wordt gereduceerd tot Zn, of het stoom-ijzer proces. In het laatste geval wordt synthese gas, verkregen door vergassing van kolen of biomassa, gebruikt voor reductie van ijzeroxiden [5].

#### 4.3.2 Mobiele opslag

Waterstofopslag in auto's is naast het ontbreken van een infrastructuur het belangrijkste obstakel voor grootschalige introductie van de auto met brandstofcel. Het onderzoek naar mobiele waterstofopslag vormt dan ook de kern van diverse R&D programma's op waterstofgebied. Bij opslag in auto's gaat het erom dat het opslagsysteem minstens zo licht en compact moet zijn als de huidige benzinetank. Het DOE heeft ondergrenzen gesteld waaraan de gravimetrische en volumetrische waterstofdichtheid moeten voldoen voor een personenauto met brandstofcel en een bereik van 500 km: resp. 6.5 gew% H<sub>2</sub> en 62 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>, incl. gewicht en volume van container en benodigde randapparatuur. Deze grenzen gelden voor de huidige stand der techniek. In de toekomst worden veel zuinigere verbrandingsmotoren verwacht, zodat bij vergelijking met de toekomstige auto met verbrandingsmotor bovenstaande grenzen met een factor 2 tot 3 moeten worden bijgesteld.



Figuur 4.1 *Volumetrische vs. gravimetrische H<sub>2</sub> dichtheid (met inbegrip van tank en randapparatuur)*

In fig. 4.1 zijn de berekende gravimetrische en volumetrische H<sub>2</sub> dichtheden van een aantal mobiele waterstofopslagmethoden weergegeven. Dezelfde conventionele methoden als voor stationaire opslag kunnen in principe worden toegepast voor mobiel gebruik. Opslag van waterstof in gastanks, zoals voor stadsbussen is gedemonstreerd, voldoet niet voor kleine voertuigen, zoals personenauto's, evenmin als opslag in metaalhydriden wegens omvang of gewicht. Bij opslag in vloeibare vorm is zo'n 33 % van de waterstofenergie nodig voor het vloeibaar maken van waterstof, zodat het voordeel van energiewinst en CO<sub>2</sub> emissiereductie bij gebruik van een brandstofcelsysteem verloren gaat. Bovendien gaat 1 tot 3% van de opgeslagen vloeibare waterstof dagelijks verloren door verdamping. Weliswaar is door verdere materiaalontwikkeling opslag van gecompriemd waterstof bij hogere drukken (600 bar) en in containers van lichtere materialen mogelijk geworden, maar de DOE grenzen worden niet gehaald. Opslag in metaalhydriden leidt in het algemeen tot een lage gravimetrische dichtheid. De ontwikkelingen op dit gebied gaan echter door, vooral op het gebied van op magnesium gebaseerde hydriden wegens de lage kosten van magnesium en hoge opnamecapaciteiten van waterstof. Grootste problemen zijn de hoge dissociatie-temperatuur (ca. 300 °C) en de trage hydrogenatie/dehydrogenatie kinetiek van deze hydriden.

Naast bovengenoemde hydriden met een duidelijk metallisch (LaNi<sub>5</sub>) of covalent karakter (MgH<sub>2</sub>) zijn er ook hydriden die een ionachtig karakter hebben en die ook wel chemisch hydriden worden genoemd. Het huidige onderzoek spitst zich vooral toe op hydriden van alkali- en aardalkalimetalen (LiH, NaH, en CaH<sub>2</sub>) en de alanaten (LiBH<sub>4</sub>, NaBH<sub>4</sub>). In deze gevallen wordt door reactie met water waterstof vrijgemaakt en een restproduct gevormd. Om de reactie met water gecontroleerd te laten verlopen, wordt de metaalhydride gedispergeerd in een organische slurry of polymeer, of in de vorm van bolletjes voorzien van een waterondoordringbare coating die pas op het moment van de reactie wordt verbroken. Water komt in de brandstofcel vrij en hoeft dus niet separaat te worden opgeslagen. Alleen voor het starten is een kleine hoeveelheid waterstof vereist. Het restproduct (b.v. LiOH bij LiH) moet wel worden opgeslagen in een aparte tank.

De mogelijkheid om waterstof bij hoge opnamepercentages op te slaan in koolstof nanostructuren is de laatste jaren sterk in de belangstelling komen te staan. Waterstofopname door koolstof was reeds bekend bij geactiveerd koolstof. Het bezwaar van deze vorm van opslag is dat de koolstof sterk moet worden gekoeld ( $T < 80 \text{ K}$ ) om adsorptie van significante hoeveelheden waterstof mogelijk te maken. Bovendien voldoet zelfs de hoogst tot dusverre gevonden waterstofbelading in geactiveerd koolstof (5.8 gew%  $\text{H}_2$  en  $26 \text{ kg H}_2/\text{m}^3$  bij  $77 \text{ K}$  en  $35 \text{ atm}$ ) bij lange na niet aan de DOE grens.

Koolstof nanostructuren hebben de potentie om bij omgevingstemperatuur en niet al te hoge druk (ca.  $100 \text{ atm}$ ) enorme hoeveelheden  $\text{H}_2$  gas te adsorberen, en bovendien ook weer gemakkelijk af te geven. De bekendste nanostructuren zijn de nanotubes en de nanofibers. In beide structuren komen poriën voor met diameters rond de nanometer. Bij de eerstgenoemde zijn dat buisvormige poriën, bij de laatstgenoemde zijn dat spleetvormige poriën. Nanotubes zijn te beschouwen als een tot buisjes opgerolde grafietlagen, nanofibers bestaan uit gestapelde grafietlagen. Door hun structuur hebben nanotubes en nanofibers een groot specifiek oppervlak.

### 4.3.3 Transport

Voor transport van waterstof zijn 8 mogelijkheden beschikbaar:

- GH2+pijp
- GH2+truck
- GH2+trein
- LH2+truck
- LH2+trein
- LH2+schip
- MH2+truck
- MH2+trein

waarin GH2, LH2 en MH2 dezelfde betekenissen hebben als voorheen. De hoeveelheden te transporteren waterstof zijn voor elk van bovenstaande mogelijkheden zeer verschillend (tabel 4.2). Bij grootschalig transport per schip kan de te transporteren hoeveelheid waterstof worden uitgebreid door gebruik te maken van barken die uit meerdere modules bestaan. In de buurt van de plek van bestemming kunnen de modules worden afgesplitst en elk naar de precieze lokatie varen.

Pijpleidingen voor waterstof worden gemaakt van staal met diameters van 25 tot 30 cm. De druk varieert van 10 tot 30 bar. De investeringskosten, voornamelijk kosten van installatie, zijn hoog. De transportkosten omvatten voornamelijk energiekosten voor het op druk brengen en tijdens het transport op druk houden van het gas, en zijn laag. In verschillende industriegebieden in Europa, Amerika en Canada wordt ervaring opgedaan met een waterstofleidingnetwerk.

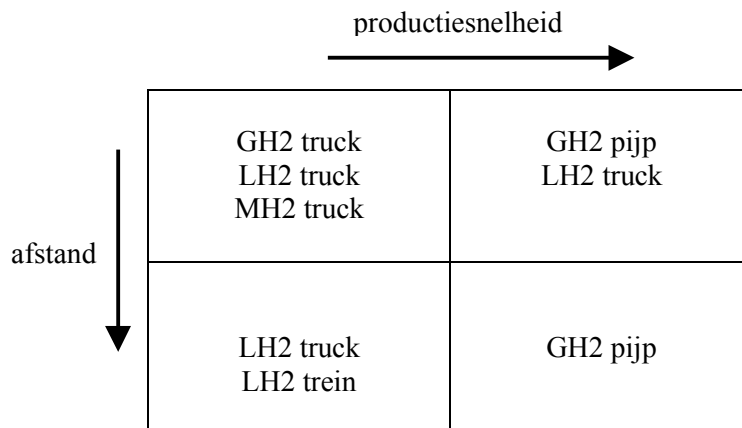
Voor transport van gasvormig of vloeibaar waterstof zijn speciale trucks, treinstellen of schepen (alleen LH2) nodig. Metaalhydriden met waterstof worden in hun geheel in een container naar de plaats van bestemming vervoerd en omgeruild tegen de lege containers. Vergeleken met gastransport zijn de kosten voor transport van waterstof in vloeibare vorm of als metaalhydride zeer hoog.

Tabel 4.2 *Hoeveelheid te transporteren waterstof (kg)*

	truck	treinwagon	schip
GH2	180	454	
LH2	4080	9090	45000
MH2	454	910	

Investerings- en transportkosten worden bepaald door productiesnelheid van waterstof en afstand. Deze bepalen de grootte van het transportsysteem (lengte pijp, aantal trucks, etc.), de

transportkosten (elektriciteitsverbruik van de compressor, brandstofkosten van de truck, loon van de chauffeur, etc.). In onderstaand diagram is aangegeven welke vorm van opslag wat kosten betreft het gunstigst is.



Voor grote hoeveelheden en grote afstand is transport per pijp het goedkoopst. Dat komt doordat voor vervoer per truck arbeidsloon de bepalende kostenfactor wordt en deze neemt evenredig toe met afstand en hoeveelheid. Voor kortere afstanden wordt vloeibaar waterstof transport concurrerend. Voor nog kortere afstanden is pijpleidingtransport te duur. Voor dergelijke afstanden concurreert transport van vloeibaar waterstof met gecomprimeerd gas. Weliswaar is de hoeveelheid die in een gastank kan worden meegevoerd veel kleiner maar daar staat tegenover dat de investeringskosten lager zijn. Bovendien kan voor korte afstand meerdere keren per dag heen en weer worden gereisd door een truck. Ook transport van metaalhydriden komt in aanmerking voor korte afstanden. Tegenover de hoge investeringskosten staat een hoge waterstofdichtheid. Is de afstand groot, maar de hoeveelheid klein, dan is vloeibaar waterstof transport de aangewezen weg, waarbij vervoer per truck moet worden afgewogen tegen vervoer per trein.

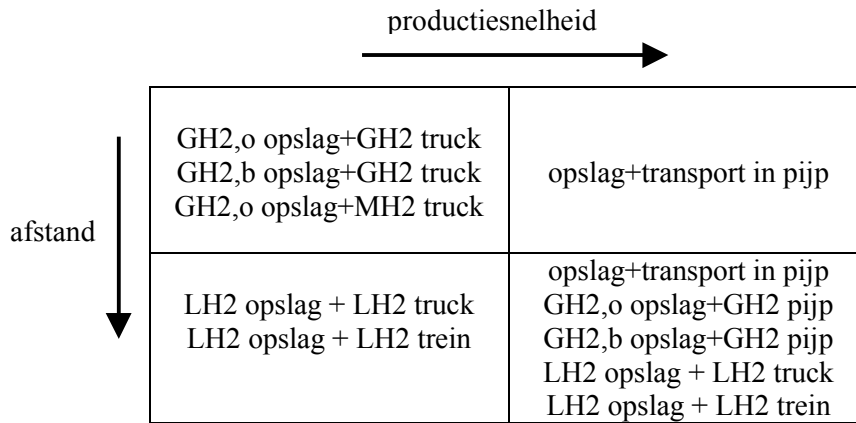
Behalve hoeveelheid en afstand is ook de toepassing bepalend. Is b.v. vloeibaar waterstof vereist, dan is transport van vloeibaar waterstof de aangewezen weg. Voor transport overzee is vloeibaar waterstof de enige optie. Tenslotte is de aanwezigheid van een gasinfrastructuur van belang. In diverse studies is erop gewezen dat een bestaande infrastructuur voor aardgas met geringe modificaties dienst kan doen als waterstofnet. Voor die gevallen waarin sprake is van een beschikbaar aardgasnet, is gastransport steeds de goedkoopste optie.

Transportmogelijkheden die momenteel worden bestudeerd zijn

- Zeetransport van vloeibaar waterstof in supertankers die miljoenen kg waterstof kunnen vervoeren.
- Transport van vloeibaar waterstof per vliegtuig.
- Pijpleidingtransport van vloeibaar waterstof in combinatie met elektriciteitstransport in een draad van supergeleidend materiaal om de pijp voor vloeibare waterstof gewonden.

#### 4.3.4 Combinatie van opslag en transport

De opslag- en transportkosten kunnen worden gecombineerd om te bepalen wat de goedkoopste optie is bij gegeven productiesnelheid en afstand. Dit is in onderstaand diagram aangegeven. Hierbij spelen drie factoren een rol: productiesnelheid, afstand en opslagtijd. Deze kunnen onderling afhankelijk zijn. Stel b.v. dat een waterstofproductiefabriek eens per 4 dagen een trucklading waterstof produceert. Als de truck 4 dagen onderweg (heen- en terugreis) is voor het afleveren, dan is een grotere opslag vereist dan wanneer dat slechts een dag kost.



## 4.4 Gebruik

### 4.4.1 Brandstofcellen

Van de verschillende, voor het merendeel nog in ontwikkeling zijnde gebruiksmogelijkheden van waterstof (brandstofcel, gasmotor, gasturbine en brander) is de brandstofcel verreweg de belangrijkste. Een brandstofcel is een apparaat dat de chemische energie van een reactie direct omzet in elektriciteit en warmte. Ofschoon het principe reeds lang bekend was, is pas in de zestiger jaren het onderzoek geïntensifieerd onder invloed van het Apollo-ruimtevaartprogramma, aangezien brandstofcellen in feite de enige mogelijkheid boden om ruimtevaartuigen van elektriciteit te voorzien. De belangrijkste karakteristieken zijn:

- lage emissies,
- hoog rendement (elektrisch rendement ca. 40%, totaal rendement incl. terugwinning van stoom en/of heet water ca. 80%),
- modulaire opbouw zonder economy-of-scale effect,
- geluidsarm bedrijf, en
- betrouwbaarheid.

Er worden verschillende typen brandstofcellen onderscheiden, afhankelijk van het elektrolyet. Het elektrolyet bepaalt de gebruikstemperatuur. De lage temperatuur brandstofcellen (AFC en PEMFC) hebben goede load-following eigenschappen en zijn daarom geschikt voor vervoerstoepassingen. De hoge temperatuur brandstofcel (MCFC en SOFC) kan worden gekoppeld aan een bottoming cycle met stoom- of gasturbine. Er zijn diverse grote R&D programma's voor brandstofcellen (zie tabel 4.3) [6].

Tabel 4.3 *Brandstofcelprogramma's*

	budget	speerpunten
EC	30 miljoen € voor 1998-2002	regelgeving, demonstratie
Amerika/DOE	100 miljoen \$ voor 2001	fuel processing, kostenreductie
Canada	100 miljoen Can\$ voor 2001	opbouw brandstofcelindustrie
NEDO	?	demonstratie, kostenreductie, levensduur
Duitsland	40 miljoen DM voor 2001	demonstratie (mobiel en stationair)

Brandstofcellen worden momenteel ontwikkeld in vermogensklassen variërend van sub-kW tot multi-MW. De belangrijkste toepassingen voor brandstofcellen zijn:

- Decentrale elektriciteitsopwekking, met name dankzij de modulaire opbouw.

- Vervoerssector vooral door hun hoge rendement en lage emissies van lage-temperatuur brandstofcellen. Door vervoer worden echter zwaardere eisen gesteld t.a.v. vermogensdichtheid, veiligheid en betrouwbaarheid dan door stationaire toepassingen. De vereiste levensduur (5000 uur) is veel minder dan nodig voor stationaire toepassingen. Een belangrijk punt van onderzoek is de vraag of waterstof in de auto moet worden opgeslagen of geproduceerd uit een koolwaterstof-gebaseerde energiedrager zoals benzine of methanol.
- Stand-alone toepassingen, b.v. in afgelegen gebieden waar lokaal, meestal duurzaam, geproduceerde energie wordt opgeslagen als waterstof en naar gelang de behoefte kan worden omgezet in elektriciteit.
- Kleine draagbare eenheden, b.v. een laptop of draagbare telefoon.
- Premium-power voor storingsgevoelige toepassingen, b.v. elektronische data-opslag.

#### 4.4.2 Gasmotoren

Benzine- en gasmotoren werken volgens hetzelfde principe (Otto-principe), de praktische uitvoering kan echter verschillen. In het bijzonder vraagt gebruik van waterstofgas om een andere constructie wegens de lage ontstekingsenergie en brede explosiegrenzen van waterstof. Technisch is de toepassing van zuivere waterstof in verbrandingsmotoren bewezen en voor vervoerstoepassingen gedemonstreerd [7].

#### 4.4.3 Gasturbines

Gasturbintechologie is commercieel beschikbaar voor een grote verscheidenheid aan brandstoffen, o.a. aardgas en olie. Gebruik van waterstof in gasturbines is een relatief nieuw gebied. In het WE-Net programma wordt een op waterstof gebaseerde centrale ontwikkeld die een gasturbine omvat en die een rendement moet geven van meer dan 70%. Mogelijke problemen bij het ontwerp van de turbine zijn de hoge vlamsnelheid van waterstof en de hoge bedrijfstemperatuur [7].

#### 4.4.4 Branders

Er zijn commerciële waterstofgasbranders beschikbaar voor industriële toepassingen. Het betreft hier nozzle-mix branders variërend van 20 kW tot 40 MW thermisch. Daarnaast worden katalytische branders ontwikkeld. Katalytische verbranding is vlamloos en vindt plaats bij veel lagere temperatuur (100 - 800 °C) dan vlamverbranding (> 2000 °C). Een mogelijke toepassing van katalytische branders is in kooktoestellen en verwarmingsketels [7].

#### REFERENTIES

- [1] S. Czernik, R. French, C. Feik en E. Chornet: *Production of hydrogen from biomass-derived liquids* in Proc. 2000 US DOE Hydrogen Review.
- [2] T. Ohta in Hydrogen Energy System: Production and Utilization of Hydrogen and Future Aspects, NATO ASI Series, Serie E: Applied Sciences, vol. 295, Y. Yürüm (uitgever), Kluwer, Dordrecht, 1995.
- [3] G.W.H. Scherer, E. Newson en A. Wokaun, Int. J. Hydr. En., **24** nr. 12 (1999) p1157-1169.
- [4] A. Steinfeld en A. Reller, Proc. 12th World Hydrogen Energy Conference, 21 – 26 juni 1998, Buenos Aires, p793.
- [5] V. Hacker, H. Fuchs, R. Fankhauser, B. Spreitz, K. Friedrich en G. Faleschini, Proc. 12th World Hydrogen Energy Conference, 21 – 26 juni 1998, Buenos Aires, p543.
- [6] Abstracts of the 2000 Fuel Cell Seminar, 30 oktober – 2 november 2000, Portland (Oregon), p1-22.
- [7] M. Roggen, *Energietechniek*, **78** nr. 2 (2000) p66-69.



## 5. VERVOLGSTAPPEN

In het vervolg van het project moeten de volgende stappen worden gezet:

- Kansrijke, wel en niet op waterstof gebaseerde, ketens opstellen per gebruikersgroep per fase, waarin bovendien de benodigde systemen zijn aangegeven.
- Criteria opstellen om de gevonden ketens te beoordelen en onderling te vergelijken. Dit leidt tot selectie van de meest kansrijke, waterstof-gebaseerde ketens.
- Inventarisatie maken van de technische en institutionele aspecten van de transitie naar een (gedeeltelijke) waterstofinfrastructuur.
- Een overzicht van de benodigde waterstoftechnologieën maken voor de gevonden ketens. Dit leidt tot een indeling in drie groepen: *robuuste technologieën*, die in de meerderheid van de ketens een rol spelen, en *kritische* technologieën die een sleutelrol spelen in slechts enkele ketens, en *minder relevante* technologieën die noch robuust, noch kritisch zijn.

Het overzicht van robuuste technologieën moet bijdragen aan het maken van keuzes t.a.v. waterstof technologie-onderzoek voor de unit Schoon Fossiel.



## **BIJLAGEN**



## BIJLAGE A:       ADVANCED VEHICLES OF MAIN CAR                           MANUFACTURERS

### A.1   Toyota

#### A.1.1   Advanced vehicles in general

Toyota is engaged in the large-scale production of a hybrid electric vehicle, called *Prius*. It also is one of the automobile manufacturers pursuing the development of a fuel cell vehicle.

#### A.1.2   Electric vehicle

Toyota developed the *RAV4*, a relatively small battery electric vehicle (EV). Nearly 500 *RAV4* EVs had been delivered by the end of 1999. A key feature is the nickel-metal-hydride (NiMH) battery system, enabling a driving range of 70-90 miles (110-145 km). The current level of EV performance does not permit wide acceptance of electric vehicles. With the limitations imposed on EVs by the current and near-term projected cost and performance of EV batteries, implementation of California's ZEV regulation in 2003 is not considered feasible.

#### A.1.3   Hybrid electric vehicle

The *Prius* (a 5-passenger car) is the world's first mass-produced gasoline powered hybrid electric automobile. The Toyota Hybrid System (THS) offers a combination of two power plants and a continuous variable transmission (CVT). The THS incorporates a highly efficient 1.5-litre gasoline engine, a permanent-magnet synchronous a.c. motor, an identical generator, a nickel-metal-hydride (NiMH) battery pack, termed HV battery, and an electronic controller. The HV battery pack – 38 batteries, each of which is only 2 cm thick – fits behind the rear seats.

When the *Prius* is stationary, the gasoline engine is switched off unless the HV battery needs to be recharged. The electric motor is normally used for pulling away. The generator is connected to the brake system. About 30% of braking energy can be used for recharging the batteries. At cruising speed the engine power is partly used by the variable transmission to drive the front wheels, while the balance of the available power is used to run the generator which in this way enables the electric motor to cut in if required.

The *Prius* has a conventional steel structure. The current price of a standard *Prius* is \$20,450<sup>3</sup>. Some 50,000 have been sold since its introduction in Japan in December 1997. The *Prius* sold in Japan is designed to operate in congested, low-speed driving environments. According to the Japanese test method, a fuel consumption of approximately 65 miles per gallon (3.57 l/100 km) is feasible; pollutants emissions are 90 percent lower than those of normal cars.

Due to the different driving conditions common in the U.S., numerous changes are being made in the *Prius* destined for U.S. markets. *Prius* is assumed to comply with the California super ultra low emission vehicle (SULEV) standard, which is approximately 85 percent cleaner than the existing ultra low emission standard. In the U.S. (EPA driving conditions) the *Prius* is assumed to achieve 60 miles per gallon (3.85 l/100 km).

#### A.1.4   Fuel cell vehicle

Toyota is developing a Fuel-Cell Electric Vehicle (FCEV) with an onboard methanol reformer. The company believes FCEVs may be able to overcome the limitations of battery-powered electric vehicles. It will take time, however, for this type of vehicle to be put into practical use among the general public.

---

<sup>3</sup> In the Netherlands the price is NLG 53,000. The government offers exemption from tax for hybrid electric vehicles.

### *Vehicle concept*

Although natural gas, methanol and gasoline are feasible fuels to be reformed for use in a fuel cell, methanol was selected because it is highly energy-efficient, a liquid at normal temperature and easy to handle. Moreover, methanol can be reformed at a lower temperature than other fuels, emitting only a limited amount of NO<sub>x</sub>.

For the power source a hybrid was formed using the fuel cells and batteries. During low-load drive, output is obtained from the fuel cells alone, and during high-load drive output is supplied from both the fuel cells and batteries. This enables the vehicle to accelerate fast and to run at high speed of 100 km/hr or more, with the output of 25 kW from the fuel cell. The batteries can recover 20 to 30 percent of driving energy by regenerative braking for recharging of the batteries.

The fuel cells, batteries, reformer and all other system components were installed by Toyota under the floor of a small passenger car, so as not to reduce the cabin or luggage compartment capacity.

### *Vehicle system*

The fuel system introduces hydrogen generated by the reformer from methanol and water directly into the fuel cells together with water vapour. The portion of the hydrogen that is not consumed at the reaction in the cells, is sent via a condenser back to the reformer, where it is combusted to provide part of the heat source for reforming. The remaining component, i.e., carbon dioxide, is discharged outside the vehicle as exhaust gas.

In the air system, air pressurised by the small air compressor is fed via the humidifier into the fuel cells. Some air not consumed at the reaction in the cells is discharged outside the vehicle as exhaust gas after moisture is removed in the condenser. The resulting condensate is reused as humidifying water.

The cooling system uses high-purity water as coolant, which is introduced into the cooling panels inserted among the fuel cells. Heat recovered here is radiated via the heat exchanger or, in some cases, used as the heat source for humidifying.

### *Reformer*

The methanol reformer consists of three sections: vaporising, reforming and CO oxidising. Catalysts to enhance various reactions include Cu-ZnO at the reforming section and Pt, Ru, and similar noble metals at the CO oxidising section. Such a configuration can generate hydrogen with a CO concentration of 50 ppm or less. The vaporising section vaporises the mixture of methanol and water. At the subsequent reforming section, the vaporised fuel undergoes on the catalysts the reformer reaction where hydrogen is generated. Heat needed for this vaporisation and for maintaining the reforming section at a given temperature is obtained by combustion of methanol and hydrogen not consumed in the fuel cells. The temperature in this combustion is controlled by adjusting the amount of methanol and air that is added.

At the CO oxidising section, air is injected directly into the generated gas so as to reduce the amount of CO remaining in the gas at 1 percent or so to 100 ppm or less, oxidising CO on the catalyst. In this reaction, temperature has a significant effect on CO concentration, and therefore temperature is controlled via water cooling in addition to adjustment of the flow rate of injected air.

### *Fuel cells*

The fuel cell installed is a solid polymer electrolyte type or proton exchange membrane (PEM) fuel cell. The membrane uses Du Pont Nafion. The catalysts on the anode side are Pt-Ru alloy and the cathode side has Pt. This combination of catalysts proved to produce output paralleling that from pure hydrogen, even with hydrogen containing CO at as high a concentration as 100

ppm. Such a great capacity at a high CO level (100 ppm) makes it possible to design the CO oxidizing section of the reformer in small size, thus contributing to the compactness of the entire system.

In the present development the cells are stacked to some 400 layers. The maximum output power of the stack is about 40 kilowatts with pure hydrogen. The actual power, however, decreases to 25 kilowatts when methanol reformed gas is supplied.

#### *Results of evaluation*

The FCEV is now under evaluation. Based on simulated performance evaluations, when the total system was warmed up, it was confirmed that the fuel-cell system could achieve sufficient acceleration for normal driving and a maximum running speed of 125 km/hr. Although energy efficiency of the test vehicle did not reach the simulated level, it proved to exceed conventional gasoline vehicles with a sufficient margin (25 percent for the FCEV versus 12 percent for the gasoline engine vehicle).

To date these evaluations have revealed the following problems:

- First, a slight time lag occurs from the moment the output signal changes until the hydrogen supply catches up with the load increase, with a rapid increase in load. So the vehicle is likely to have a time lag for acceleration.
- Second, CO-poisoning during the system startup causes the output of the fuel cells to drop. Immediately after the start of the system, the reaction section of the fuel cells is not hot enough, which causes a noticeable output drop even if the CO concentration is low.

Objectives to be attained in the future include a highly responsive reformer, system design and control method to provide high-fidelity reforming. Substantial cost reduction and assuring on-vehicle reliability are urgent issues as well.

Source: web <http://www.toyota.com>

web <http://www.asne.nl>

*The Clean Fuels Report*, April 1998, 95-98

*Advanced batteries for electric vehicles: an assessment of performance, cost, and availability (draft)*. California Air Resources Board, June 22, 2000.

## A.2 DaimlerChrysler AG

### A.2.1 Environmental principles

DaimlerChrysler AG aims to be a global provider of automotive and transportation products and services, with a commitment to enhance the quality of life and the environment in the communities and societies it serves.

### A.2.2 Advanced vehicles in general

One of DaimlerChrysler's products is the two-seater Smart City-Coupé. More than 100,000 Smarts had been sold by the end of January 2000, and the vehicle is launched in the UK and Japan in 2000. The turbo diesel version – the *Smart cdi* – has been launched in December 1999.

DaimlerChrysler is also pursuing fuel cell technology and was the first company to show driveable fuel cell cars running on hydrogen and methanol. DaimlerChrysler has been developing the fuel cell technology for automobile applications since 1991 and plans to introduce a commercial fuel cell vehicle by 2004. In April 1999 DaimlerChrysler, along with the California Air Resources Board (CARB), the California Energy Commission, Ballard Power Systems, Ford Motor Company, ARCO, Shell and Texaco created the "California Fuel Cell Partnership" to advance automotive fuel cell technology.

### A.2.3 Smart cdi

The *Smart cdi* is the lowest priced car (DM 20,000) in the world able to travel 100 kilometers on 3 liters of fuel. The standard diesel consumption for the *Smart cdi* is 3.4 liters per 100 kilometers (68 miles per gallon) (NEFZ) which corresponds to CO<sub>2</sub> emissions of less than 90 grams per kilometer. The *Smart cdi* may be referred to as a three-liter car. It will fulfil at market launch the limit values stipulated by the Euro III exhaust emission regulation which have not yet come into force.

After four years of development, production of the diesel engine for the *Smart cdi* started in the DaimlerChrysler facility in Berlin in September 1999. The turbo diesel with modern common rail direct injection (cdi) has three cylinders and a cubic capacity of 800 centimeters, making it the smallest diesel ever used in a passenger car.

The *Smart cdi* reaches its maximum performance of 30 kW (40 HP) at 4,000 rpm. Maximum speed of 135 km/hr is electronically limited; the vehicle accelerates from 0 to 100 km/hr in 17.5 seconds.

### A.2.4 Electric vehicle

Chrysler developed an Electric Powered Interurban Commuter (*EPIC*) five-passenger minivan, ten of which were added to a shuttle company's fleet at Los Angeles World Airport at the start of the year 2000. The *EPIC* minivan is derived from the conventional gasoline-powered Dodge Caravan. Each of them is expected to log up to 100,000 miles of service per year, an unprecedented mileage for an electric vehicle. The breakthrough comes thanks to *EPIC*'s unique fast-charging capabilities that allow the minivans to quickly refuel with electricity and return to the road. The batteries used in the *EPIC* are nickel-metal-hydride (NiMH) batteries.

Eventually, up to 50 *EPIC*s could be in service at Xpress Shuttle, California's second largest shuttle service and one of only three with contracts to service Los Angeles World Airport. Shuttle and taxi services operating out of the airport are bound by contract to include vehicles powered by alternative fuels, as California continues to address its air and noise pollution concerns.

Passengers won't be able to distinguish the *EPIC* minivans from their gasoline-powered Dodge Caravan counterparts because the batteries are installed in an aluminium tub under the vehicle. The electric power port for recharging is located right where one would expect to find a gas cap. Commuters won't have to trade creature comforts for environmental friendliness, either. *EPIC*s can go up to 80 miles per hour (130 km/hr) and are equipped with air bags, antilock brakes, air-conditioning and power door locks.

The *EPIC* can carry a payload of 925 pounds (420 kilograms) – about five passengers and 175 pounds (80 kilograms) of cargo. The *EPIC* is powered by 28, 12-volt advanced NiMH batteries that deliver up to 80-90 miles per charge. In addition, the batteries can be fast-charged in about 30 minutes, a feature that can keep them on the road as many as 16 hours a day. Where a traditional charger delivers six-to-seven kilowatts and recharges an electric vehicle in five-to-seven hours, the *EPIC* fast-charger operates at a much higher power (60-150 kilowatts) and has the minivan back at close to full charge within a half-hour.

Xpress Shuttle conducted an extensive training program for drivers and for dispatchers, who rely on computers and high-tech Global Positioning Satellites to track each vehicle at all times – right down to how fast they're going.

That state-of-the-art tracking system is instrumental in ensuring that the *EPIC*s are used effectively and efficiently, and will give engineers valuable data as they study even newer technologies. Based on preliminary calculations, *EPIC*s will carry more than 500,000



commuters per year, more than any other program of its kind. The fuel economy of the *EPIC* is 0.696 kWh per mile, equivalent to 48.1 miles per gallon of gasoline (4.85 l/100 km).

While DaimlerChrysler thus is taking concrete steps and financial risks in preparing to meet California's ZEV requirements if needed, the company has serious doubts about the market prospects of battery electric vehicles.

#### A.2.5 Fuel cell vehicle

In March 1999, DaimlerChrysler – probably the world's leading developer of fuel cell vehicles – unveiled its fourth generation fuel cell automobile, the *NECAR 4*. The fourth *NECAR*, or New Electric Car, is fuelled by liquefied hydrogen stored onboard in a cryogenic tank. The liquid hydrogen system was provided by Linde AG and Messer Griesheim GmbH, both of Germany. Two of the earlier *NECAR* prototype vehicles were powered by compressed hydrogen, and the third was fuelled by what appears to be the company's first choice among fuel options – methanol.

Like the *NECAR 3* built in 1997, the *NECAR 4* is based on the Mercedes-Benz A-class subcompact car. The *NECAR 4* is powered by two 35 kW proton exchange membrane (PEM) fuel cell stacks. The stack produces 40 percent more power than the stack used in the *NECAR 3*. A 55 kW electric motor with optimised torque curve makes for a high level of driving comfort. The entire fuel cell system, including the air compressor and the coolant pumps, fits into the sandwich floor of the car, leaving room for up to five passengers and cargo. At 3,500 pounds (~ 1,600 kilograms), the total weight of the vehicle is approximately 1,000 pounds (~ 450 kilograms) greater than the weight of a gasoline powered model.

The electric drivetrain was built by Ecostar Electric Drive Systems Company – a joint venture of Ford Motor Company, Ballard Power Systems and DaimlerChrysler. The overall drivetrain efficiency of the *NECAR 4* exceeds 37%.

The liquefied hydrogen storage tank, with a capacity of five kilograms of hydrogen, is installed behind the rear axle. The *NECAR 4* is DaimlerChrysler's first automobile to be fuelled by liquefied hydrogen, unlike its German competitor, BMW, which has built a number of combustion engine powered cars fuelled by liquefied hydrogen.

The *NECAR 4* reaches a top speed of 90 miles per hour (145 km/hr), up from 75 miles per hour (120 km/hr) attainable by the *NECAR 3*, and 68 mph (110 km/hr) in case of the *NECAR 2*. It can travel nearly 280 miles (450 km) between stops for refuelling. *NECAR 4* car is 50 percent faster and the fuel cell is half the size and weight of the technology used in the *NECAR 2* just four years earlier. *NECAR 4* also meets California's ZEV standard.

*NECAR 4* attains an average hydrogen consumption of 1.1 kg per 100 kilometers, equivalent to 37 kWh per 100 km, 4.0 liters of gasoline per 100 km or 3.7 liters diesel per 100 km. This value can be regarded as very good if compared to the fuel consumption of the lighter, conventional A-Class models with internal combustion engines. These values are 7.1 liters of gasoline per 100 km and 4.4 liters diesel per 100 km respectively, on the NEDC test cycle.

DaimlerChrysler engineers have calculated the energy flow in the *NECAR 4* during the NEDC tests. The gross efficiency of the fuel cell stacks (electricity as a percentage of hydrogen consumed) is 62.2 percent. The remaining 37.8 percent is exhausted in the form of heat. About 16.4 percent of the energy is consumed by the auxiliaries, including the air compressor, coolant pumps and ventilator. About 8.1 percent is converted into waste heat by the inverter, electric motor, transmission and differential. Optimised efficiency for a future vehicle is expected to be above 40% tank-to-wheel. This is compared with a future optimised diesel at 26%.

*NECAR 5* is DaimlerChrysler's 5<sup>th</sup> prototype fuel cell vehicle, introduced in November 2000. The *NECAR 5* shows a 75 kW PEM fuel cell and a methanol reformer, integrated in the chassis of a Mercedes A. The overall efficiency – 'from well to wheel' – is 25% higher than in case of the conventional gasoline based Mercedes A.

DaimlerChrysler plans to have fuel cell vehicles in limited production by 2004. The company will have invested more than \$1.4 billion on fuel cell technology development by the time the first fuel cell vehicles come to the market. The four largest Japanese automobile companies alone have invested more than US\$ 546 million at the end of 1999. More than 60 companies around the world are currently working on fuel cell drives, seven of which are among the world's 10 biggest companies in terms of revenues. In addition, several automobile manufacturers have announced their intention to launch fuel cell-driven vehicles around 2004.

Source: <http://www.daimlerchrysler.com>  
<http://xcellsis.com>

*The Clean Fuels Report*, April 1999, 100-101

*The Clean Fuels Report*, September 2000, 97-99

*The Clean Fuels Report*, December 2000, 81

*The Hydrogen & Fuel Cell Letter*, July 2000, 3

*Advanced batteries for electric vehicles: an assessment of performance, cost, and availability (draft)*. California Air Resources Board, June 22, 2000.

*Draft Final Report "Refinement of selected fuel-cycle emissions analyses"*. California Air Resources Board Research Division, February 9, 2000.

## A.3 Ford Motor Company

### A.3.1 Environmental pledge

Ford Motor Company is dedicated to providing ingenious environmental solutions that will position the company as a leader in the automotive industry of the 21<sup>st</sup> century. Ford's actions will demonstrate that the company cares about preserving the environment for future generations.

### A.3.2 Advanced vehicles in general

TH!NK Technologies is responsible for developing and commercializing Ford's efforts in fuel cell power. Electric fuel cell technology currently provides the most promising future alternative to the internal combustion engine.

Through its TH!NK enterprise, Ford Motor Company participates in a number of partnerships dedicated to finding next-generation solutions for personal transportation. The California Fuel Cell Partnership<sup>4</sup> develops strategies for resolving fueling infrastructure issues and vehicle placement, as well as creating a public awareness plan for implementing administrative functions.

### A.3 Electric vehicle

Ford's *TH!NK city* is a battery electric urban car. It is currently available for sale or lease in Norway. It will be available throughout the rest of Scandinavia in the course of 2000. The two-

---

<sup>4</sup> This Partnership, which formally began in April 1999, includes auto manufacturers (DaimlerChrysler, Ford Motor Company, General Motors, Honda, Hyundai, Nissan, Toyota and Volkswagen), energy providers (BP, Shell, Texaco), fuel cell companies (Ballard Power Systems and International Fuel Cells), the State of California (California Air Resources Board, the California Energy Commission, the South Coast Air Quality Management District), as well as the US Department of Energy and the US Department of Transportation. Associate partners are hydrogen suppliers (Air Products and Chemicals, Inc., and Praxair), a methanol fuel supplier (Mehtanex) and bus transit companies (AC Transit and SunLine Transit Agency).

seat vehicle has a body constructed of recyclable thermoplastic and an approximate driving range of 55 miles (90 kilometers) before requiring recharging.

Ford has announced the development of a prototype battery powered electric version of its popular Ka subcompact car. Called the *E-Ka*, the concept car is powered by a new generation of lithium ion batteries. Specifications of the *e-Ka* appear in Table A.1.

Table A.1 *Specifications of Ford e-Ka*

Parameter	Specification
Vehicle weight	1,134 kilograms
Maximum speed	130 km/hr
Acceleration (0 to 100 km/hr)	12.7 seconds
Acceleration (0 to 50 km/hr)	3.9 seconds
Battery type	Lithium ion
Number of battery cells	180 cells (30 modules)
Battery output	28 kWh
Battery weight	280 kilograms
Charging time	6 to 8 hours

The lithium ion battery battery pack – with a total weight of 280 kg – is approximately 70 percent lighter than an equivalent pack using conventional lead acid technology.

If a constant speed of 80 km/hr could be maintained, the *e-Ka* would travel more than 200 kilometers before needing a recharge.

Like the other major automobile manufacturers, Ford seriously doubts whether electric vehicles with the high costs and limited range projected for 2003 can be marketed in the numbers called for by California’s current ZEV regulation.

#### A.3.4 P2000

*P2000* is a project that is considered as an outgrowth of Ford’s participation in the Partnership for a New Generation of Vehicles (PNGV). *P2000* helps Ford keep its pledge to make ingenious use of materials to produce high-volume, energy-conserving vehicles at an affordable price – without sacrificing comfort, performance or safety. *P2000* weighs 2,000 pounds (908 kilograms) – 40 percent lighter than today’s comparably sized Taurus. Its 1.2-liter compression ignition engine – achieving 63 miles per gallon (3.7 l/100 km) – is believed to be the lowest-emission, highest power density, direct-injection engine ever attempted in the auto industry. Another Ford strength – development of hybrid electric vehicle technology – is the driver behind a developmental hybrid version of the *P2000*.

A vast array of lightweight advancements has been included in the *P2000*. The revolutionary vehicle contains only about 500 pounds (227 kilograms) of steel and other ferrous materials, compared with more than 2,000 pounds (908 kilograms) in today’s midsize vehicle. In addition to aluminum – the major component for the body and engine – other lightweight materials include carbon fiber, magnesium, titanium and plastic composites.

Each *P2000* component is designed to reduce weight without compromising safety, strength, stiffness or durability. The advances include use of stronger aluminum alloys for further weight reduction; sheet metal that is thicker where needed, thinner and lighter-weight where not; expanded application of magnesium for transmission cases, composites in the instrument panel. These *P2000* lightweight actions also lead to secondary weight savings, as components such as engines and springs are downsized while maintaining function.

Another characteristic of the *P2000* is the application of DIATA engine technology. DIATA is an acronym for Direct Injection, Aluminum, Through-bolt Assembly – three keys to producing a clean, economical, lightweight engine. To strengthen the aluminum engine, DIATA uses 16-inch through-bolts, rather than the conventional short studs. The through-bolts go all the way through the engine – from top to bottom. This effectively holds the entire engine in compression, which improves performance, durability and emissions while providing the same rigidity as heavier engines.

The engine is a 16 valve, four-cylinder engine of 55 kW (74 HP). In conjunction with its advanced direct-injection fuel system, DIATA has a thermal efficiency (ratio of power output to amount of fuel consumed) that is about 35 percent better than conventional gasoline engines. The engine can run on conventional diesel fuel, Fischer-Tropsch, natural gas-derived diesel, or dimethyl ether.

#### A.3.5 Hybrid electric vehicle

*P2000* also has been configured in a *hybrid version*. Ford researchers have concluded that low storage requirement (LSR) hybrids hold the greatest potential to maximize the fuel economy benefits of hybrids while maintaining affordability. LSR hybrids replace the conventional engine flywheel, starter and alternator with a motor/generator packaged between the existing engine and transmission.

When combined with a high-power battery, the motor/generator allows for very quick (0.2 second) engine restart. The engine can be shut down when the vehicle is decelerating or at rest and can restart without the driver even knowing it was shut off. During braking and cruising, the motor/generator produces electric energy to recharge the battery. For improved performance, the motor assists the engine during acceleration.

The result is an extremely fuel-efficient vehicle that drives like a conventional car with no compromise to performance.

Ford's new *Prodigy* hybrid electric family car prototype achieves 78 miles per gallon diesel fuel. This is equivalent to more than 70 miles per gallon of gasoline (3.3 l/100 km). The vehicle represents an *interim stage* between the *P2000* research programs and Ford's plan for an affordable production hybrid electric vehicle. The Ford *Prodigy* features an aerodynamic design that enhances vehicle aesthetics while reducing air resistance. *Prodigy*'s drag coefficient – a measure of air resistance – is 0.199, which is a 33-percent improvement compared with prior versions of the vehicle. Such a major improvement helps improve the vehicle's fuel economy by 4 miles per gallon.

*Prodigy*'s platform is based on Ford's extensive lightweight materials research. *Prodigy*'s total weight is 2,387 pounds (1,080 kg), which is about 1,000 pounds lighter than today's family sedan.

#### A.3.6 Fuel cell vehicle

Still another pioneering technology – hydrogen fuel cells – is also upcoming. Ford developed the *Demo IIa* fuel cell prototype vehicle, based on the Ford Focus. The *Demo IIa* is based on a 80 kW PEM fuel cell and onboard storage of compressed hydrogen (2 kilograms). Specifications of the *Demo IIa* are shown in Table A.2.

Recently, Ford selected Dynetek Industries Ltd., headquartered in Calgary, Alberta, Canada, as a partner in a multiyear purchase and supply arrangement under which Dynetek will supply compressed hydrogen tanks for use in Ford's fuel cell vehicle programs.

Table A.2 *Specifications of Ford Demo IIa*

Parameter	Specification
<b>Vehicle</b>	
Model	2000 Ford Focus
Bodystyle	4 door sedan
Curb weight	1,750 kilograms
Fuel	Compressed hydrogen
Fuel capacity	2 kilograms
Fuel storage pressure	5,000 psi
Acceleration (zero to 50 miles per hour)	8.8 seconds
Maximum speed	80 miles per hour
Emission rating	Zero emission
Driving range	100 miles
<b>Power unit</b>	
Type	Proton Exchange Membrane
Power (gross)	80 kilowatts
Fuel cell weight	90 kilograms
<b>Electric motor drive</b>	
Type of motor	Alternating Current Induction
Peak power	67 kilowatts
Peak torque	190 Newton meters
Peak efficiency	91 percent
Weight	91 kilograms
<b>Traction inverter module</b>	
Type	3-phase bridge
Maximum current	200 amperes
Nominal voltage	315 Volts
Weight	16 kilograms

In 1999, Ford formed an alliance with Ballard Power Systems and DaimlerChrysler, aimed at becoming the world's leading commercial producer of fuel cell-powered drive trains and components for cars, trucks and buses. As part of the alliance, Ford is majority shareholder in EcoStar Electric Drive Systems Company, which develops the electric drive systems. Ballard is responsible for fuel cell development, and DaimlerChrysler is responsible for fuel cell systems.

Source: <http://www.ford.com>  
<http://www.uscar.org>  
<http://xcellsis.com>

*Advanced batteries for electric vehicles: an assessment of performance, cost, and availability (draft)*. California Air Resources Board, June 22, 2000.

*The Clean Fuels Report*, September 2000, 129-130

*The Clean Fuels Report*, December 2000, 71 and 82-84

## A.4 General Motors Corporation

### A.4.1 Environmental principles

According to General Motors Corp., an automotive company's environmental performance should be measured by many things, including a commitment to advanced technology, tailpipe emissions control, fuel efficiency, recyclability and facility resource conservation and waste reduction.

#### A.4.2 Advanced vehicles in general

General Motors continues to accelerate investment in advanced electric, hybrid and fuel cell vehicles – vehicles that play a positive role in improving the environment and meeting the needs and aspirations of society.

Using the same body assembly and the same plant, you can fulfil all the expected market requirements. Electric vehicles for those customers wanting urban commuter vehicles, hybrids for people that need certain emission levels and fuel economy, and maybe the bulk of the vehicles are the advanced internal combustion model. So it addresses the fundamental business challenge, getting better leverage on your engineering and capital spending. While any other of the models may not be sufficient to pay back your investment, the combined volume of the three gives you an acceptable financial return.

#### A.4.3 Electric vehicle

The electric vehicle of General Motors – *EVI* – went into production in 1996. It is a sports-car-type two-seater. The fuel economy of the *EVI* with NiMH batteries is 0.321 kWh per mile, equivalent to 104.4 miles per gallon of gasoline (2.25 l/100 km).

No car company will be able to thrive in the future with 100% dependency on internal combustion engines. But there is still no single alternative to current technology. All of the options are still evolving. So, General Motors has a portfolio of options. The company is potentially going to need the EV for specific regulatory requirements in the U.S. for 2003. However, a major concern is the current high cost of batteries, with no real prospect that the technology will eventually meet the cost targets of General Motors.

#### A.4.4 Hybrid electric vehicle

General Motors and the other two U.S. automobile manufacturers in 1993 joined with several agencies of the U.S. Government to create the *Partnership for a New Generation of Vehicles* (PNGV). This program had two primary objectives. The first objective was to identify, develop and support in the supplier industry vehicle technologies that would help all manufacturers achieve greater fuel efficiency and lower emissions performance. The second objective was to demonstrate those technologies with driveable vehicles.

First, each automaker was to develop and demonstrate during 2000 a technology demonstration vehicle that achieved superior fuel economy performance than had ever been realised. The goal set for this objective was three times current fuel economy of a five-passenger sedan. The second phase was for each company to develop and demonstrate in 2004 a pre-production prototype vehicle.

General Motors developed the so-called *Precept* hybrid electric vehicle. The parallel-hybrid *Precept* uses the most aerodynamically efficient design in the world, with a drag coefficient (Cd) of 0.163, 20 percent less aerodynamic drag than in the production record-holder, the GM *EVI* (0.19).

The General Motors hybrid system uses a four-wheel drive with an electric traction system (ETS) in the front and a heat engine traction system (HETS) in the rear of the vehicle. The hybrid control system (HCS) regulates both systems. Four wheel drive is used to take advantage of full regeneration while stopping the vehicle without use of frictional brakes.

The ETS is located in the front of the vehicle. It is a 35 kilowatt (kW) unit with a planetary differential that is driven by a power inverter module. The overall efficiency of the system is greater than 88 percent. The system is configured to use up to a peak of 25 kW.

The power inverter module is used to control the 3-phase inputs to the drive unit. At the heart of this component is a single hybrid power module with six sets of insulated gate, bipolar transistors contained within the module. The power inverter module volume is about five liters. It is mounted to the front of the dashboard and a cable from the battery pack interfaces to the module, while another cable is connected to the drive unit.

The HETS is transversely mounted in the rear of the vehicle. It consists of a 40 kW, compression ignition, direct injection engine (CIDI), an automatically shifted, manual transaxle and a multipurpose system. Each unit has its own controller, which communicates to the hybrid control system via a controller area network.

The CIDI engine used in the *Precept* was designed by Isuzu. It is a 1.3-liter, 3 cylinder, all-aluminium engine block with an 18.3 compression ratio. It has low friction to optimise efficiency in hybrid operation.

The conventional idle condition does not exist in the hybrid mode used in the *Precept*. During zero speed vehicle operation, the engine is shut off until it is needed again at a higher speed. The engine is automatically restarted by the multipurpose system. A conventional start motor is not used.

In constant speed tests in early dynamometer testing this prototype hybrid electric vehicle attained over 100 miles per gallon (mpg). *Precept* will achieve the PNGV goal of up to 80 miles per gallon gasoline equivalent (roughly 3 1/100 km) or 92 miles per gallon with diesel fuel, in real world testing using the U.S. Federal test procedures. Many of the innovations and technologies developed during the *Precept* program can be rolled into core vehicle programs in the next few years.

The *Precept* hybrid electric vehicle demonstrates the commitment of General Motors to the PNGV program and demonstrates the technical feasibility of achieving three times fuel economy with a five-passenger family sedan.

#### A.4.5 Fuel cell vehicle

In June 2000, General Motors demonstrated its latest fuel cell vehicle in Brussels. The vehicle is a five-passenger minivan based on the Zafira. The prototype fuel cell version has been named the *HydroGen 1*. The PEM fuel cell stack consists of 200 individual cells capable of producing up to 80 kilowatts at constant load of 120 kilowatts at peak load. The direct current produced by the fuel cell is converted to alternating current at between 250 and 380 Volts and is used to power a 55 kilowatt, three-phase, synchronous motor.

The drivetrain achieves vehicle acceleration from zero to 100 kilometers per hour in 16 seconds and attains a top speed of 140 kilometers per hour. Enough liquid hydrogen is stored onboard – about 5 kilograms of hydrogen in a 75 liter tank weighing about 95 kilograms – to propel the *HydroGen 1* about 400 kilometers between refuelling.

Scientists and engineers of General Motors are currently working on the design of the company's 12<sup>th</sup> generation fuel cell stack. General Motors has joined with Giner, Inc., a small specialised research and development firm and a pioneer in proton exchange membrane (PEM) technology, located in Waltham, Massachusetts, to develop fuel cell technology and other electromechanical systems to accelerate the commercialisation of fuel cell vehicles. The two companies have jointly established Giner Electrochemical Systems, L.L.C. (GES). GES will conduct research and development for a wide variety of customers, including General Motors.

General Motors and ExxonMobil Corp. developed an autothermal reformer for conversion of gasoline in hydrogen onboard of a fuel cell vehicle. The gasoline processor is a second generation design, with a third generation planned in the near future. With each generation, the

companies have reduced system size and weight while improving efficiency. The next generation fuel cell system fuelled by gasoline will be half the size and half the weight of the current generation.

The gasoline processor has a peak efficiency exceeding 80 percent. By the end of 2000, General Motors will complete a laboratory version of an integrated system comprised on an advanced version of the processor and a proprietary fuel cell stack it has developed that produces 25 kilowatts (kW). The company plans a vehicle demonstration program to test the processor technology and fuel cell stack.

Source: <http://www.gm.com>  
<http://www.uscar.org>  
<http://www.ginerinc.com>

*Advanced batteries for electric vehicles: an assessment of performance, cost, and availability (draft)*. California Air Resources Board, June 22, 2000.

*Draft Final Report "Refinement of selected fuel-cycle emissions analyses"*. California Air Resources Board Research Division, February 9, 2000.

*The Clean Fuels Report*, September 2000, 92-92, 104-105, 118-120

*The Hydrogen & Fuel Cell Letter*, September 2000, 5

## A.5 Honda

### A.5.1 Environmental principles

Honda is one of the main providers of automobiles in the world, and the company is eager to meet society's need for cleaner air and better fuel efficiency.

### A.5.2 Electric vehicle

With the *EV Plus*, Honda introduced the world's first modern, purpose-designed four-passenger electric vehicle with an advanced battery. The fuel economy of the *EV Plus* is 0.499 kWh per mile, equivalent to 67.1 miles per gallon of gasoline (3.5 l/100 km). Although the battery powered *EV Plus* received good reviews from drivers, Honda leased only about 300 vehicles and recently discontinued production.

Honda's market research indicates that, despite a number of attractive characteristics, EVs with the current high-cost and performance limitations appeal only to a very limited number of customers. Achievement of major advances in battery and vehicle costs or driving range over the next several years is considered highly unlikely, and the prospects for EV commercialisation in 2003 accordingly very limited.

### A.5.3 Hybrid electric vehicle

The American Honda Motor Sales Company began selling its first hybrid electric automobile – named the *Insight* – in the U.S. in December 1999, roughly a half year before the commercial introduction of the Toyota *Prius* in the U.S. The *Insight* was first introduced as the VV concept car at the North American International Auto Show in January 1999. The model year 2000 car is a two-seat sports coupe. It will incorporate Honda's Integrated Motor Assist (IMA) powertrain system and a lightweight aluminium body structure.

At the heart of the IMA powertrain is the world's lightest 1.0-liter, 3-cylinder gasoline engine. The engine features lean burn technology, low friction design and lightweight materials such as aluminium, magnesium and plastic. The electric component of the IMA system is an ultra thin (60 millimeter) direct current (DC) brushless motor, a 144 Volt NiMH battery pack weighing 44



pounds (20 kilogram) and an advanced electronic power control unit (PCU). The battery pack replaces a heavier ultracapacitor that was part of an earlier version of the IMA technology.

The *Insight* does not require recharging of the batteries from an outside source. The electric motor draws from power from the batteries to boost engine performance to the level of a 1.5-liter gasoline engine. The motor also acts as a generator during braking to recharge the vehicle's batteries. The PCU performs the power management functions for these processes.

The total weight of the *Insight* is just 1,760 pounds (820 kilograms). The low weight is in large part due to the use of 356 pounds (160 kilograms) of aluminium in the *Insight*. Although the aluminium body and reinforced frame weigh 47 percent less than a comparable steel body, they have superior bending and torsional rigidity. The chassis uses a combination of extruded, stamped and die cast aluminium components to minimise weight while optimising rigidity and safety. Most of the vehicle's body panels are aluminium. Front fenders and rear fender skirts are made of recyclable plastic. Other weight saving features include aluminium alloy wheels, a magnesium oil pan and a plastic head cover.

The combination of the efficient IMA powertrain, *Insight's* light weight and a very good aerodynamic design (drag coefficient 0.25, one of the lowest figures for a mass-produced vehicles) results in a car that achieves high fuel economy. Tests by Honda in the U.S. using the driving cycles developed by the Environmental Protection Agency (EPA) indicate that the *Insight* will get over 70 miles of driving per gallon of gasoline (<3.35 l/100 km). Tests undertaken in Japan using that country's 10-15 driving cycle have demonstrated a fuel economy greater than 82 miles per gallon (2.85 l/100 km). According to the EPA, in the U.S. the fuel economy of *Insight* is 68 miles per gallon (3.4 l/100 km) on highways and 61 miles per gallon (3.8 l/100 km) for city driving. Table A.3 gives more details of the *Insight*.

Table A.3 *Main specifications of Insight*

	Drive		Front-wheel drive	
Dimension/weight/seating	L x W x H (m)		3.94 x 1.695 x 1.355	
	Wheelbase (m)		2.4	
	Capacity tread	Front	1.435	
		Rear	1.325	
	Curb weight (kg)		MT: 820 AT: 850	
	Seating capacity		2	
Power unit	Engine	Construction	Liquid-cooled 3-cylinder in-line	
		Valvetrain	Chain-driven 2 intake/2 exhaust valves	
		Capacity (cc)	995	
Performance	Electric motor	Rated voltage (V)	144	
		Engine	Max. power (PS/rpm)	60/6,700
		Max. torque (kgm/rpm)	9.4/4,800	
	Electric motor	Max. power (PS/rpm)	MT: AT:	10.0/3,000 9.2/2,000
		Max. torque (Nm/rpm)		49.0/1,000 (5.0 kgm/1,000)
	Fuel economy	10.15-mode (km/l)	MT: 35.0 AT: 32.0	
		Stabilised 60 km/h (km/l)	MT: 48.0 AT: 46.0	
IMA battery	Type		Nickel-metal hydride	
	Quantity		20	
	Capacity	3-hour discharge rate	6.5	

The small lean burn engine works in combination with the nitrogen oxide catalyst to achieve a high level of emission control. Emissions of CO, HC and NO<sub>x</sub> are some 50% below the limits

stipulated in new emission regulations effective from October 2000. The *Insight* will be certified as an Ultra Low Emission Vehicle (ULEV) under the California automotive pollution control program<sup>5</sup>.

Honda intends to price the *Insight* at less than \$20,000 when the vehicle enters the U.S. This price will include a full complement of standard comfort and convenience features (anti-lock brakes, electric power steering, dual airbags, AM/FM stereo cassette, power windows and mirrors, power lock doors with keyless entry, automated anti-theft device). The instrument panel will be fully digital.

Honda has announced that it will soon begin manufacturing a second hybrid electric model based on its popular Civic. Initial marketing will be limited to Japan in 2001, followed by sales in the U.S.

#### A.5.4 Fuel cell vehicle

While many other automakers are joining partnerships and joint ventures to develop the technology needed for fuel cell vehicles, Honda Motor Company is setting its own course to develop fuel cells in house.

Honda plans to invest between \$420 and \$500 million in fuel cell research and development in order to introduce a near production ready vehicle by 2003. About 300 of these vehicles – which will be based on Honda's *EV Plus* compact electric sedan – will be tested in demonstration projects in Japan and the United States.

Honda's own research laboratories have been developing fuel cell technology for some time. The company claims its proton exchange membrane system will be lighter and smaller per unit of power output than the current technology being manufactured by Ballard Power Systems. Nonetheless, Honda has bought Ballard fuel cells in the past and in February 1999 its subsidiary, Honda R&D Company, Ltd, placed a \$1.4 million order for additional fuel cells, components and service from Ballard.

Honda has announced that it will introduce a fuel cell vehicle by 2003. In September 2000 Honda displayed its compressed hydrogen fueled *FCX-V3* concept vehicle. The *FCX-V3* weighs 1,750 kg, about 250 kg less than its predecessor *FCX-V1*. The fuel cells, with an output of 62 kW, are powered hydrogen stored under the technology favoured by several other automakers, including DaimlerChrysler – includes methanol fuel storage and a reformer system to produce hydrogen for use in the fuel cell.

In addition to the *FCX*, Honda is pursuing a parallel development of hydrogen and other methanol powered fuel cell prototype models.

Source: web <http://www.honda2000.com>

*Caddet Newsletter*, no. 2, 2000, 18-20

*The Clean Fuels Report*, September 1999, 102, 106-107, 112-113

*The Clean Fuels Report*, March 2000, 99

*Advanced batteries for electric vehicles: an assessment of performance, cost, and availability (draft)*. California Air Resources Board, June 22, 2000.

*Draft Final Report "Refinement of selected fuel-cycle emissions analyses"*. California Air Resources Board Research Division, February 9, 2000.

---

<sup>5</sup> The same ULEV-certification applies to some Northeastern states of the U.S.

## A.6 Nissan

### A.6.1 Electric vehicle

Nissan is one of the major Japanese automakers. Renault owns an interest of almost 37% in Nissan. The company's engagement in development of advanced vehicles was accelerated in response to California's ZEV regulation in 1991. After five years of test marketing, Nissan introduced in 1998 the *Altra EV<sup>TM</sup>*, designed as a multi-purpose vehicle with reasonable performance. The *Altra EV<sup>TM</sup>* has Lithium-ion batteries. They provide a maximum driving range of 120 miles and performance comparable to similar-sized gasoline-powered vehicles.

To date, more than 220,000 miles have been driven by 30 vehicles; no significant problems have been encountered. In the nearer term and at low production volumes (e.g. a few thousands units/year), *Altra EV<sup>TM</sup>* costs will exceed those of comparable ICE vehicles severalfold, with the battery contributing materially to the high cost. In mass production, the costs of electric vehicles (excluding batteries) could eventually approach the cost of higher-end ICE vehicles.

Another EV produced by Nissan is the *Hypermini<sup>TM</sup>*. Lightweight Li Ion batteries offer a range of 40 miles (65 km) in urban driving conditions. Its top speed is 62 miles per hour (100 km/hr).

Nissan considers that the market for EVs with limited performance and projected high costs is nowhere near the 4% share mandated by California's current ZEV regulation for 2003.

### A.6.2 Fuel cell vehicle

Nissan Motor Co. and two French carmakers – Renault SA and Peugeot SA – have reached a basic agreement to develop fuel-cell cars. Research-and-development officials of the three companies have already begun discussing the project, and the carmakers plan to sign an official contract by the end of 2000, with the aim of producing the fuel cell cars commercially by 2003.

The world's leading carmakers are competing to develop fuel-cell cars, which emit less carbon dioxide and other hazardous substances than cars with combustion engines. Two alliances between Toyota and General Motors, and DaimlerChrysler and Ford, both of which have poured huge sums into the development of fuel cell cars, are the current front-runners in the competition. The Nissan, Renault, Peugeot alliance hopes to challenge the other two groups.

The large investments needed for development of fuel-cell vehicles make it virtually impossible for carmakers to complete the development as individual companies. This is the main reason for the aforementioned alliances. Peugeot is one of the leading carmakers in Europe. Its global sales in 1999 surpassed those of Nissan and Honda. Peugeot judged that it would be able to reduce its share of the cost of developing fuel-cell cars by joining the alliance of Nissan and Renault. The three automakers plan to jointly develop basic parts and systems for fuel-cell cars including:

- Batteries and compact, high-performance motors.
  - Equipment to extract hydrogen from methanol and petrol.
  - Catalytic converters to reduce emissions of hazardous substances.
- The companies also plan to standardise the size and weight of the main components and platforms of their fuel-cell cars.

Source: <http://www.nissandriven.com>

*Advanced batteries for electric vehicles: an assessment of performance, cost, and availability (draft)*. California Air Resources Board, June 22, 2000.  
*Batteries International*, July 2000, 23.

## A.7 Volkswagen AG

### A.7.1 Lupo 3 Liter TDI

Renault owns an interest of roughly 30% in the German automaker Volkswagen. In 1999 Volkswagen introduced a so-called 3-liter vehicle, the Lupo 3L TDI. A practical four-seater, the Lupo 3L TDI uses a high-tech Turbo Direct Injection diesel engine that is the world's most efficient combustion engine in production today. As the name implies, this technically advanced 3-cylinder engine uses direct fuel injection, whereby a precise mist of fuel is injected into the engine's cylinders via electronically controlled pump-injector units. From its displacement of just 1.2 liters, this ultra efficient powerplant is able to produce 45 kW (61 HP). The Lupo 3L TDI also uses a turbocharger with variable blade geometry, a charge-air intercooler and various friction-reducing designs that have increased the efficiency of the engine to more than 40 percent – an unsurpassed value worldwide for a passenger car.

Adding to this remarkable fuel performance is the Lupo's automated direct-shift gearbox with a stop-and-start function. This transmission offers the convenience of automatic shifting or clutch-free manual gear changes. In the Economy mode, the engine automatically switches off when the car comes to a standstill with the brakes applied and then instantly restarts when the accelerator is depressed. Additionally, the clutch is disengaged when the accelerator pedal is lifted, so that the Lupo coasts at engine idle speeds, thus saving even more fuel.

Advanced aerodynamics that result in a drag coefficient of just 0.29 and low-friction tires with silica in the rubber mix cut rolling friction and make an additional fuel-saving contribution.

The fuel consumption of the Lupo 3L TDI is estimated at 78.7 miles per gallon (3 l/100 km).

### 5.1.1 A.7.2 Fuel cell vehicle

In November 2000, Volkswagen showed its first fuel-cell car during the opening of the California Fuel Cell Partnership Headquarters in Sacramento, California (U.S.). The car is called the *Bora HyMotion*. The *Bora HyMotion* has a capacity of 50 liters of liquid hydrogen. This is the energy equivalent of 12 liters of petrol. *The Bora HyMotion* has a range of about 350 kilometers. The asynchronous electric motor has a power output of 75 kW and the Bora accelerates from zero to 100 km/hr in 12.6 seconds, reaching a top speed of 140 km/hr.

Source: <http://vw.com>

## BIJLAGE B OIL AND GAS COMPANIES

### B.1 Texaco

Texaco Inc. is a major oil company. Recently Chevron and Texaco announced that they would merge into ChevronTexaco Corporation. ChevronTexaco Corp. will become one of the largest integrated oil companies.

#### B.1.1 Approach of global climate change

Texaco's plan of action in response to the challenge of climate change is four-fold:

- Assess the past, present and future levels of emissions and corporate strategies into the business plans to improve efficiencies;
- Seek new market opportunities for the expanded application of innovative, cleaner energy technologies;
- Pursue co-operative, market-based solutions – including global emission credits trading – which ensure world wide access to cleaner technology and cost-effective emissions reductions; and,
- Participate in the global dialogue with business, governmental and other organisations on the issues associated with climate change.

#### B.1.2 New, cleaner technologies

Texaco is exploring a range of initiatives to apply innovative, new technologies that will improve energy efficiency and reduce emissions throughout the world:

*Gasification:* Texaco's proprietary gasification technology converts various carbon-based feedstocks such as natural gas, coal, petroleum coke, and heavy oil into cleaner synthesis gas, which is used to produce chemicals, fuels, fertiliser, and/or electricity.

*Cogeneration:* Texaco has ownership interest in 10 natural gas fired co-generation facilities worldwide.

*Renewables:* Texaco is a partner in the Darajat Geothermal Project in Indonesia.

*Hydrocarbons-to-Liquids:* Texaco is applying new technologies to convert natural gas, petroleum coke, and other hydrocarbons into cleaner fuels.

*Advanced Fuels and Lubricants:* Texaco's Research and Development team has devised cleaner fuels and more efficient lubricants, which help increase fuel efficiency and reduce engine deposits, in turn, reducing carbon dioxide and oxides of nitrogen emissions.

*Coalbed Methane:* Texaco currently produces more than 2.5 billion cubic meters per year of coalbed methane.

*Fuel Cells:* Texaco is applying expertise in fuels and fuel conversion along with gasification technology to develop solutions that advance the commercial viability of this cleaner, efficient energy source. Texaco is a founding member of the *California Fuel Cell Partnership – Driving for the Future*, a unique collaboration of oil industry, car manufacturers, a fuel cell manufacturer (Ballard), the State of California and others that will test fuel cell vehicles on California highways between 2000 and 2003. The California Fuel Cell Partnership was founded in May 1999.

#### B.1.3 Vision on hydrogen energy

Texaco is convinced that there will be a gradual and steady shift from the current fossil based energy economy to one based on hydrogen in the course of this century. While oil and gas will

remain the dominant energy resources for the foreseeable future, hydrogen will inevitably become part of the energy mix.

Texaco presumes to experience a corresponding transition from a commodity supplier to a supplier of energy solutions. Therefore, the company aims to be a leader in the development of environmentally smart alternative energy technologies. Fuel cell technology is one of the promising energy technologies in which Texaco is investing (see below).

#### B.1.4 Joint ventures and commercial interests

Texaco Energy Systems, Inc. (TESI) and Energy Conversion Devices, Inc. (ECD) announced at 21 September 2000 the formation of Texaco Ovonic Fuel Cell Company, a 50-50 joint venture to further develop and advance the commercialisation of the Ovonic Regenerative Fuel Cell™. At 1 June 2000 Texaco and ECD had already announced the closing and purchase of a 20 percent interest in ECD by Texaco. Texaco's interest in ECD is managed by TESI.

Under the terms of the joint venture, ECD will provide proprietary technology and its fuel cell development expertise, while TESI will provide additional technological support and funding for development work and initial product launch.

ECD is a leading developer of advanced energy technologies, including hydrogen storage, advanced batteries, thin film photovoltaics and fuel cells. The Ovonic Regenerative Fuel Cell™ is being developed for use in the full range of commercial applications of fuel cells, and has the potential to deliver high efficiency levels, a wide operating-temperature range, and instant start capability. Its ability to store energy during braking makes it ideal for vehicle applications. Although details of the technology not have been disclosed, ECD's technology works out like a regenerative fuel cell system.

TESI, a wholly-owned subsidiary of Texaco Inc., formed in 1999, is focused on commercialisation efforts in fuel cells and other advanced energy technologies, including the development of viable fuel-processing technology for fuel cells.

Besides, Texaco announced at 10 October 2000 a Memorandum of Understanding signed between Texaco and General Motors signalling Texaco's intent to purchase GM's 60 percent share in Ovonic Battery Company. Ovonic Battery Company, a subsidiary of Energy Conversion Devices, was formed in 1982 to develop and commercialise ECD's proprietary NiMH rechargeable battery technology.

Source: <http://www.texaco.com>  
<http://www.ovonic.com>

*The Hydrogen & Fuel Cell Letter*, June 2000, 2.

## B.2 Shell

### B.2.1 Main business

The Royal Dutch/Shell Group is one of the largest integrated oil companies in the world. Its business consists of four core businesses:

- Exploration and production
- Oil products
- Downstream gas and power
- Renewables

Its activities show much resemblance with those of other major oil companies like ChevronTexaco and BP Amoco, also with respect to new energy technologies. Besides the mainstream activities in oil and gas production, refining, transmission and distribution, Shell has developed gasification and other fuel processing technology, and has interests in co-generation, renewable energy and fuel cell technology (see below).

### B.2.2 Vision on hydrogen energy

According to Shell, the fuels we use have gradually moved away from those with a high carbon content, such as coal, to those with lower carbon contents, like oil and natural gas. This process is expected to continue as renewable energy resources and hydrogen become cheaper and more generally available. Hydrogen is used today as a secondary energy carrier in refineries and in the chemical and petrochemical industry. In the future it could become of vital importance for the transport sector as an intermediate energy carrier for fuel cell vehicles.

New technologies like fuel cells will set the stage in the next decade. However, how promising this may be from an environmental point of view, the number of competing options makes the transition from a carbon rich to a carbon poor – and hydrogen rich – economy look rather ‘messy’. It is far from clear which technologies will become commercially viable.

Shell has a proprietary technology to convert gasoline on-board of the vehicle into hydrogen. This is one of the options to develop fuel cell vehicles as long as hydrogen is not widely available for mobile applications.

### B.2.3 Shell Hydrogen

Shell is committed to the provision of energy for personal mobility and has technology to offer. In early 1999 Shell Hydrogen was set up as an independent and separate division of Shell Oil Products. The mission of Shell Hydrogen is to drive Shell’s global activities in hydrogen and fuel cells.

Shell Hydrogen believes that the hydrogen economy is about the fuel cell in the first place – a direct competitor to both the internal combustion engine and the gas turbine. The fuel cell is a commercial reality to which the world is just waking up.

Shell Hydrogen will focus on three opportunities:

- Hydrogen consumption in fuel cell electric vehicles, fuelled either by gaseous hydrogen (locally reformed from natural gas) or from hydrogen rich liquid fuels, such as paraffins from Shell’s proprietary gas-to-liquids technology, and gasoline.
- Hydrogen consumption in fuel cells for power generation; where the hydrogen is reformed from natural gas locally within this device.
- Hydrogen manufactured for niche applications from cheap renewable energy sources.
- Other areas where Shell Hydrogen will take an active interest are hydrogen retail projects and hydrogen distribution, storage and retail.

### B.2.4 Joint ventures and commercial interests

Just like Texaco, Shell is one of the founding members of the *California Fuel Cell Partnership*.

One of the first activities in which Shell Hydrogen was involved, was the establishment of a joint venture to investigate the potential for eventually replacing the use of fossil fuels in Iceland with hydrogen and creating the world’s first ‘hydrogen economy’. In February 2000, the *Icelandic consortium* – Vistorka hf. (EcoEnergy Ltd.), DaimlerChrysler, Norsk Hydro and Shell – signed a Cooperation Agreement to this end. The first applications of hydrogen should be

introduced between 2000 and 2002. One of the most likely applications is a hydrogen/fuel-cell powered bus service in Reykjavik.

Also in February 2000, Shell Hydrogen and dbb Fuel Cell Engines GmbH, a subsidiary of DaimlerChrysler AG, showed the result of their 18-month research co-operation on a prototype gasoline reformer to produce hydrogen for fuel cell applications in cars. The result of the research co-operation is a 50 kW multi-fuel system with compact design for mobile and stationary use of fuel cells. The development of this power plant was due to a combination of DaimlerChrysler and dbb's expertise in designing fuel processors and complete fuel cell systems along with Shell's proprietary Catalytic Partial Oxidation (CPO) technology. The main aim of the project was the development of a completely new compact and integrated gasoline reformer as the central part of the fuel processor.

In April 2000 Norske Shell, part of the Royal Dutch/Shell Group, and Siemens Westinghouse Power Corporation announced the first demonstration of a solid oxide fuel cell (SOFC) power generation technology fuelled by natural gas. The 250 kilowatt plant will be installed in Norway and be operated by Norske Shell to demonstrate that the carbon dioxide normally emitted in exhaust gases can be successfully be recovered at low additional cost and with the highest electrical efficiency of any fuel cell type in the industry. The technology being used is the result of a combination of the fuel cell developed by Siemens Westinghouse and carbon dioxide recovery technology from Shell Hydrogen.

In September 2000 Shell Hydrogen US and International Fuel Cells (IFC), a subsidiary of United Technologies Corporation (UTC), announced their intent to establish a 50-50 joint venture company to develop, manufacture, and sell fuel processors for the emerging fuel cell and hydrogen fuel markets. IFC is the sole supplier of fuel cells for US space missions.

Fuel processors are used to convert fossil fuels, such as natural gas or gasoline, into hydrogen. Under the terms of the Memorandum of Understanding signed between Shell and UTC, the joint venture will target such devices at fuel cells in automobiles, buses, power generators and at distributed hydrogen fuelling applications (such as at retail or commercial filling stations, convenience stores and residences).

Shell and International Fuel Cells (IFC) are currently pursuing different aspects of the development of fuel processors for these markets. By combining the complementary technological and marketing strengths of both partners, the new joint venture will be a global competitor in this technology. The joint venture will market to a wide range of customers, including automotive manufacturers and fuel cell power plant manufacturers (such as IFC).

Source: <http://www.shell.com>  
<http://www.shellhydrogen.com>

## B.3 BP Amoco

### B.3.1 Main business

BP Amoco is one of the world's largest petroleum and petrochemicals companies. The main activities are production of crude oil and natural gas; refining, marketing, supply and transportation; and manufacturing and marketing of petrochemicals. Growing activities are in gas and power and in solar power generation. BP Amoco is the second largest non-state producer of natural gas. BP Solarex is the world's largest producer of photovoltaic panels.



### B.3.2 Vision on hydrogen energy

BP Amoco is of the opinion that the world is heading for a 'gas economy'. In this vision gas would be supplied from a truly global market consisting of large reservoirs geographically spread but linked to consumers by low-cost pipelines and/or cheap scaleable LNG facilities, or possibly through long-distance, high-voltage electricity conduits or large tankers carrying liquid products manufactured from gas.

According to BP Amoco, natural gas would become the principal fuel for electricity generation in high-efficiency combined cycle units. The chemicals industry would in large part be based on gas feedstock, using gas-to-liquids and/or gas-to-chemicals process technology. BP Amoco is involved in a research programme – *OTM Alliance*, OTM is the acronym for oxygen transport membrane – with the oil companies Phillips, Statoil, and Statoil and the hydrogen producer Praxair. This is focused on reducing the cost of syngas production by 20-30%. Another research programme – *Joint Clean Engine/Fuel Development* – with General Motors prepares the way for the next generation of clean, high mileage vehicles.

Gas could also power the transport sector, first as compressed natural gas (CNG) in applications such as buses and taxis, and later as the primary feedstock for onboard fuel cells. After the initial use of gas for onboard fuel cells, gas could be used to generate hydrogen for direct use in fuel cell vehicles.

All this is not to say that oil in particular, or indeed coal, will not continue to be an important component of the energy mix. Eventually, the world will move to a hydrogen economy. But it will take time to develop the technologies needed, such as fuel cells and the safe means to distribute and store hydrogen throughout society. During the transition period, natural gas is one of the best sources for manufacturing hydrogen. If the hydrogen is produced at central sites, there is an opportunity to capture the carbon produced and sequester it.

BP Amoco, Statoil, Methanex, BASF, and DaimlerChrysler have founded the *European Methanol Fuel Cell Partnership*. This partnership is focused on the demonstration of fuel cell vehicles based on methanol as a fuel. The companies involved prefer methanol as a secondary energy carrier for fuel cell vehicles as long as hydrogen is not widely available for mobile applications.

### B.3.3 Joint ventures and commercial interests

Like ChevronTexaco and Shell, BP Amoco is a founding member of the *California Fuel Cell Partnership*.

In May 2000, seven global energy companies announced that they had joined forces to research and develop advanced carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) separation and geologic storage technology aimed at reducing greenhouse gas emissions. BP Amoco, Chevron, Norsk Hydro, the Royal Dutch/Shell Group, Statoil, Suncor Energy and Texaco participate in the \$20 million, three and a half year *CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP)*. BP Amoco will act as project co-ordinator.

Through the CCP, the project partners aim to develop effective methods to capture significant amounts of CO<sub>2</sub> emitted from power generation and industrial sources and store the gas in geologic formations below the earth's surface. If successful, the project could lead to a notable reduction in greenhouse gas emissions across a wide range of industries, not just the energy sector.

The CCP will conduct comprehensive research on separation methods, develop procedures and guidelines for monitoring and verifying storage of CO<sub>2</sub>, and seek to encourage policies to further the technical and economic viability of CO<sub>2</sub> capture and storage. Depending on the

success, this technology development phase of the project may be followed by prototype testing and demonstration.

Also in May 2000, BP Amoco purchased an 18.5% stake in the on-line green gas and power marketer GreenMountain Energy Company. GreenMountain Energy Company is a leading provider of environmentally cleaner electricity to residential customers in California, Pennsylvania and New Jersey. BP Amoco will market power to large industrial end-users GreenMountain's brand of electricity while promoting GreenMountain's solar energy offerings through its solar energy products and services.

Source: <http://www.bp.com>  
<http://www.hyweb.de> 00-09-13  
*Oil&Gas Journal*, July 10, 2000, 77

## B.4 Statoil

### B.4.1 Main business

Statoil is wholly owned by the Norwegian state. The company is one of the largest net sellers of crude oil, and a substantial supplier of natural gas to Europe. It ranks as the biggest retailer of petrol and other oil products in Scandinavia. Statoil is also engaged in sequestration of CO<sub>2</sub> from the group's Sleipner fields in the North Sea in an offshore aquifer.

### B.4.2 Vision on hydrogen energy

For Statoil the time is not right for commitment to the broader energy business, like gas distribution. Therefore, Statoil will remain focused on its main stream business. In comparison with companies like BP Amoco and Shell, Statoil will keep on to show more characteristics of a genuine oil and gas company for the time being.

### B.4.3 Joint ventures and commercial interests

Statoil supports the demonstration of methanol-based fuel cells, as the company is the largest methanol manufacturer and distributor in Europe. Therefore, Statoil participates in a joint venture with Idatech, a subsidiary of IDACORP, Inc., Boise, Idaho (U.S.), and another large methanol producer, Methanex of Canada. This joint venture aims to demonstrate distributed power generation based on fuel cells.

A number of homes in the town of Bend, Oregon (U.S.), have been disconnected from the electricity grid during 1999 and fitted with methanol-based fuel cells capable of generating both heat and electricity. A second pilot project concerns hydrogen production with a small methanol reformer. The hydrogen will be supplied to a local metals fabricator in Albany, Oregon (U.S.).

Statoil also closed a five-year agreement with Methanex of Canada for collaboration on introduction of methanol as a vehicle fuel. Statoil, BP Amoco, Methanex, BASF, and DaimlerChrysler have founded the *European Methanol Fuel Cell Partnership*. The partners aim to develop a European pilot programme which will demonstrate how methanol can be used for cars powered by fuel cells. Plans call for the programme to be ready in 2002, and embrace all aspects of supplying, distributing and marketing methanol. Apart from the logistics and infrastructure, the project aims to gain experience with communication to consumers about the prospects of fuel cell vehicles and the suitability of methanol as a fuel.

Source: <http://www.statoil.com>

## B.5 Norsk Hydro

### B.5.1 Main business

Norsk Hydro is Norway's largest publicly owned industrial company with major activities within the production and marketing of:

- Fertilisers
- Oil and gas
- Light metals
- Petrochemicals
- Electricity

### B.5.2 Vision and activities on hydrogen energy

Norsk Hydro has much experience in the production and handling of hydrogen. This includes production based on water electrolysis as well as reforming of natural gas. A large amount of hydrogen is produced for Norsk Hydro's ammonia plants in several European countries.

The Refining & Marketing division of Norsk Hydro co-ordinates projects and marketing activities with alternative fuels, including hydrogen supply and demonstration projects with fuel cell vehicles. At present demonstration projects for hydrogen fuel cell buses in Oslo, in co-operation with the Oslo Transport Company, are in the planning stage. This will include hydrogen supply and infrastructure.

In April 1998 Norsk Hydro announced that it would develop a new concept for producing electric power from natural gas with the potential of significant reduction in the emissions of CO<sub>2</sub>. Norsk Hydro is investigating the potential for combining this new power production concept with the use of CO<sub>2</sub> in order to increase oil recovery from North Sea reservoirs.

Source: *Caddet Renewable Energy Newsletter*, March 2000, 13-15

## B.6 Gaz de France

### B.6.1 Main business

Gaz de France is one of the world's largest integrated gas companies, and has a unique position in France. Currently it operates a number of industrial co-generation power plants with a total capacity of 1,300 MW. Because of its sheer size, Gaz de France is able to diversify in other energy technologies.

### B.6.2 Vision on hydrogen

The context of increased concern over urban air pollution, global warming and fossil resources depletion encourages gas companies to join the development of hydrogen technologies. Natural gas is considered as a 'bridging energy' between the fossil fuels and the renewable energy sources with hydrogen as an energy carrier. Gaz de France is active in the following domains:

- Co-generation: demonstration of a PAFC plant near Paris, and R&D on fuel cells.
- Small-scale hydrogen production from natural gas: R&D.
- Hydrogen as a non-greenhouse gas: global cycle assessment.

- All hydrogen technologies (safety and regulations, transmission, storage): technology watch.

Apart from these activities more or less direct related to hydrogen, Gaz de France is active in large-scale underground storage of natural gas as well as refinery gases.

### B.6.3 Joint ventures and commercial interests

In July 2000, Gaz de France and Hydrogen Burner Technology, Inc. (HBT), Long Beach, California (U.S.) signed a strategic agreement which gives Gaz de France the right to distribute and provide components, spare parts and warranty services for HBT's systems in Europe. The agreement also expands Gaz de France's ongoing support in the development of commercial and industrial products. Additionally, Gaz de France has made a substantial equity investment in HBT.

Source: <http://www.gazdefrance.com>

*The Clean Fuels Report*, September 2000, 76

J.W. van Gelder: *Nieuwkomers op de Nederlandse energiemarkt*. Gas, februari 2000.

## BIJLAGE C ENERGY COMPANIES

### C.1 Reliant

Houston based Reliant Energy has signed a licensing agreement with Texas A&M University System to develop and market what it calls “important advancements” in PEM fuel cell technology. The fuel cell system, developed by A. John Appleby, director of the university’s Center for Electrochemical Systems and Hydrogen Research (CESHR), part of the Texas Engineering Experiment Station (TEES). College station, TX was described as differing from other PEM technologies by using common, previously overlooked materials in the manufacturing process and operating at low temperatures and pressures. The design was described as suitable for fuel cells ranging from 7.5 kW to 150 kW. Neither Reliant, a large international energy services and energy delivery company, nor Dr. Appleby would provide any details.

Source: *The Hydrogen & Fuel Cell Letter*, August 2000, 5

### C.2 IDACORP

IDACORP, Inc., Boise, Idaho (U.S.) is the parent company of both Idaho Power Company and an unregulated subsidiary Ida-West Energy Company. Under the holding company structure, Idaho Power provides electricity to 700,000 people in a service territory covering southern Idaho, eastern Oregon and northern Nevada. The company owns and operates 17 hydroelectric plants on the Snake River and its tributaries. It also owns interest in three coal-fired generating stations. Ida-West was formed in 1989 to develop, finance, construct, acquire, own and operate electric power generation facilities. Ida-West is actively marketing new projects to utilities in the West and is seeking acquisition of operating facilities and projects under development throughout the United States and Canada.

In 1996 IdaTech, then called Northwest Power Systems, was created by a research chemist and a business executive. The mission of IdaTech is to lead the world in the development, manufacture and sales of small-scale fuel-cell systems and their components. Majority interest in the company was recently acquired by IDACORP, Inc. but IdaTech is still run by its founders and original directors.

The core technology of IdaTech is a patented fuel processor, remarkable both by its small size and for the purity of the hydrogen it produces. The fuel processor is integrated in fuel cell systems ranging from 1 to 3 kW which are offered for the home, business and consumer markets. IdaTech is looking for strategic partners in order to enhance the marketing of fuel cells. The opportunities to become involved can commercially benefit many, including:

- Energy utilities
- Distributors/commercial buyers
- Fuel providers
- Parts and component suppliers
- Fuel cell and renewable energy organizations
- Government agencies
- Power conditioning manufacturers for UPS applications
- Investors

A three-months of field testing of IdaTech's patented alpha fuel cell system for residential applications has been completed. The Bonneville Power Administration (BPA) allowed IdaTech to proceed with the design and production of the first block of 50 beta fuel cell systems for testing in 2001. Commercialization of the fuel cell systems is projected for 2002.

IdaTech and BPA testing this summer is conducted is being conducted at a variety of electric utility customer sites in the Pacific Northwest, including those of the Central Electric Cooperative (CEC) in Redmond, Oregon; Consumer's Power Incorporated (CPI) in Philomath, Oregon; Fergus Electric in Lewistown, Montana; Lincoln Electric in Eureka, Montana; and Energy Northwest in Richland, Washington, among others. The testing was conducted under a May, 1999, purchase agreement with BPA to purchase 110 IdaTech fuel cell systems, rated at 3 kW, which is ample for an standard 2,000-square-foot home. BPA is an agency of the U.S. Department of Energy. The utilities involved in the approximately three years of field-testing include public utility districts and electric power cooperatives located in the Pacific Northwest.

As part of this project, a number of homes in the town of Bend, Oregon (U.S.), have been disconnected from the electricity grid during 1999 and fitted with methanol-based fuel cells capable of generating both heat and electricity. This activity is financed by a joint venture of IDACORP, Statoil and Methanex of Canada. A second pilot project concerns hydrogen production with a small methanol reformer. The hydrogen will be supplied to a local metals fabricator in Albany, Oregon (U.S.).

Source: <http://www.idahopower.com>  
<http://www.idacorpenergy.com>  
<http://www.idatech.com>

### C.3 Innogy

Innogy, the UK business of National Power, announced at 21 August 2000 agreements to bring its energy storage technology known as Regenesys<sup>TM</sup> to both sides of the Atlantic.

Under the terms of the agreement with National Grid Company of the UK, Innogy expects to provide the UK's first fuel cell storage capability – alongside a combined cycle gas turbine station, to maintain supplies to the grid in the event of system failure. Innogy has also signed an initial agreement with US Utility Tennessee Valley Authority (TVA) that could lead to the construction of the first Regenesys plant in North America.

This energy storage technology could change the way power systems are designed and operated. Regenesys has been tested at Innogy's Aberthaw power station in South Wales since 1996, and the first utility-scale commercial plant is ready for construction.

Subject to the usual consents, the UK plant will be built at Little Barford in Cambridgeshire adjacent to Innogy's combined cycle gas-fired power station, and will take around 18 months to construct.

The innovative Regenesys technology has been developed by an international team led by British scientists and engineers. The electro-chemical process operates like a giant rechargeable battery: it can store electricity when demand and costs are low, and can release energy quickly when it is needed to demand.

The Regenesys energy storage technology is based upon a regenerative fuel cell. It has some similarities to a conventional fuel cell (such as being based on a proton exchange membrane)

but operates like a large, rechargeable battery. The fuel cells are made of low cost materials, can be mass-produced and operate at ambient temperature and low pressure.

Source: <http://www.national-power.com>

*The Clean Fuels Report*, September 1999, 101-102

## BIJLAGE D GOVERNMENTS

### D.1 Canada

The Canadian National Hydrogen Research and Development Program (CNHP) was initiated in the late seventies. It is managed by the Canada Centre for Minerals and Energy Technology (CANMET), which is the R&S arm of National Resources Canada (NRC). NRC has been mandated to develop and/or evaluate hydrogen systems for transportation and stationary applications, including off-grid applications. It includes fuel cell and fuel cell-related projects.

Canada has become recognised as a world leader in fuel cell technology. Additionally, Canada's R&D efforts in the area of hydrogen production, purification and refuelling technologies are addressing how to supply hydrogen fuel to vehicles and other equipment in a sustainable and economic fashion. Storage technologies provide solutions for safe storage and transportation of hydrogen.

In December 1997, Canada, along with other developed countries agreed to reduce their emissions of greenhouse gases (GHGs). For Canada the Kyoto protocol calls for a 6% reduction of GHGs from 1990 levels by the year 2010. This level of reduction within the time frame outlined represents a fundamental change in the way in which energy is produced and used.

The overall federal government's response to climate change is being co-ordinated by a committee lead by the Deputy Ministers of Natural Resources Canada and Environment Canada. The Committee is responsible for putting in place a co-ordinated federal action plan to respond to the Kyoto challenge and to engage Canadians in longer term solutions. Part of the activities will include the management of a detailed interdepartmental work program.

As part of this work program, Natural Resources Canada, the federal ministry responsible for policies and programs related to the energy sector, is undertaking a major policy research project on the potential role of energy technologies in long term climate change strategies. The Energy Technology Futures project (ETF) will look beyond the existing technology pool to develop a set of scenarios of energy service demands, innovative technology options and fuel sources. Technology and fuel sets that contribute substantively to GHG emissions reductions will be identified from these scenarios. Perspectives will be developed for the following service demands and fuels:

- Mobility
- Drives
- Process Heat
- Buildings: Space Conditioning and Illumination
- Hydrocarbon Fuels
- Alternative and Renewable Energy
- Hydrogen
- Electricity Production
- Electricity Transmission & Storage

The perspectives will identify and describe key technologies within each area, outline their status and expected time to market, and identify potential applications as well as bridging and other technologies that need to be in place for these technologies to be adopted. As to hydrogen, the following key hydrogen technology issues were identified by the Hydrogen Focus Group:

- Lightweight, rapid adsorption/release, high-energy density materials for transportation.
- Reversible fuel cells for use in cars, ships etc.



- A process to develop hydrogen from nuclear sources, having solved the problems of nuclear waste.
- Develop slush hydrogen, superconducting magnets etc. for hydrogen storage.
- Develop storage technologies for gaseous/liquid fuels in general. Develop hybrid systems using fuel cells, gas turbines, new hybrid fuels (e.g. diesel plus hydrogen fuel).
- Develop electrochemical methodology for reduction of carbon dioxide emissions.
- Develop intelligent controls for mobile/residential power sources.

Recently, the ‘Government of Canada Action Plan 2000 on Climate Change’ (abbreviated to ‘Action Plan 2000’) was published. It reflects the Government of Canada’s intentions with respect to achieving the target of greenhouse gas (GHG) emissions reduction established in the Kyoto Protocol. It will reduce Canada’s GHG emissions by about 65 megatonnes per year during the commitment period of 2008-2012. This is one third of the target. The remainder of Canada’s Kyoto target will be addressed by actions in future plans.

Among the measures decided upon in the ‘Action Plan 2000’ are measures with respect to *fuel cell vehicles*. This initiative would establish a Canadian transportation fuel-cell partnership, involving fuel-cell suppliers, fuel providers, the automobile industry and government. It will demonstrate options for refuelling as well as address regulatory barriers to the increased use of fuel-cell vehicles. Canada is a world leader in this new fuel-cell technology that has the potential to be a long-term answer to reducing GHG emissions. The Government of Canada will work with provinces, territories and partners pursuing this initiative.

Since the mid-70s, the Government of Canada has been encouraging the development of alternative transportation fuels and technologies. The national government, in collaboration with private sector companies, announced in August 2000 the launching of the National Fuel Cell Research and Innovation Initiative, a program designed to maintain Canada’s leadership in fuel cell technology and development capabilities. The government is contributing C\$30 million toward the initiative’s research agenda.

The National Fuel Cell Research and Innovation Initiative will establish a National Fuel Cell Research Facility at the National Research Council’s (NRC) Innovation Center in Vancouver, British Columbia. It will also introduce a RDD&D program supported by NRC, the national government energy department, Natural Resources Canada, and the Climate Change Action Fund. In addition the initiative will provide a C\$14 million fund to lever private sector support for new industry collaborations with researchers in NRC institutes and Canadian universities.

To date the Canadian federal government has provided over C\$73 million to support fuel cell and fuel cell systems development in Canada. With regard to the new investment in the National Fuel Cell Research and Innovation Initiative, C\$20 million will come from the Industry Portfolio and C\$10 million from TEAM, another government funding mechanism. The investment brings the total federal commitment to fuel cells to over C\$100 million.

Partnering with local governments and the private sector plays a key role in the growth and development of the fuel cell industry in Canada. The provincial government of British Columbia has provided over C\$21 million to the fuel cell industry. The government of Québec has jointly funded many hydrogen projects led by Natural Resources Canada. Stakeholders in Québec include l’Institut de recherche sur l’hydrogène in Trois Rivières and research units of Hydro Québec.

Source: T. Riis: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....  
*Government of Canada Action Plan on Climate Change*. Natural Resources Canada,  
<http://www.nrcan.gc.ca>  
*The Clean Fuels Report*, September 1999, 102-103

## D.2 Denmark

Denmark has a modest hydrogen energy program, involving three hydrogen vehicles. They are a retrofit gasoline passenger car fitted with a hydrogen injection system, a fuel cell powered Fiat vehicle powered by a De Nora PEM fuel cell, and a fuel cell powered bus built by MAN with liquid hydrogen storage. The hydrogen energy program was established in 1998. According to targets formulated by the Danish government, wind energy (on- and offshore) should have a share of 50% in power generation in 2030 (nowadays approximately 15%). Therefore, the Danish government foresees a growing market for hydrogen based on renewables, particularly wind energy.

Source: *The Clean Fuels Report*, December 2000, 78-79

## D.3 Germany

In Germany hydrogen R&D is not an energy R&D programme of its own, but it is part of other energy R&D programs. Funding of hydrogen and fuel cell technologies has been reduced continuously during the last several years by the German Federal Ministry for Education and Research (BMBF), and since the start of 1999, by the German Federal Ministry for Economics and Technology (BMWi). Hydrogen R&D funding had its peak in 1991 and has been reduced by almost a factor of 20 since. Fuel cell funding had its peak in 1995 and has fallen by 30% since. Recently, the government has chosen a more pro-active approach, taking into account the budget made available in 1999 for a three-year research program on hydrogen storage in carbon structures (DM 2 million). Indicative of a change in policy are statements from German politicians during HYFORUM 2000 and the substantial increase of fuel cell funding for 2001.

Hydrogen R&D started in 1986, when Germany and Saudi Arabia signed a co-operation agreement, called HYSOLAR. The project focused on solar hydrogen RD&D, with involvement of universities and research institutes in both countries. It covered PV/electrolysis test facilities and R&D on hydrogen utilisation in fuel cells, combustion engines and catalytic burners.

Recently, expert meetings identified among others the following R&D needs:

- Fuel cells for mobile and stationary application. Taking into account the enormous industrial commitments with respect to automotive fuel cell development, any need for public funding has to be justified explicitly. Research linked to market introduction, like establishment of codes and standards, safety issues and socio-economic studies were commended for public funding.
- Reformers, especially optimisation for methanol, diesel, gasoline and natural gas.
- Electrolysers in the range of 1 to 10 MW.
- On-board storage, e.g. under extremely high pressure or with carbon fibres.
- Materials in general for hydrogen devices.
- Systems integration.
- Systems analysis, e.g. for centralised or decentralised hydrogen production, distribution as liquid or gas.

The State of Bavaria furthers application of hydrogen technologies. It has spent so far more than DM 80 million in support of hydrogen energy, a number that will increase to DM 80 million by 2002, more than all other German states combined. Projects are mainly focused on development, demonstration and deployment in collaboration with the Bavarian industry:

- Hydrogen fuel cell bus in service in Munich

- PEM fuel cell technology for mobile applications
- Hydrogen fuel cell bus with magnetodynamic storage
- Hydrogen storage in carbon nano-tubes
- Biomass gasification combined with fuel cell
- Hydrogen storage in low-temperature metal hydride
- MCFC fuel cells for direct conversion of natural gas

One of the Bavarian projects is Solar Hydrogen Project at Neunburg vorm Wald. Founded at the end of 1986, *Solar-Wasserstoff-Bayern GmbH (SWB)* is a joint venture of Bayernwerk AG, BMW AG, Linde AG and Siemens AG. One of the original cofounders, Dasa, withdrew in 1994. Subsidies have been granted by BMBF/BMWi and the Bavarian State Ministry of Economics, Transport and Technology. SWB has operated the demonstration facility comprising system components for prospective use in a (solar) hydrogen energy scheme (a.o. fields of PV panels, electrolyzers, fuel cell plants and hydrogen refuelling stations) until 1999 when the project was finished. The overriding aim of the solar hydrogen project was long-term testing, on an industrial demonstration scale and under conditions oriented to commercial application, of major technologies of the hydrogen cycle utilizing electric power generated without emitting carbon dioxide.

Source: H. Geipel: *Hydrogen-technologies for the energy economy. Research and development strategy in Germany*. In: Hyforum 2000, .....  
*Hydrogen & Fuel Cell Letters*, October 2000  
*International Journal of Hydrogen Energy*, 23 (1998) 445  
<http://www.hyweb.de> 14/03/00  
<http://www.wiba.de>  
<http://www.solarwasserstoff.de>

#### D.4 Iceland

Iceland has considerable untapped reserves of renewable energy, notably hydro power and geothermal energy. Together with the harnessing of the energy potential for economic development in Iceland, there may be more phases in the future – the next decades rather than years. One of the most attractive options is production of alternative fuels, such as hydrogen.

VistOrka, an Icelandic private company, together with DaimlerChrysler, Norsk Hydro and Shell International, recently signed a joint venture agreement on co-operation on hydrogen as an alternative energy carrier. The Government is not involved in the studies of the companies. However, the Government of Iceland is considering to provide financial support for a project on hydrogen fuelled buses in the capital Reykjavik.

Source: V. Sverrisdóttir: *Iceland's renewable power sources*. In: Hyforum 2000, .....

#### D.5 Japan

In Japan, R&D on hydrogen energy was started in 1974 as part of the New Sunshine Program. The project is called WE-NET (the International Clean Energy Network using Hydrogen Conversion: World Energy Network). The implementation of the long-term WE-NET project started in 1993 and has been assigned to the New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO).

WE-NET is a large-scale, multi-phase project that will provide a solution to the global dilemma of producing and utilising energy, while simultaneously preserving the environment. Goals of the programme are as follows:

- to establish global, clean-energy network using hydrogen produced by renewable sources,
- to improve air quality and reduce CO<sub>2</sub> emissions, and
- to assure adequate future energy and fuel sources.

The project is divided into three phases extending over a 28 years period until 2020. The total budget is \$ 2400 million of which \$ 80 million is for phase I. Under the WE-NET programme, a wide range of R&D activities is being conducted by combining the efforts of Japanese industry, government and universities, and by co-operating with research institutes and corporations in overseas countries.

During Phase I, which has finished in 1998, basic R&D on fundamental technologies necessary for optimisation of the energy network system was conducted. This work included a variety of hydrogen production, storage and transport technologies such as:

- Assessment of hydrogen energy systems
- Water electrolysis using solid polymer electrolytes
- Hydrogen liquefaction
- Storage/transport technology for liquid hydrogen
- Hydrogen storage in metal hydrides
- Hydrogen utilisation in diesel engines, fuel cells and vehicles
- Hydrogen combustion turbine technology

Phase II is now underway and is focused on integrating and advancing the results of the research and development work in Phase I. Specific projects in Phase II include:

- Hydrogen Vehicle System Component Technology Related to a Metal Hydride Tank System
- Hydrogen Refuelling Station; this pilot project is 18 months ahead of the original schedule in order to reduce the first-to-market time
- Hydrogen Absorbing Alloy for Vehicle and Stationary Tank
- Hydrogen-Fuelled Solid Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell

In Phase II, the developments from Phases I and II will be integrated into a pilot system for verification.

Another organisation, the Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE), manages together with the New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) a research programme since 1992. The aim of the program is to contribute to international advancement in global environmental technology and to enhance international co-operation by funding outstanding international joint teams. One of the programme themes is Global Warming, which includes CO<sub>2</sub> fixation and utilisation, and production technologies of hydrogen.

Source: T. Riis: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....  
<http://www.ena.or.jp/WE-NET>  
<http://www.rite.or.jp>

## D.6 Netherlands

In the Netherlands, several hydrogen-related projects are carried out. These activities are part of the New Energy Conversion Systems and Technologies (NECST) National Energy Program, managed by the Netherlands Agency for Energy and the Environment (NOVEM). There is no separate national program on hydrogen. Within the national program focused on the long-term reduction of carbon dioxide emissions, hydrogen is a key player in a number of areas, including upgrading of fuels and chemicals and as a storage medium for renewable energy resources. The approach is to implement hydrogen gradually into existing energy systems, starting with

residual hydrogen from the chemical industry and then transitioning to renewably produced hydrogen. Hydrogen related R&D activities are the development of advanced burners, fuel cell research (MCFC and PEM fuel cells), and evaluation of a process involving direct conversion of biomass into methane (hydrogasification). Besides ECN, also Gastec is involved in fuel cell and hydrogen related R&D, e.g. with respect to hydrogen production based on reforming of natural gas. Furthermore, the government recently facilitated a feasibility study with respect to CO<sub>2</sub> injection for coal-bed methane production.

To develop a long-term energy policy, the Dutch Ministry of Economic Affairs recently organised a conference in the framework of a report called *Lange Termijn Visie Energievoorziening*. In this report, four different scenarios of the energy supply in the Netherlands in 2050 are sketched. In three of them, hydrogen plays at least a role as a transportation fuel, and depending on the wishes of the customer, it may also be used for stationary applications.

Source: T. Riis: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....  
*Brief van de Minister van Economische Zaken*. Tweede Kamer, vergaderjaar 2000-2001, 26603, nr. 35.

<http://www.gastec.com>

*Energie en samenleving in 2050: Nederland in Wereldbeelden*, August 2000,

<http://www.minez.nl/energie/live.pdf>

## D.7 Norway

Although there is no formal hydrogen program in Norway up to now, an increasing number of activities can be observed with respect to hydrogen as an energy carrier. Around thirty scientists at seven to eight Universities/Research Institutes are engaged in hydrogen research and development. Additionally, Norwegian industry, with a strong background in hydrogen production and use, is becoming increasingly engaged. Expenditure in 2000 is estimated at 20 million NOK (~ 2.3 million US\$), of which more than 50% will be from industry. A study group of Norwegian industry and institutes has carried out a comprehensive study for the Research Ministry on further R&D areas, which should be intensified in a national strategy.

With respect to hydrogen production: multiple production methods are being investigated including (advanced) water electrolysis and photobiological conversion of water, pyrolytic cracking of fossil fuels, and steam reforming/partial oxidation of fossil fuels combined with carbon sequestration for reduced climate impact.

With respect to hydrogen storage, both metal hydrides and carbon adsorbents are being investigated as storage options for stationary and mobile applications.

Utilisation options for hydrogen include fuels cells in transportation applications, and hydrogen in central or distributed power generation.

Demonstration projects are currently underway to further the early application of the technologies and to familiarise the public with alternative energy systems:

- Bus project: hydrogen/fuel cell buses are operated in regular service from August 1999.
- Ferry project: replacement of diesel fuel with natural gas on car ferries has started; a next step will be to introduce hydrogen and fuel cells.
- Energy park at Agder College: this demonstration park includes photovoltaic fields, water electrolysis, photobiological hydrogen production, hydrogen storage, alkaline and PEM fuel cells.

In addition to these RD&D activities, the ongoing commercial activities involving the production and utilisation of hydrogen will be important for future increased market share of hydrogen. Some of these include:

- Electrolysis. Norsk hydro has a long tradition in electrolytic hydrogen production. Their technological base is alkaline electrolyzers, which they continue to improve.
- Hydrogen and carbon black. The CB&H (Carbon Black and Hydrogen) process developed by the Norwegian Kvaerner has been commercialised recently.

Source: T. Riis: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....  
*National Feasibility Study of Hydrogen in Norway*.

## D.8 Spain

Although Spain does not have a formal national hydrogen program, the Spanish Ministry of Defense has funded a number of hydrogen production, storage and utilisation projects. Since 1988, the hydrogen-related activities have been managed by the Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA). The main areas of focus are the use of hydrogen as a storage medium for solar electricity and integrated hydrogen systems – Solar PV-Electrolysis-Fuel Cell – for various applications, including non-centralised power generation, transportation and manned space missions.

One area of focus is solar hydrogen production. A pilot plant for demonstration of solar hydrogen production in conjunction with metal hydride and pressurised gas storage was constructed in the southwestern part of Spain.

With respect to fuel cells: system performance comparison of a PAFC fuel cell for operation with reformed methanol or pure hydrogen, as well as testing of PEM fuel cells for transportation applications are being conducted.

Finally, with respect to hydrogen storage: in collaboration with the Hydrogen Laboratory of UNICAMP (Brazil), work is underway to design, construct and evaluate a hydrogen storage system based on FeTi metal hydrides.

Source: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....

## D.9 Sweden

Minimising the environmental impacts of fossil fuel utilisation and, ultimately, transition from fossil to renewable energy sources are important drivers in the country's research and development strategy. The hydrogen program of Sweden consists of a limited number of high-quality research projects and case studies, as well as monitoring of international technical developments. The hydrogen activities are managed within the Swedish National Energy Administration, and, although limited in size, cover a broad range of hydrogen-related technologies. These include:

- Artificial photosynthesis for hydrogen production
- Photoelectrochemical hydrogen production
- Sustainable energy conversion with hydrogen as a storage medium
- Hydrogen storage in metal hydrides
- Fuel cell development for stationary and mobile applications

Swedish universities play an important role in the hydrogen research and development activities. Additionally, Swedish industry is now taking an active role in technology

development and demonstration. For instance, the Swedish companies Statkraft and Sydkraft are launching a test facility for hydrogen production and utilisation.

Source: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....

## D.10 Switzerland

In the Swiss National Energy Research Program, hydrogen is considered an important potential energy carrier and chemical commodity. Therefore, Switzerland keeps track of possibilities for the sustainable production, storage and utilisation of hydrogen. The main goals of the program are regional regenerative production, i.e. the conversion of solar radiation into hydrogen, substitution of fossil fuels by hydrogen, and hydrogen utilisation pathways.

Owing to the fact the implementation of hydrogen technology is often hampered by engineering, handling and safety problems, considerable efforts are directed towards new materials and materials science as key disciplines for an efficient development of hydrogen technology.

Consequently, a paramount task involves identifying niches, where hydrogen technology can be implemented in an economically and strategically reasonable way. These niches include the utilisation of hydrogen as a chemical commodity, i.e. as a reducing agent in technical processes (notably mining processes), but also as a fuel for high-temperature processes, where any trace of carbon or carbon dioxide would adversely affect the properties of the products.

R&D activities in the field of hydrogen energy and technology are financially supported and logistically co-ordinated by the Swiss Federal Office of Energy. The Swiss Hydrogen Program currently supports hydrogen production, storage and utilisation projects, as well as supporting activities, such as materials science, demonstration, economic optimisation and educational outreach.

Source: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....

A. Reller: *On hydrogen technology in Switzerland*. Hydrogen Energy Progress XII, Buenos Aires, Argentina, 21-26 June 1998, Volume 1, 455-461

<http://www.admin.ch/bfe>

## D.11 United States

The reasons for the U.S. to start a hydrogen programme were the need for energy and environmental security, the ability to compete in the world energy market and the dependence on foreign energy resources. Hydrogen energy can be a solution to a clean, sustainable, domestic energy supply.

In 1990, the U.S. Congress recognised the great potential of hydrogen as an energy carrier, and passed the Matsunaga Hydrogen Research and Development Act. This Act, a five-year plan, mandated the U.S. Department of Energy DOE to develop the critical technologies toward the implementation of hydrogen energy. The Matsunaga Act also mandated the establishment of the Hydrogen Technical Advisory Panel (HTAP), an organisation of hydrogen experts in industry and universities advising the Secretary of Energy on the status and recommended direction for the furthering of hydrogen energy development.

In 1996, Congress passed the Hydrogen Future Act, authorising the spending of 164.5 million US\$ between 1996 and 2001 on hydrogen research and development. In support of this legislation, the U.S. Hydrogen Program (USHP) has been managed by the U.S. Department of Energy's (DOE) Office of Power Technologies. Hydrogen-related activities are also conducted within other offices of the U.S. DOE, including Transportation, Fossil, and Basis Energy



Science. The programme includes R&D and technology validations addressing the introduction of hydrogen into the energy mix in terms of both transition strategies and long-term results:

- Developing hydrogen production technologies for short-, mid- and long-term targets.
- Developing low cost and low weight hydrogen storage technologies, addressing both stationary and transportation-based applications, as well as transport of hydrogen.
- Developing and optimising methods for utilisation of hydrogen in safe, efficient systems which produce little or no pollution.
- Validating sustainable hydrogen systems for utility and vehicular applications.
- Evaluating and analysing technologies and processes to identify the pathways that will enable hydrogen implementation.

With respect to hydrogen production, several processes like thermochemical, electrolytic, and photolytic processes are under development to produce hydrogen economically and in an environmentally friendly way.

The lack of convenient and cost-effective hydrogen storage, particularly for onboard vehicles, is a major impediment to hydrogen's wide scale use. Improvements in the energy densities of storage systems, reductions in cost, and increased compatibility with available and forecasted systems are required before viable hydrogen energy use will be realised.

With respect to hydrogen utilisation, the focus is on inexpensive, easy-to-manufacture membrane electrode assemblies for PEM fuel cells and reversible fuel cells for stationary applications.

Technology validation is another important effort. The overall goal of 'technology validation' is to support industry in the development and demonstration of hydrogen systems in the utility, residential and transportation sectors, which is realised by:

- Industry participation through competitive solicitations for long-term development and proof-of-concept testing;
- Integrate renewable energy resources with hydrogen storage in remote, distributed power scenarios;
- Test the viability of hydrogen production, storage, and refuelling stations within several clean clusters;
- Evaluate remote and residential "total energy" PEM fuel cell systems; and
- Develop hydrogen-based operating experience acceptable to meet safety codes and standards.

One of the programmes which has been initiated by DOE's Office of Transportation Technologies is the *Partnership for a New Generation of Vehicles (PNGV)* between the automobile industry (Ford, General Motors, and DaimlerChrysler) and DOE. In this programme, fuel cell vehicle systems are investigated that use either carbon-based liquids or hydrogen stored onboard to feed the PEM fuel cell.

Furthermore, the U.S. Hydrogen Program includes studies on economic feasibility, technical viability and environmental impact of current and developing hydrogen technologies. The program also addresses promotion and education of the public, decision-makers and business leaders about opportunities and progress towards the establishment of an energy infrastructure with hydrogen as a clean, safe fuel.

The size of the program has increased significantly over the last decade from 1.4 million US\$ in 1992 to the fiscal year 2000 budget of 24.6 million US\$. For the fiscal year 2001, a budget of 29.7 million US\$ has been requested, but chances are that it will go down substantially. The growth of fuel cell technology will provide a base for the establishment of the hydrogen option into both transportation and electricity supply markets. Recently, the requested funding of the



DOE fuel cell programme for both stationary and transportation application for the fiscal year 2001 (100 million US\$) was fully approved by the government.

Source: *National programs of the IEA member countries*. In: Hyforum 2000, .....  
*Hydrogen & Fuel Cell Letters*, November 2000.  
*Strategic Plan for DOE Hydrogen Program*, January 1998, downloadable from  
<http://www.eren.doe.gov/hydrogen>

## D.12 European Union

The 5<sup>th</sup> Framework Programme includes hydrogen activities, even if no specific reference is made to hydrogen, following the policy of the European Commission to orientate and fund research according to broad objectives.

In the programme ‘Energy, environment and sustainable development’, the activities are concerned with the generation of electricity and or heat with reduced CO<sub>2</sub> emissions from biomass or other fuels. Moreover, development, demonstration, integration of new and renewable energy sources into energy systems is foreseen. Specifically for fuel cells: independent evaluation of their performance against standardised measurement procedures, study of materials involved, possibilities for improvement.

In the programme ‘Competitive and sustainable growth’, the activities are concerned with storage and use. In particular, R&D work on the optimisation of production and pre-treatment of nano-tubes or other ‘caged molecules’.

Moreover, as a broader issue for transportation, the focus is on the research, technological development and demonstration activities which should lead to validated advanced concepts capable of meeting all public and user demand for sustainable mobility and improved safety while reducing the environmental impact. Specifically, items like guidelines, safety standards, licensing procedures will be handled.

Below, two main hydrogen projects funded by the European Union are presented.

### *Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP)*

In 1988, the European Commission and the government of Québec came to an agreement to investigate jointly the perspectives of renewably produced hydrogen as clean fuel. Together with European and Canadian industrial companies and research organizations the various steps of the project should be carried out.

In a detailed feasibility study between 1989 and 1991 (EQHHPP Phase II) it was investigated whether 140 MW of surplus electricity produced in existing hydropower plants (which could not be fed into the existing electric grid) could be converted into hydrogen, transported to Europe and applied there in various end-use technologies. By 1991 the general feasibility could be proven with a 15% cost accuracy. In 1992, an additional investigatory phase on various scientific and technological questions as well as on approval issues concerning the delivery of liquid hydrogen to the port of Hamburg was carried out. In parallel, a financial engineering phase took part during 1991 and 1992. During this phase it turned out that the required funding of approximately 1 billion U.S.\$ could not be raised in a joint effort by the participating industry, national governments and the European Commission.

Therefore, on recommendation by the European Parliament, the focus was shifted to the development, realization, testing and demonstration of key hydrogen application and infrastructure technologies, such as buses, aircraft jet engine, transport containers and co-generation units. The demonstration phases III.0-2 (1992-1995), III.0-3 (1993-1998) and III.0-4 (1994-1998) have generated plentiful experience and technological improvements in the field of hydrogen energy. In the 10 year project duration a total budget of approximately 50 MECU has

been allocated to hydrogen technology, out of which approximately 18.7 MECU or a minimum of 37% were funded by the EU.

#### *European Integrated Hydrogen Project (EIHP)*

The main focus of the proposed project is to come to a harmonized approach for the licensing and approval of hydrogen related vehicles, infrastructural equipment and components (e.g. from the EQHHPP), and other hydrogen vehicles and infrastructure equipment presently existing or being planned for the very next years). In order to achieve this goal, appropriate risk analysis instruments (e.g. fault tree analysis FTA, failure mode and effects analysis instruments FMEA) for existing hydrogen vehicles and infrastructure equipment shall be worked out creating a more profound and comparable basis for discussion with the licensing authorities.

The following activities have already been performed in the project:

1. Survey of existing European rules and regulations for licensing and evaluation of these rules and regulations as a basis for discussion [in Task 1 and Task 2].
2. Identification of rules and regulations already eligible for harmonization [in Task 3].
3. Identification of deficits in licensing practices [in Task 4 and Task 5].
4. Research and safety studies needed as a preparation for standardization activities [in Task 4, 5, 6 and 7] (Safety concepts and risk analysis for LH2 and LNG vehicle/storage systems; Investigation of licensability of vehicle refueling systems: Safety studies comprising detailed modeling of dispersion, combustion and explosion phenomena in free, semi-confined and confined spaces; Collecting operation experience from past and ongoing projects; R&D leading to minimum certification infrastructure and standard licensing processes for compressed gas vehicles, especially H<sub>2</sub>; Experimental investigation of two-phase flow in an existing safety valve for cryogenic tanks; Investigation on high strength steel tanks and refuelling systems).
5. Proposal for pre-normative rules as well as, where indicated, proposal for a vehicle operation and infrastructure test programme in view of the identified deficits and proposed improvements together with authorities [in Task 10].

EIHP is the first internationally integrated activity for the harmonization of rules, regulations and safety requirements jointly involving technology companies, vehicle operators and licensing authorities in the field of hydrogen technologies. It provides the basis for global harmonization initiatives in the field of hydrogen technologies, and furthermore detailed activities in harmonizing standards and codes of practice for H<sub>2</sub> refueling infrastructure.

At the same time it serves as programme for dissemination and formation of acceptability in Europe, making use of already developed European prototype technology and initially available approval experience, available from only very few operators, authorities and technology companies at present.

This technical and administrative knowledge shall be shared among the interested member states of the EU. Valuable experience from the approval of CNG and LNG technology will also be considered in EIHP. In Phase I a total budget of 2.5 MECU was consumed, out of which 1.3 MECU or 50% were funded by the EU.

The deficit of Phase I was that a suitable platform for the pan-European harmonization of infrastructure components could not be identified; a platform has still to be defined. Thus, it was decided to continue with the EIHP work into Phase II with the following continued or newly defined tasks:

- monitoring/development of the draft proposal documents,
- refueling procedures (LH<sub>2</sub> and CGH<sub>2</sub>),
- determination of optimum CGH<sub>2</sub> storage pressure,
- worst case safety scenarios and boil-off management,
- periodic inspection procedures for vehicles and infrastructure components,
- validation of regulations for vehicles and related components,
- validation of standards and codes of practice for refueling stations,

- validation of for subsystems and
- efforts for global harmonisation between US/EU activities on standards, regulations and approval procedures.

Companies and institutions for EIHP Phase I:

- Air Liquide SA, France
- Bayerische Motoren Werke AG, Germany
- EC-Joint Research Centre Ispra, Italy
- Hamburgische Electricitäts-Werke (HEW), Germany
- Hydrogen Systems NV, Belgium
- Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, Spain
- L-B-Systemtechnik GmbH (co-ordinator), Germany
- Messer Griesheim GmbH, Germany
- Renault, France
- AB Volvo, Sweden

Phase II of EIHP is currently in the application pipeline for funding. The list of partners has about doubled) mainly partners from automotive, petroleum and infrastructure industry) and 80% of Phase I partners continue their work into Phase II.

As existing standards such as ASTM, DIN, CEN and ISO do not have legal status in many countries the goal of EIHP is to achieve an ECE platform to establish a Europe wide legally binding set of standards, rules or regulations. Furthermore, by using the ECE platform it is the intention to later reach the global harmonization of the European efforts, Europe and its countries being members. It is however not yet clear which will be the body for a Europe wide or even global certification of stationary equipment.

Source: A. Bahbout et al: *Hydrogen activities in the European Union work-programme*.  
<http://www.hyweb.de>



## BIJLAGE E PRODUCTIETECHNOLOGIEËN

In deze appendix wordt de stand-der-techniek van een aantal technologieën voor waterstofproductie gegeven in de vorm van factsheets.

Ter toelichting op de tabel:

- De stand der ontwikkeling varieert van laboratoriumfase A, via demonstratiefase B (midden schaal) tot conventioneel C (volle schaal).
- De investeringskosten variëren van 10 tot 100 \$ per GJ geproduceerde H<sub>2</sub> (LHV): 10 – 16, 16 – 24, 24 – 40, 40 – 60, 60 - 100.
- De H<sub>2</sub> prijs varieert van 5 tot 40 \$ per GJ geproduceerde H<sub>2</sub> (LHV): 5 – 7, 7 – 10, 10 – 16, 16 – 24, 24 – 40. De kosten van CO<sub>2</sub> opslag zijn niet inbegrepen.
- Onder rendement wordt verstaan: de verhouding van de totale energie-output en totale energie-input, waarbij onder energie-input (energie-output) wordt verstaan de verbrandingswaarde van de benodigde (geproduceerde) fossiele brandstof en toegevoerde (gegenereerde) elektrische energie.
- De CO<sub>2</sub>-emissie, uitgedrukt in het aantal mol CO<sub>2</sub> per mol geproduceerde H<sub>2</sub>, varieert van 0 tot 2.5 volle schaal.
- De capaciteit loopt van 0.01. 10<sup>6</sup> – 3. 10<sup>6</sup> Nm<sup>3</sup> per dag.
- De periode waarin de technologie een rol speelt loopt van ‘efficiënt fossiel’ (E) via ‘schoon fossiel’ (S) tot ‘duurzaam’ (D). Hier kunnen dus meerdere vakken ‘zwart’ zijn.
- Acceptatie is kwalitatief gewaardeerd.

	laag		hoog		
ontw.status	A		B		C
rendement	0 - 20	20 - 40	40 - 60	60 - 80	80 - 100
CO <sub>2</sub> -emissie	0 - 0.5	0.5 – 1.0	1.0–1.5	1.5 – 2.0	> 2.0
inv.kosten	< 16	16 - 24	24 - 40	40 - 60	> 60
H <sub>2</sub> prijs	< 7	7 – 10	10 – 16	16 – 24	> 24
capaciteit	0.01 - 0.03	0.03 - 0.1	0.1 - 0.3	0.3 – 1	1 - 3
periode	E		S		D
acceptatie	laag			hoog	

## E.1 STEAM-REFORMING

### *Beschrijving*

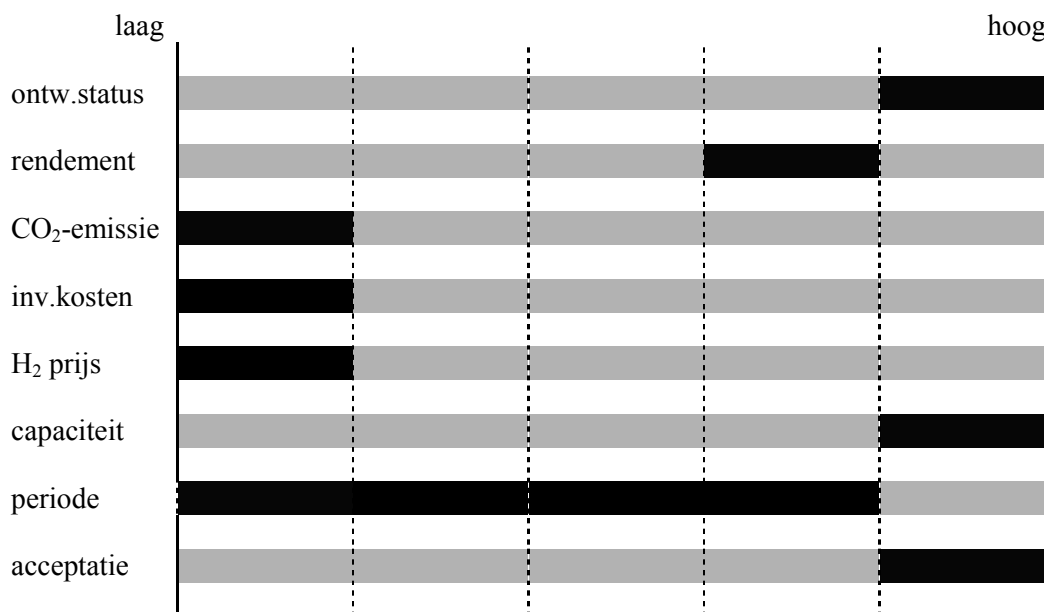
Waterstofproductie uit koolwaterstoffen d.m.v. steam-reforming omvat de volgende stappen:

- synthesesegas generatie;
- water-gas shift reactie;
- gasreiniging.

In de eerste stap wordt het koolwaterstof met processtoom gereformed over een katalysatorbed bij hoge temperatuur (tussen 760 en 925 °C) en druk (tot 35 bar). De steam-reforming reactie is endotherm. Doorgaans wordt een nikkel als katalysator gebruikt. Ter bescherming van de katalysator moet het gas eerst worden ontzwaveld. Hierna wordt het gas gekoeld en gaat naar de shiftsectie. De shiftsectie bestaat gewoonlijk uit een hoge en lage-temperatuur shiftreactor. In de laatste stap wordt waterstof gescheiden van CO<sub>2</sub>. Voor gasreiniging zijn 2 standaard technieken beschikbaar: wet-scrubbing en pressure swing adsorption (PSA).

Steam-reforming is een commerciële, relatief goedkope technologie voor H<sub>2</sub> productie uit koolwaterstoffen. Aangezien de koolwaterstoffen volledig moeten kunnen worden verdampt zonder koolstofvorming, werkt het proces alleen voor lichte koolwaterstoffen zoals aardgas en nafta.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Stoom.

### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

Foster Wheeler Constructors Inc. (Clinton, NJ, USA), Haldor Topsoe (Kopenhagen), Howmar Inc. (Tyler, TX, USA), Linde AG (Wiesbaden), Lurgi AG (Frankfurt), MW Kellogg Company (Houston, TX, USA).

### *Opmerkingen*

De H<sub>2</sub> prijs wordt sterk bepaald door de grondstofprijs (60% voor aardgas) en de capaciteit (voor een plant waarvan de capaciteit een orde van grootte lager is dan boven is de H<sub>2</sub> prijs ca. een factor 1.8 hoger).

### *Literatuur*

1. J.R. Rostrup-Nielsen: *Catalytic Steam Reforming*, uit *Catalysis: Science and Technology V*, uitgegeven door J.R. Anderson en M. Boudart, 1983.
2. M. Steinberg en H.C. Cheng, *International Journal Hydrogen Energy*, **14** (1989) pp 797-820.
3. L. Basye en S. Swaminathan: *Hydrogen Production Costs – A Survey*. DOE rapportnr. DOE/GO/10170-T18, december 1997.
4. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## E.2 KOLENVERGASSING

### *Beschrijving*

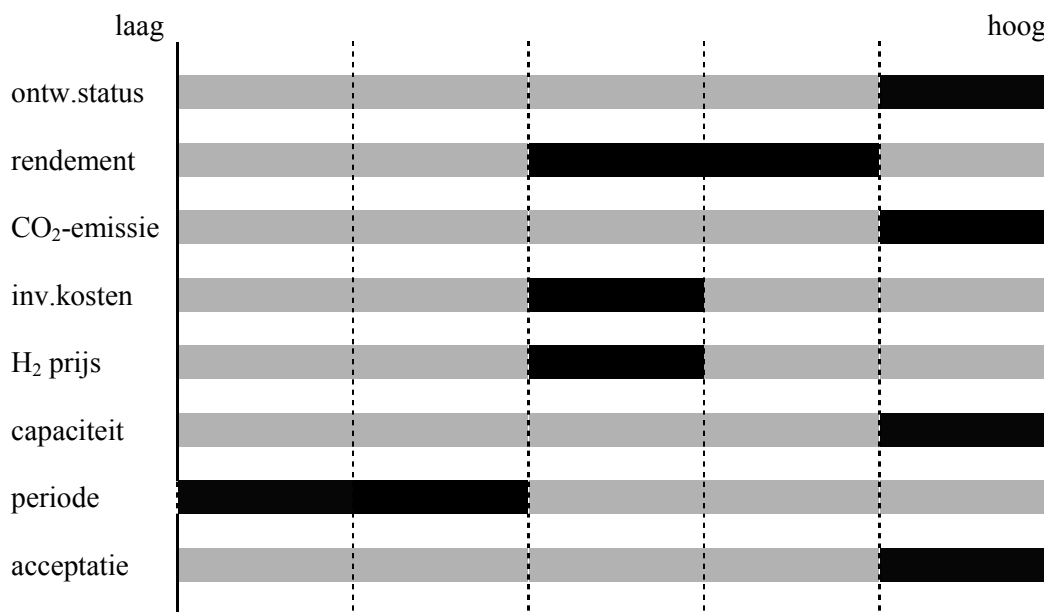
Waterstofproductie uit steenkool d.m.v. vergassing omvat de volgende stappen:

- synthese gas generatie;
- water-gas shift reactie;
- gasreiniging.

In de eerste stap wordt het verpulverde kool snel geoxideerd met zuurstof en stoom bij hoge temperatuur (tussen 1100 en 1300 °C) zonder katalysator. Het ruwe gas wordt gekoeld met warmte-terugwinning. Asdeeltjes worden verwijderd evenals zwavelverbindingen alvorens het gas de shiftsectie ingaat. De shiftsectie bestaat gewoonlijk uit een hoge en lage-temperatuur shiftreactor. In de laatste stap wordt waterstof gescheiden van CO<sub>2</sub>. Voor gasreiniging zijn 2 standaard technieken beschikbaar: wet-scrubbing en pressure swing adsorption (PSA).

Waterstofproductie uit steenkool d.m.v. vergassing is een goed ontwikkelde, commerciële technologie die alleen kan concurreren met steam-reforming als aardgas of olie duur is (b.v. Zuid-Afrika en China). Drie typen vergassers worden gebruikt: 'fixed-bed', 'fluidised-bed' en 'entrained flow'.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zwavel.

### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

Texaco Inc.

### *Opmerkingen*

De H<sub>2</sub> prijs wordt in geringe mate bepaald door de grondstofprijs (25%) en de capaciteit van de plant. Er zijn 2 commerciële processen: het Koppers-Totzek proces en het Texaco proces. Bij het eerste vindt vergassing onder vrijwel atmosferische condities plaats, bij het tweede proces



gebeurt dat bij 55 bar. Het rendement van het Texaco-proces is iets hoger dan dat van het Koppers-Totzek proces.

*Literatuur*

1. M. Steinberg en H.C. Cheng, *International Journal Hydrogen Energy*, **14** (1989) pp 797-820.
2. L. Basye en S. Swaminathan: *Hydrogen Production Costs – A Survey*. DOE rapportnr. DOE/GO/10170-T18, december 1997.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## E.3 PARTIELE OXIDATIE VAN OLIE

### *Beschrijving*

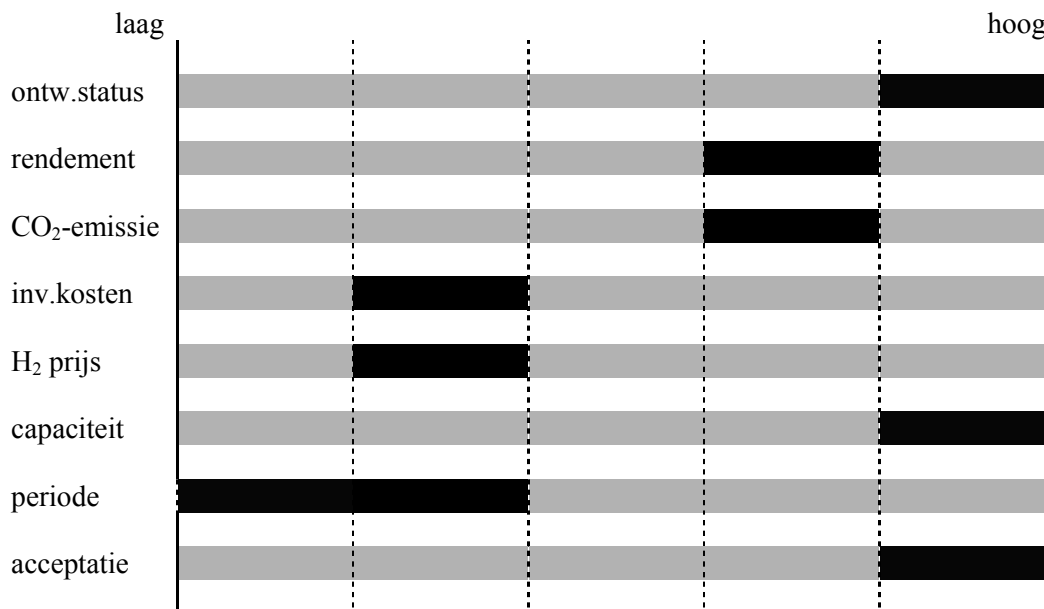
Waterstofproductie uit ruwe olie d.m.v. partiële oxidatie omvat de volgende stappen:

- synthesegas generatie;
- water-gas shift reactie;
- gasreiniging.

In de eerste stap wordt de olie geoxideerd met zuurstof en stoom bij hoge temperatuur (tussen 1100 en 1300 °C) zonder katalysator. De oxidatiereactie is exotherm. Het ruwe gas wordt gekoeld met warmte-terugwinning. Zwavel-verbindingen worden verwijderd alvorens het gas de shiftsectie ingaat. De shiftsectie bestaat gewoonlijk uit een hoge en lage-temperatuur shiftreactor. In de laatste stap wordt waterstof gescheiden van CO<sub>2</sub>. Voor gasreiniging zijn 2 standaard technieken beschikbaar: wet-scrubbing en pressure swing adsorption (PSA).

Partiële oxidatie verschilt van vergassing in zoverre dat de feedstock voor vergassing in vaste vorm is (b.v. kolen of biomassa), voor partiële oxidatie in vloeibare vorm of gasfase.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zwavel.

### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

Texaco Inc., Shell Oil Company (Houston, TX, USA).

### *Opmerkingen*

Behalve bovengenoemde niet-katalytische partiële oxidatie die bij hoge temperatuur wordt uitgevoerd (tussen 1150 en 1315 °C), bestaat er ook een katalytische variant die bij lagere temperatuur plaatsvindt (bij 600 °C). Katalytische partiële oxidatie wordt gewoonlijk uitgevoerd met lichte koolwaterstoffen, niet-katalytische partiële oxidatie met zware koolwaterstoffen die niet kunnen worden gereformed zoals ruwe olie, maar ook van bio-olie, een olie-achtige

substantie die wordt verkregen door pyrolyse van biomassa. Reforming van lichte koolwaterstoffen is goedkoper dan partiële oxidatie. Combinatie van reforming en partiële oxidatie is ook mogelijk. Worden reforming en partiële oxidatie zodanig gecombineerd dat geen warmte hoeft te worden toegevoerd, dan spreekt men van autotherme reforming.

Er zijn 2 commerciële processen niet-katalytische partiële oxidatie: het Shell proces en het Texaco proces ('entrained flow' partiële oxidatie). Het rendement ligt volgens Steinberg [1] op 76.8%, volgens Padró [3] rond 50%!

#### *Literatuur*

1. M. Steinberg en H.C. Cheng, *International Journal Hydrogen Energy*, **14** (1989) pp 797-820.
2. L. Basye en S. Swaminathan: *Hydrogen Production Costs – A Survey*. DOE rapportnr. DOE/GO/10170-T18, december 1997.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## E.4 PLASMA-REFORMING

### *Beschrijving*

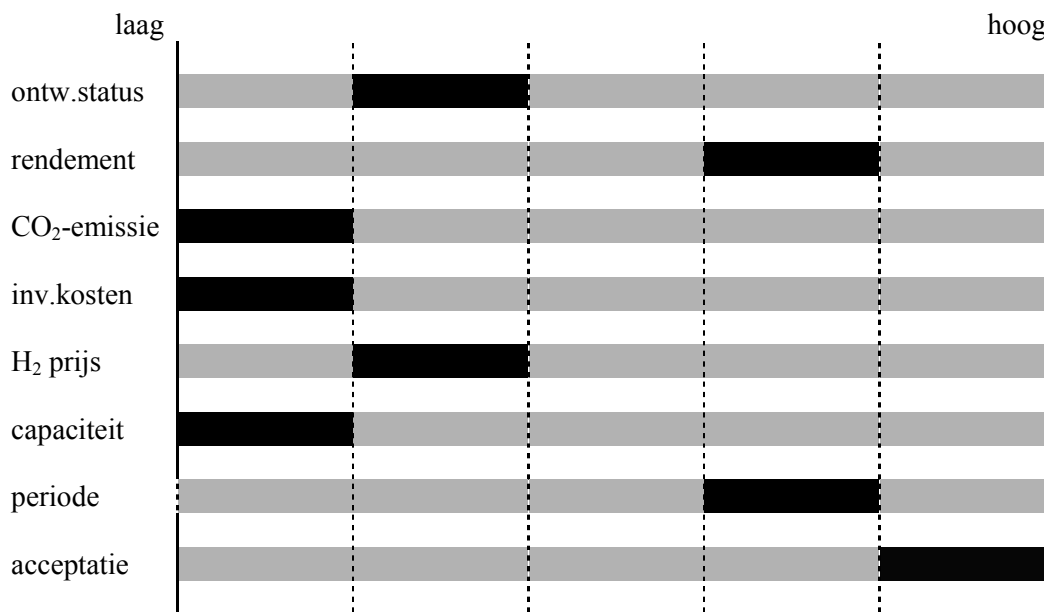
Waterstofproductie uit koolwaterstoffen d.m.v. plasma-reforming omvat de volgende stappen:

- synthesegas generatie;
- water-gas shift reactie;
- gasreiniging.

In de eerste stap wordt de koolwaterstof samen met stoom en lucht bij hoge temperatuur (> 2000 °C) gedissocieerd en geïoniseerd, met of zonder katalysator. Vervolgens wordt het plasma snel afgekoeld waarbij een gasmengsel van waterstof, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> en N<sub>2</sub> ontstaat. Het ruwe gas wordt verder gekoeld met warmte-terugwinning. Zwavel-verbindingen worden verwijderd alvorens het gas de shiftsectie ingaat. De shiftsectie bestaat gewoonlijk uit een hoge en lage-temperatuur shiftreactor. In de laatste stap wordt waterstof gescheiden van CO<sub>2</sub>. Voor gasreiniging zijn 2 standaard technieken beschikbaar: wet-scrubbing en pressure swing adsorption (PSA).

Plasma-reforming kan met een breed assortiment aan koolwaterstoffen worden uitgevoerd o.a. met aardgas, benzine, diesel, en biomassa.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Geen.

### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

MIT (Cambridge, MA, USA), BOC Gases (Murray Hill, NJ, USA).

### *Opmerkingen*

De voordelen van plasma-reforming zijn dat het proces kan worden uitgevoerd in een compacte, relatief goedkope reactor met snelle responstijd (minder dan 1 seconde). Daardoor leent het proces zich voor kleinschalige waterstofproductie, ook aan boord van een voertuig. Nadelen zijn

de afhankelijkheid van elektriciteit (warmte kan niet worden gebruikt om de reactor te voeden) en de snelle elektrodedegradatie bij hoge-druk bedrijf.  
Overigens maakt het onderzoek aan plasma-reforming geen deel meer uit van het 2000 DOE Hydrogen Program Review.

*Literatuur*

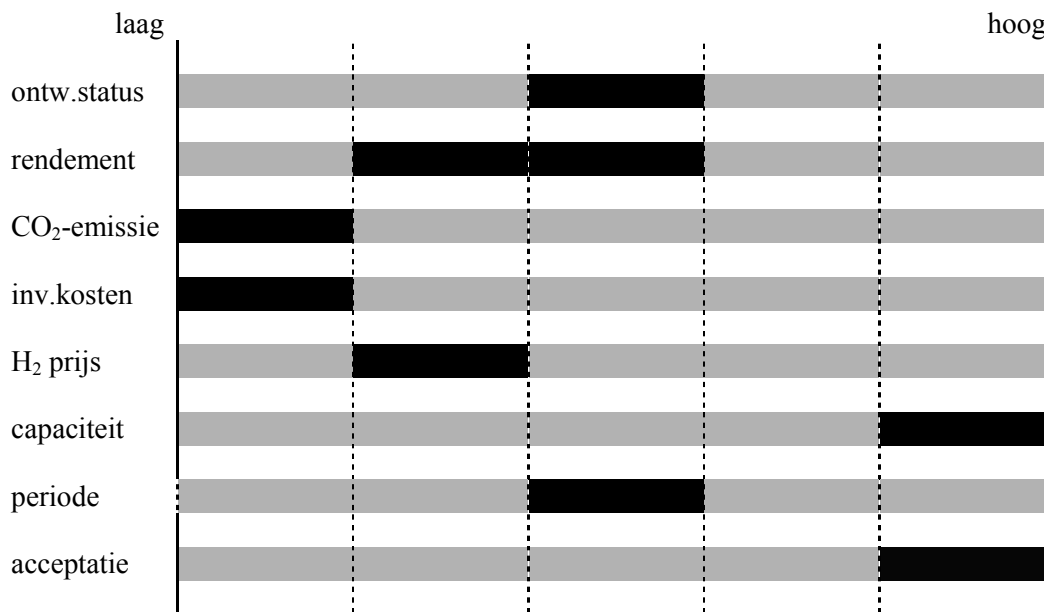
1. L. Bromberg, A. Rabinovich, N. Lexeev en D. Cohn: *Plasma Catalytic Reforming of Natural Gas* uit Proceedings of the 1999 DOE Hydrogen Program Review, NREL rapportnr. NREL/CP-570-26938.
2. L. Bromberg et al.: *System optimization and cost analysis of plasmacatalytic reforming of hydrocarbons* paper gepresenteerd tijdens *National Meeting of the American Chemical Society: Symposium on Hydrogen Production, Storage and Utilization, New Orleans, August 1999*. MIT rapportnr. PSFC/JA-99-17, augustus 1999.

## E.5 THERMISCHE KRAKEN VAN AARDGAS

### Beschrijving

Waterstofproductie uit koolwaterstoffen d.m.v. thermische ontleding omvat alleen generatie van waterstof en koolstof. De water-gas shift reactie en gasreiniging kunnen achterwege gelaten worden. Thermische ontleding van aardgas vindt plaats bij hoge temperatuur (tussen 800 en 1400 °C). In een bepaalde uitvoeringsvorm wordt de benodigde gegenereerd door een aardgas-lucht mengsel te verbranden in een oven. Wanneer de oven is opgewarmd tot 1400 °C, wordt de luchttoevoer gestopt en ontleedt het methaan totdat de temperatuur afgenomen is tot 800 °C. Hierna wordt opnieuw lucht bijgemengd en herhaalt het proces zich.

### Beoordelingsaspecten



### Co-product

Carbon black.

### Barrières voor introductie

?

### Ontwikkelaars

Florida Solar Energy Center (Cocoa, FL, USA).

### Opmerkingen

In bovenstaande tabel berust het rendement op de geproduceerde waterstof. Wordt bovendien de geproduceerde carbon black meegenomen, dan ligt het rendement aanmerkelijk hoger.

Naast boven genoemde, niet-katalytische variant van het proces is er ook een katalytische variant. Als katalysatoren komen de overgangsmetalen in aanmerking. De koolstof die zich afzet op de katalysatordeeltjes moet door verbranding worden verwijderd met als gevolg hoge CO<sub>2</sub>-emissie. Om dit probleem te vermijden wordt onderzoek gedaan aan koolstof-gebaseerde katalysatoren die niet hoeven te worden geregenereerd.

De wereldproductie van carbon black bedraagt momenteel 6 miljoen ton per jaar met prijzen die variëren van \$ 100 tot \$ 1000 per ton, afhankelijk van de kwaliteit.

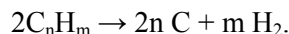
*Literatuur*

1. M. Steinberg en H.C. Cheng, *International Journal Hydrogen Energy*, **14** (1989) pp 797-820.
2. M. Steinberg: *Natural Gas Decarbonization Technology for Mitigating Global Warming* uit *Proceedings of the 12th World Hydrogen Energy Conference, 1998, Buenos Aires*, p615.
3. N. Muradow: *Thermocatalytic CO<sub>2</sub>-free Production of Hydrogen from Hydrocarbon Fuels* uit *Proceedings of the 2000 DOE Hydrogen Program Review*, NREL rapportnr. NREL/CP-570-28890.

## E.6 PLASMA-KRAKEN VAN AARDGAS

### *Beschrijving*

Aardgas wordt toegevoerd aan een plasmareactor waar de koolwaterstoffen worden gekraakt onder pyrolysecondities. De chemische reactie is als volgt:



De hoge temperatuur wordt verkregen door elektrische energie om te zetten in thermische energie met hoge efficiency. Dit gebeurt in de plasmagenerator. Bijna alle koolstof wordt omgezet in carbon black en de geproduceerde waterstof heeft een zuiverheid van meer dan 97%. De geproduceerde koolstof en waterstof worden afgekoeld in diverse warmtewisselaars en tenslotte gescheiden.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Carbon black.

### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

Kvaerner Oil & Gas a.s. (Lysaker, Noorwegen).

### *Opmerkingen*

In bovenstaande tabel berust het rendement op de geproduceerde waterstof. Wordt bovendien de geproduceerde carbon black meegenomen, dan ligt het rendement aanmerkelijk hoger.

Het Kvaerner CB&H proces is een pre-commerciële vorm van plasma-kraaken van aardgas. Hierbij wordt de benodigde energie geleverd door een zgn. plasmatoorts. Voordelen zijn o.a. de flexibiliteit t.a.v. de brandstof en de grote verscheidenheid van carbon black kwaliteiten die kunnen worden geproduceerd door de procesparameters aan te passen. In een pilot plant werd 1000 Nm<sup>3</sup> waterstof per uur geproduceerd, en 270 kg of 500 kg carbon black bij gebruik van resp. aardgas of aromatische olie als feedstock. Door GGR-GAS en Gastec is een studie naar de



haalbaarheid van het Kvaerner proces gedaan, en de eerste commerciële CB&H plant is medio 1999 in gebruik genomen in Canada met een capaciteit van 20000 ton carbon black en 49.5 miljoen Nm<sup>3</sup> waterstof per jaar.

*Literatuur*

1. B. Gaudernak en S. Lynam: *Hydrogen from natural gas without release of CO<sub>2</sub> to the atmosphere*, Int. J. Hydr. En. **23** no. 12 (1998) p1087.
2. R.A. Wijbrans, J.M. van Zutphen en D.H. Recter: *Adding new hydrogen to the existing gas infrastructure in the Netherlands, using the Carbon Black & Hydrogen process* uit *Proceedings of the 12th World Hydrogen Energy Conference, 1998, Buenos Aires*, p963.

## E.7 ELEKTROLYSE

### *Beschrijving*

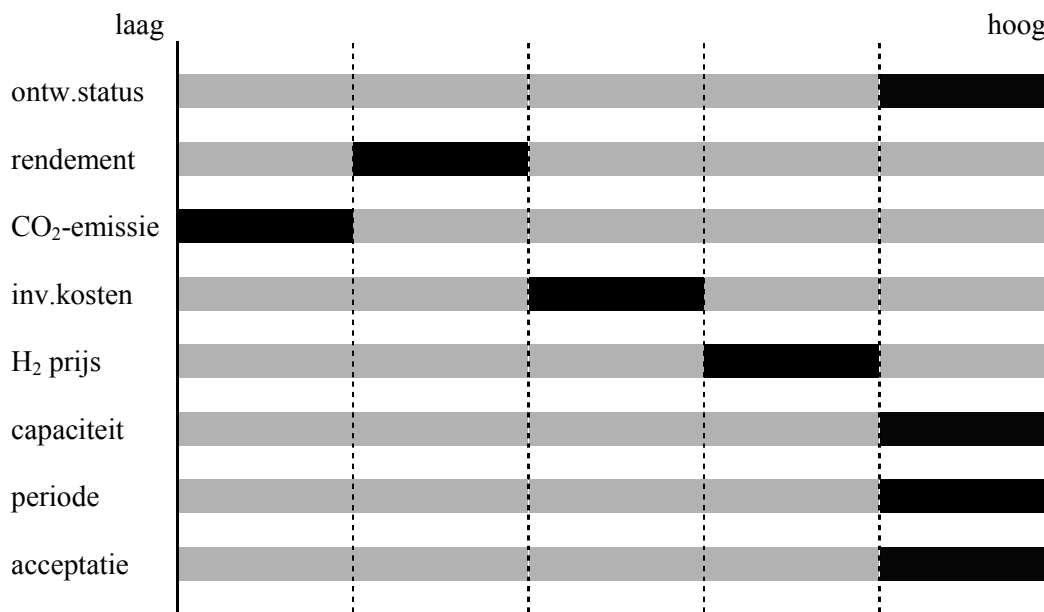
Waterstofproductie uit water d.m.v. elektrolyse omvat de volgende stappen:

- elektriciteitsproductie;
- elektrolyse;
- gasscheiding.

Elektriciteit kan ter plekke van de elektrolyse worden geproduceerd of uit het net worden gehaald. Elektrolyse vindt plaats in een cel die gevuld is met een ionengeleidende, meestal alkalische, oplossing bij stroomdichtheden in de orde van  $\text{kA/m}^2$ . Rendementen, gebaseerd op de verbrandingsenthalpie van waterstof, van meer dan 80% zijn haalbaar bij elektrolyse. In de laatste stap worden  $\text{H}_2$  en  $\text{O}_2$  van het water gescheiden.

Elektrolyse-apparaten zijn commercieel verkrijgbaar. Nieuwe ontwikkelingen zijn er op het gebied van materialen (omgekeerde PEM cel), verhoging van de stroomdichtheid en rendementsverbetering. Momenteel wordt ca. 4% van alle geproduceerde waterstof op de wereld verkregen door elektrolyse, o.a. waterstof voor de halfgeleider- en levensmiddelenindustrie.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zuurstof.

### *Barrières voor introductie*

H<sub>2</sub>-prijs wordt grotendeels bepaald door (hoge) elektriciteitsprijs.

### *Ontwikkelaars*

Alkalische cellen: Lurgi AG (Frankfurt), Norsk Hydro AS (Oslo), Oreinzio de Nora (Milaan), Hamilton Standard (CT, USA), Teledyne-Brown Engineering (Maryland, USA), The Electrolyzer Corporation (Ontario, CA), Hydrogen Systems (Turnhout, België).

PEM cellen: Oreinzio de Nora (Milaan), Hamilton Standard (CT, USA), Proton Energy Systems (Rocky Hill, CT, USA), ABB, Siemens.

hoge-temperatuur cellen: Westinghouse Electric Corporation, Argonne National Laboratory.

### *Opmerkingen*

In bovenstaande tabel is uitgegaan van een complete plant die waterstof produceert overeenkomend met een een vermogen van 400 MW (op LHV basis). Een alkalische elektrolysecel wordt gebruikt. De elektriciteit wordt geproduceerd door een kolencentrale met een rendement van 35%. De H<sub>2</sub>-prijs wordt grotendeels door de elektriciteitsprijs bepaald (meer dan 80%). Daarnaast hangt de H<sub>2</sub>-prijs af van de capaciteit. Voor kleine systemen (in de orde van kW) ligt de prijs een factor 2 hoger. Een systeem waarbij de elektriciteit door zon of wind wordt gegenereerd, wordt elders beschouwd.

Vervanging van de alkalische cel door een PEM cel zal naar verwachting de investeringskosten en daarmee de H<sub>2</sub> prijs aanmerkelijk verlagen [3]. Een andere mogelijkheid om de H<sub>2</sub> prijs te verlagen is de temperatuur waarbij elektrolyse plaatsvindt te verhogen (tussen 800 en 1000 °C). In dat geval kan de benodigde energie om het water te splitsen voor een aanmerkelijk deel geleverd worden door warmte i.p.v. elektriciteit [1]. Een hoge-temperatuur cel bevat een zuurstofiongeleidende vaste-stof oxide, zoals ZrO<sub>2</sub> gestabiliseerd met Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Aan de kathodekant wordt stoom toegevoerd, aan de anodekant lucht. Nog verdere verlaging van het elektriciteitsgebruik is mogelijk door lucht aan de anode te vervangen door methaan met een lagere reductiepotentiaal t.o.v. stoom dan lucht [4].

### *Literatuur*

1. M. Steinberg en H.C. Cheng, *International Journal Hydrogen Energy*, **14** (1989) pp 797-820.
2. L. Basye en S. Swaminathan: *Hydrogen Production Costs – A Survey*. DOE rapportnr. DOE/GO/10170-T18, december 1997.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
4. A.-Q. Pham: *High Efficiency Steam Electrolyzer* uit *Proceedings of the 2000 Hydrogen Program Review*. NREL rapportnr. NREL/CP-570-28890, 2000.

## E.8 WIND/ELEKTROLYSE

### *Beschrijving*

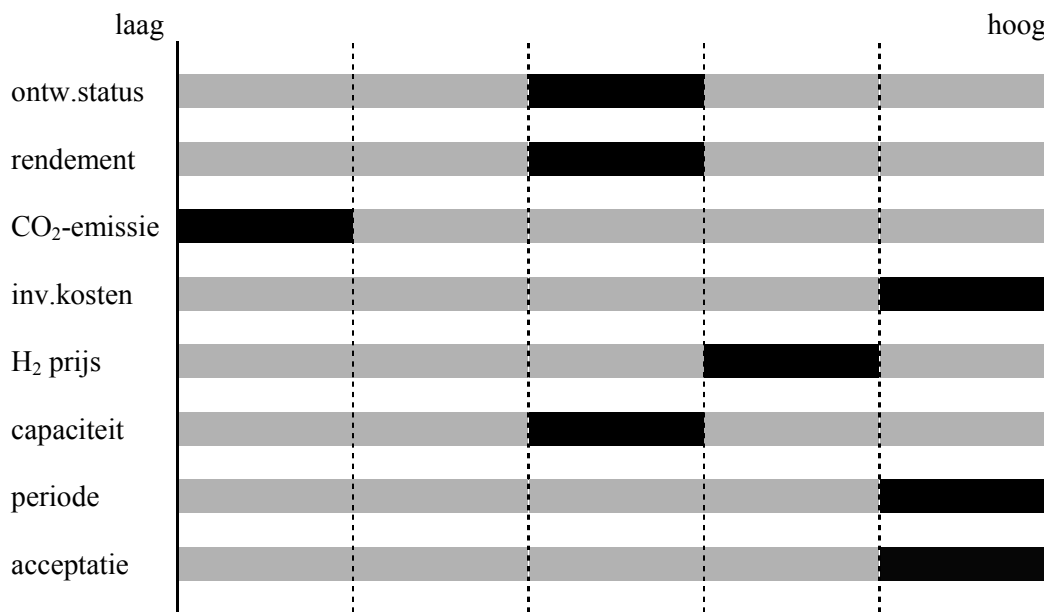
Waterstofproductie uit water m.b.v. windenergie omvat de volgende stappen:

- elektriciteitsproductie;
- elektrolyse;
- gasscheiding.

Elektriciteit wordt geproduceerd m.b.v. een windturbine. Elektrolyse vindt plaats in een cel die gevuld is met een ionengeleidende, meestal alkalische, oplossing bij stroomdichtheden in de orde van  $\text{kA/m}^2$ . Rendementen, gebaseerd op de verbrandingsenthalpie van waterstof, van meer dan 80% zijn haalbaar bij elektrolyse. In de laatste stap worden  $\text{H}_2$  en  $\text{O}_2$  van het water gescheiden.

Waterstofproductie uit water m.b.v. windenergie is vooral interessant op windrijke plaatsen waar fossiele bronnen schaars zijn, en waar geen aansluiting is op het elektriciteitsnet. De geproduceerde waterstof kan worden opgeslagen en naar behoefte worden omgezet in elektriciteit in een brandstofcel. Lokale productie van  $\text{H}_2$  met wind moet worden afgewogen tegen centrale productie met bijkomende transport- en opslagkosten.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zuurstof.

### *Barrières voor introductie*

$\text{H}_2$ -prijs wordt grotendeels bepaald door (hoge) investeringskosten.

### *Ontwikkelaars*

DLR (Stuttgart), ENEA (Casaccia).

### *Opmerkingen*

De  $\text{H}_2$ -prijs wordt grotendeels bepaald door (hoge) investeringskosten. Door verdere ontwikkelingen zal naar verwachting de  $\text{H}_2$ -prijs in 2010 gehalveerd zijn. Daarnaast is er een enorm schaal-effect op de  $\text{H}_2$ -prijs. Gaande van een systeem met een capaciteit als in

bovenstaande tabel naar een kleiner systeem in 3 stappen, elk een factor 10, dan nemen de investeringskosten toe met resp. een factor 3, 2 en 2 [3]. Overigens zijn de geschatte investeringskosten in [2] een factor 3 lager dan in [3].

*Literatuur*

1. M.K. Mann et al: *Technoeconomic analysis of different options for the production of hydrogen from sunlight, wind and biomass* uit *Proceedings of the 1998 Hydrogen Program Review*, 1998.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
3. A.G. Dutton et al., *International Journal Hydrogen Energy*, **25** (2000) pp 705-722.

## E.9 ZON/PV/ELEKTROLYSE

### *Beschrijving*

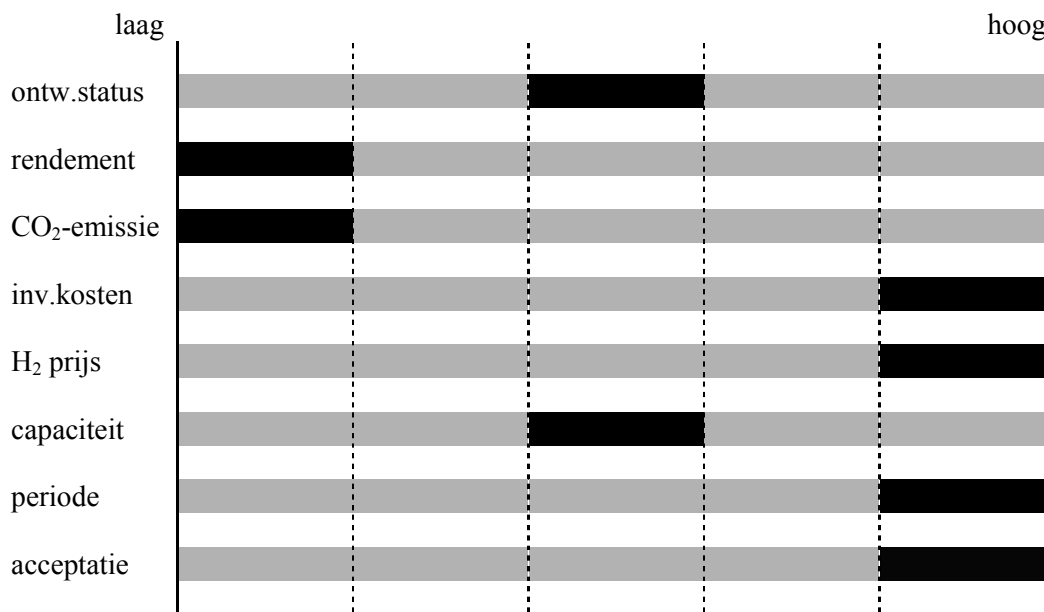
Waterstofproductie uit water m.b.v. fotovoltaïsche zonne-energie omvat de volgende stappen:

- elektriciteitsproductie;
- elektrolyse;
- gasscheiding.

Elektriciteit wordt geproduceerd m.b.v. een fotovoltaïsche (PV) zonnecel. Elektrolyse vindt plaats in een cel die gevuld is met een ionengeleidende, meestal alkalische, oplossing bij stroomdichtheden in de orde van  $\text{kA/m}^2$ . Rendementen, gebaseerd op de verbrandingsenthalpie van waterstof, van meer dan 80% zijn haalbaar bij elektrolyse. In de laatste stap worden  $\text{H}_2$  en  $\text{O}_2$  van het water gescheiden.

Waterstofproductie uit water m.b.v. zonne-energie is vooral interessant op zonnrijke plaatsen waar fossiele bronnen schaars zijn, en waar geen aansluiting is op het elektriciteitsnet. De geproduceerde waterstof kan worden opgeslagen en naar behoefte worden omgezet in elektriciteit in een brandstofcel. Lokale productie van  $\text{H}_2$  met wind moet worden afgewogen tegen centrale productie met bijkomende transport- en opslagkosten.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zuurstof.

### *Barrières voor introductie*

$\text{H}_2$ -prijs wordt grotendeels bepaald door (hoge) investeringskosten.

### *Ontwikkelaars*

DLR (Stuttgart), ENEA (Casaccia).

### *Opmerkingen*

De  $\text{H}_2$ -prijs wordt grotendeels bepaald door (hoge) investeringskosten. Door verdere ontwikkelingen zal naar verwachting de  $\text{H}_2$ -prijs in 2010 gehalveerd zijn, maar nog steeds een factor 2 hoger dan de prijs van met windenergie geproduceerde  $\text{H}_2$  in 2010.

Een veelbelovende, lange-termijn ontwikkeling vindt plaats op het gebied van geconcentreerde zonne-energie (dish-Stirling en power tower), die wordt gebruikt om wisselstroom te genereren. Na AC/DC conversie wordt de stroom geleverd aan een elektrolysecel. De verwachte kosten lijken echter boven die van PV/elektrolyse te liggen.

*Literatuur*

1. M. Steinberg en H.C. Cheng, *International Journal Hydrogen Energy*, **14** (1989) pp 797-820.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## E.10 THERMISCHE ZONNE-ENERGIE

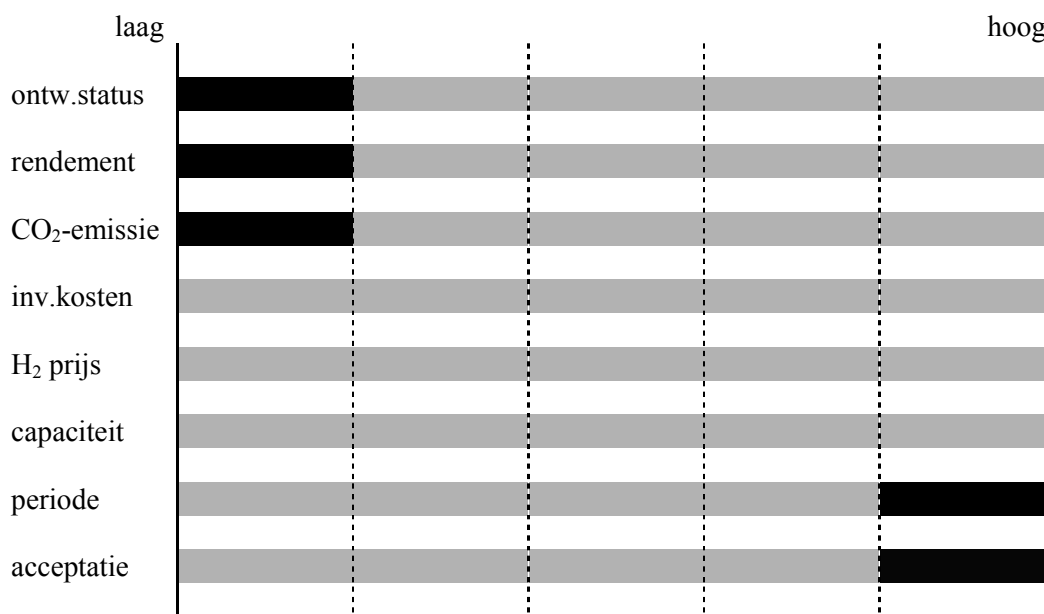
### *Beschrijving*

Waterstofproductie uit water m.b.v. thermische zonne-energie omvat de volgende stappen:

- verwarming;
- radicaalproductie;
- gasscheiding.

In de eerste stap wordt water opgewarmd tot temperaturen boven de 2000 °C in een reactor waarin zonnewarmte wordt geconcentreerd. Bij deze temperatuur vallen de watermoleculen uiteen in radicalen. Bij afkoeling worden H<sub>2</sub> en O<sub>2</sub> gevormd, die zo snel mogelijk moeten worden gescheiden om recombinitie te voorkomen.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zuurstof.

### *Barrières voor introductie*

Lage rendement door recombinitie van gevormde H<sub>2</sub> en O<sub>2</sub>.

### *Ontwikkelaars*

Solar Hydrogen Energy Corporation (Canada).

### *Opmerkingen*

Geen.

### *Literatuur*



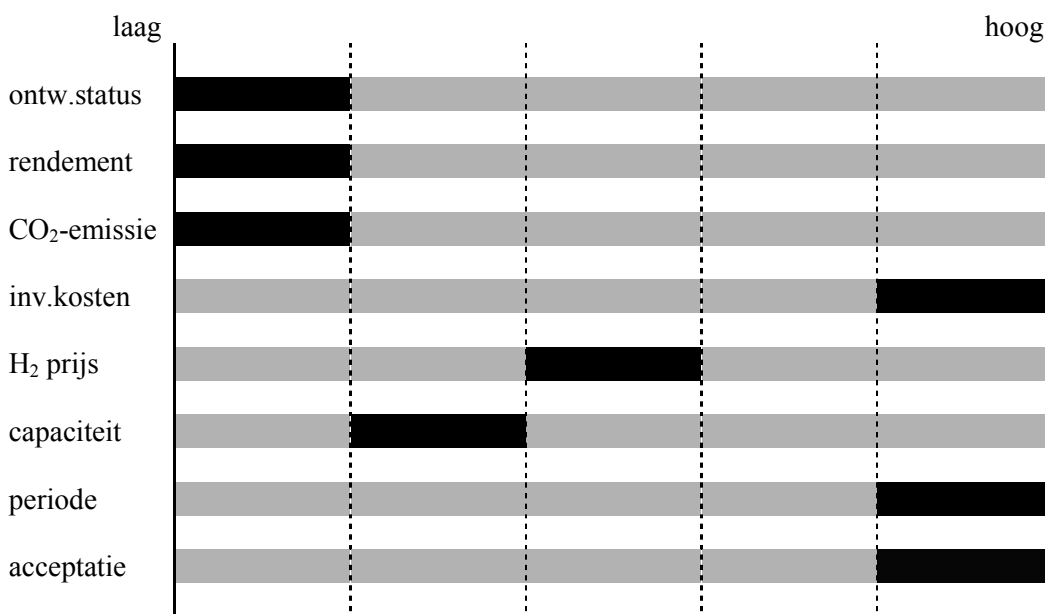
## E.11 FOTO-ELEKTROCHEMISCHE (PEC) H<sub>2</sub> PRODUCTIE

### *Beschrijving*

Bij foto-elektrochemische waterstofproductie zijn de generatie van elektronen in een halfgeleider met zonlicht en de productie van H<sub>2</sub> en O<sub>2</sub> uit water geïntegreerd in één apparaat. Halfgeleider en elektro-katalysator zijn gescheiden door een waterstofion-geleidend medium. Doordat H<sub>2</sub> en O<sub>2</sub> productie in afzonderlijke compartimenten plaatsvindt, is gasscheiding achteraf overbodig.

Het huidige onderzoek is nog steeds tamelijk fundamenteel (goedkopere materialen, verbetering van de corrosieresistentie, verhoging van het rendement en reactor-ontwerpen). Er zijn nog geen pilot-plants in voorbereiding.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zuurstof.

### *Barrières voor introductie*

Hoge investeringskosten en H<sub>2</sub> prijs.

### *Ontwikkelaars*

NREL (Golden, CO, USA), Hawaii Natural Energy Institute (Honolulu, HI, USA), Florida Solar Energy Center (Cocoa, FL, USA), Spectrolab (Sylmar, CA), Ecole Fédérale Polytechnique de Lausanne (Zwitserland), Universiteit van Genève (Zwitserland), Universiteit van Bern (Zwitserland), Universiteit van Stuttgart, NIMC (National Institute of Materials and Chemical Research, Tsukuba), Green Center (Hitachi Research Laboratory, Ibaraki-ken), Kyushu National Industrial Research Institute (Saga-ken).

### *Opmerkingen*

De in bovenstaande tabel vermelde investeringskosten en H<sub>2</sub> prijs zijn de verwachte kosten en prijs op lange termijn (2020). Op dit moment zouden deze bedragen een factor 4 hoger zijn [1]. Op lange termijn heeft foto-elektrochemische waterstofproductie de potentie concurrerend te zijn met PV/elektrolyse. Het hier beschouwde systeem is op a-Si/a-SiC dunne-film-lagen gebaseerd.

Het hoogste tot dusver, met een foto-elektrochemisch device behaalde rendement is 32.3%. Het gaat hier om een triple-junction Ga-In-P/Ga-As/Ge PEC/PV systeem van Spectrolab (Sylmar, CA). Een veelbelovende nieuwe ontwikkeling is de combinatie van foto-elektrochemische productie van H<sub>2</sub> met fotodegradatie van organische verontreinigingen. Dit opent perspectieven om het rendement te verbeteren en de kosten te verlagen.

In IEA verband wordt gekeken naar foto-elektrochemische H<sub>2</sub> productie in Task 14: Photo-electrolytic Production of Hydrogen met als specifieke onderzoeksgebieden [2]:

- haalbare systeemrendementen,
- levensduur en kosten,
- halfgeleidermaterialen,
- kleurstof-gesensibiliseerde foto-anodes,
- geïntegreerde PV/elektrolyse systemen, en
- nieuwe reactorontwerpen.

#### *Literatuur*

1. M.K. Mann et al: *Exploring the technical and economic feasibility of producing hydrogen from sunlight and wind* uit *Proceedings of the 12th WHEC, Buenos Aires, 1998*, pp 337-346.
2. R. Reijers, ECN notitiernr. 72908 – PC 02, september 2000.
3. Z.S. Rak, ECN rapportnr. ECN-I—98-085, augustus 1998.

## E.12 FOTO-BIOLOGISCHE H<sub>2</sub> PRODUCTIE

### *Beschrijving*

Bij biologische waterstofproductie wordt door micro-organismen waterstof geproduceerd m.b.v. speciale enzymen (hydrogenasen en nitrogenasen). Omdat de enzymen zeer zuurstof-gevoelig zijn, moet onder anaërobe condities worden gewerkt. Bij fermentatie en fotosynthese wordt uit organisch materiaal b.v. een afvalstroom waterstof en CO<sub>2</sub> geproduceerd door bacteriën resp. zonder en met zonlicht. Voor grootschalige waterstofproductie is biofotolyse de meest geschikte route. Hierbij wordt water gesplitst in waterstof en zuurstof door b.v. groene algen of cyano-bacteriën onder invloed van licht. Directe biofotolyse waarbij tegelijk waterstof en zuurstof is vooralsnog niet mogelijk. Daarom verloopt de biofotolyse in 2 stappen: in de eerste stap worden uit plantaardig materiaal en CO<sub>2</sub> koolwaterstoffen en zuurstof gevormd. In de tweede stap worden onder strikt anaërobe condities uit de koolwaterstoffen waterstof geproduceerd. Dit heeft het bijkomend voordeel dat gasscheiding overbodig is. Biologische waterstofproductie staat nog in de kinderschoenen.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Zuurstof bij biofotolyse.

### *Barrières voor introductie*

Hoge investeringskosten en H<sub>2</sub> prijs.

### *Ontwikkelaars*

fotosynthese: groep van Van Niel en Wijffels, Universiteit van Wageningen.

biofotolyse met groene algen: Seibert (NREL, Golden, CO, USA), Greenbaum (Oak Ridge National Laboratory, USA), Melis (University of California, Berkeley, CA, USA).

biofotolyse met cyano-bacteriën: Lindblad (universiteit van Uppsala).

### *Opmerkingen*

De in bovenstaande tabel vermelde investeringskosten en H<sub>2</sub> prijs zijn de verwachte kosten en prijs op lange termijn.

Sommige fotosynthetische bacteriën kunnen de water-gas shift reactie uitvoeren. Dit biedt een aantal voordelen t.o.v. het fysisch-chemische proces [2] en kan b.v. worden gebruikt voor gelijktijdige verrijking en zuivering van stookgas.

In IEA verband wordt gekeken naar foto-elektrochemische H<sub>2</sub> productie in Task 15 Photo-biological Production of Hydrogen.

*Literatuur*

1. B. Gaudernack: *Photoproduction of hydrogen Annex 10 of the IEA Hydrogen Programme* uit *Proceedings of the 12th WHEC, Buenos Aires, 1998*, pp 2011-2024.
2. P.M.F. Ratering en J.H. Reith, ECN memonr. 7.2154-00/GR1, januari 2000.

## E.13 BIOMASSAVERGASSING

### *Beschrijving*

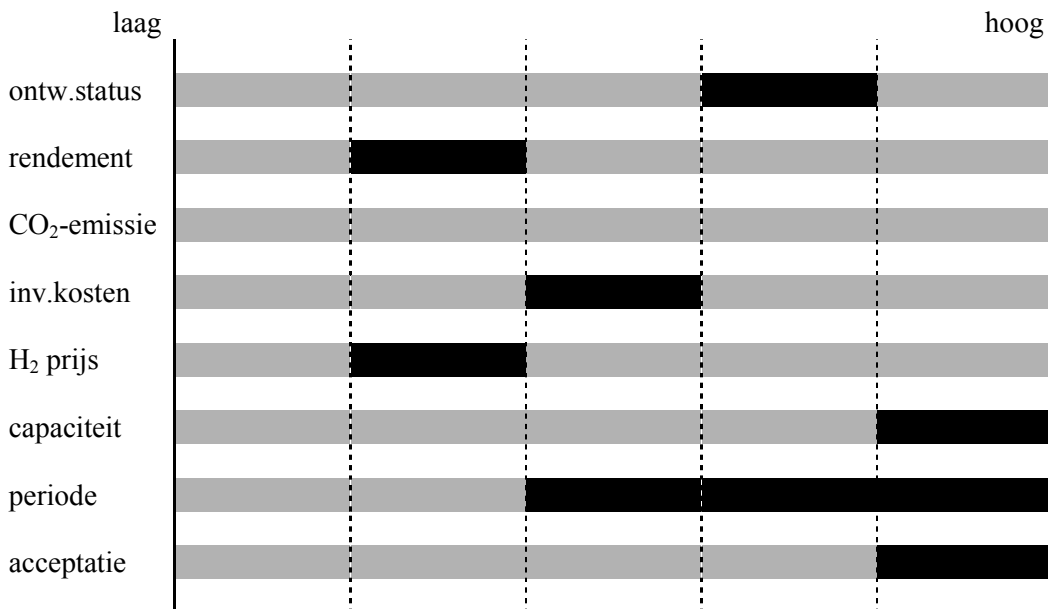
Vergassingsprocessen van biomassa kunnen worden verdeeld in directe en indirecte vergassing. Bij directe vergassing wordt een deel van de biomassafeed verbrand om warmte te leveren aan de vergasser, bij indirecte vergassing wordt een medium b.v. zand zoals in the Batelle proces gebruikt om warmte te transporteren van een brander naar de vergasser.

Waterstofproductie uit biomassa d.m.v. vergassing omvat de volgende stappen:

- synthesegas generatie;
- water-gas shift reactie;
- gasreiniging.

In de laatste stap wordt waterstof gescheiden van CO<sub>2</sub>. Voor gasreiniging zijn 2 standaard technieken beschikbaar: wet-scrubbing en pressure swing adsorption (PSA). Biomassavergassing wordt nog niet op commerciële schaal toegepast. Als biomassafeed kan gebruik worden gemaakt van 'dedicated biomass' of 'waste biomass'. De laatste is goedkoper dan de eerste en is vooral geschikt voor kleine installaties.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Geen.

### *Barrières voor introductie*

?

### *Ontwikkelaars*

Batelle-Columbus Laboratories en Future Energy Resources Corporation (Batelle proces), Wright-Malta (directe vergasser), IGT-Rengas (directe vergasser), Texaco, Reibraum-Uhde, Lurgi, Alslhom.

### *Opmerkingen*

De H<sub>2</sub> prijs wordt bepaald door de grondstofprijs (ca. 40% voor 'dedicated biomass') en de capaciteit (voor een plant met een 3 keer zo lage capaciteit dan boven is de H<sub>2</sub> prijs ca. een

factor 1.5 hoger), en in door het type vergasser (de H<sub>2</sub> prijs bij directe vergassing is ca. 5% [3] tot 50% [1] hoger dan bij indirecte vergassing).

#### *Literatuur*

1. M.K. Mann: *Technical and economic assessment of producing hydrogen by reforming syngas from the Batelle indirectly heated biomass gasifier*. NREL rapportnr. NREL/TP-431-8143, 1995.
2. M.K. Mann et al: *Technoeconomic analysis of different options for the production of hydrogen from sunlight, wind and biomass* uit *Proceedings of the 1998 Hydrogen Program Review*, 1998.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*. NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## E.14 BIOMASSAPYROLYSE

### *Beschrijving*

Waterstofproductie uit biomassa d.m.v. pyrolyse omvat de volgende stappen:

- bio-olie generatie d.m.v. pyrolyse;
- synthesegas generatie;
- water-gas shift reactie;
- gasreiniging.

In de laatste stap wordt waterstof gescheiden van CO<sub>2</sub>. Voor gasreiniging zijn 2 standaard technieken beschikbaar: wet-scrubbing en pressure swing adsorption (PSA). Biomassapyrolyse is een nog jonge, in ontwikkeling zijnde technologie. Als biomassafeed kan gebruik worden gemaakt van ‘dedicated biomass’ of ‘waste biomass’. De laatste is goedkoper dan de eerste en is vooral geschikt voor kleine installaties. De laatste 3 stappen, conventionele steam-reforming van koolwaterstoffen, hoeven niet noodzakelijk op dezelfde plaats te worden uitgevoerd dan de eerste stap, de pyrolyse. Dit heeft als voordeel dat het gemakkelijk te transporteren bio-olie dicht bij de productie van biomassa kan worden geproduceerd. De bio-olie kan geheel worden gereformed (‘all-reformed strategie’) of worden gescheiden in een op lignine en een op carbohydraten gebaseerde fractie. De op lignine gebaseerde fractie kan worden gebruikt als vervanging van fenol in bepaalde lijmsorten of als cyclohexyl worden toegevoegd aan brandstoffen (co-product strategie).

### *Beoordelingsaspecten*



### *Co-product*

Bij scheiding van pyrolyseproducten een op lignine gebaseerde fractie, die kan worden gebruikt als vervanging van fenol in bepaalde lijmsorten of als cyclohexyl worden toegevoegd aan brandstoffen.

### *Barrières voor introductie*

?

### Ontwikkelaars

NREL.

### *Opmerkingen*

Bovenstaande investeringskosten zijn exclusief de pyrolyse-eenheid. Er is namelijk van uitgegaan dat de olie wordt gekocht op de markt, hoewel de H<sub>2</sub> prijs van 'in-house' geproduceerde olie lager ligt. De H<sub>2</sub> prijs van uit biomassapyrolyse verkregen waterstof ligt voor de co-product strategie ca. 30% lager dan bij de all-reformed strategie, maar de investeringskosten zijn in het laatste geval iets lager.

De H<sub>2</sub> prijs wordt zeer sterk bepaald door de grondstofprijs c.q. de prijs van bio-olie (70% voor de all-reformed strategie, 77% voor de co-product strategie) en in geringe mate door de capaciteit (voor een plant met een 3 keer zo lage capaciteit dan boven is de H<sub>2</sub> prijs 4% en 14% hoger voor resp. de all-reformed strategie en de co-product strategie).

### *Literatuur*

1. M.K. Mann et al: *Technoeconomic analysis of different options for the production of hydrogen from sunlight, wind and biomass* uit *Proceedings of the 1998 Hydrogen Program Review*, 1998.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*. NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
3. S. Czernik, R. French, C. Feik en E. Chornet: *Production of Hydrogen from Biomass-Derived Liquids* uit *Proceedings of the 2000 DOE Hydrogen Program Review*. NREL rapportnr. NREL/CP-570-28890, 2000.



## BIJLAGE F OPSLAGTECHNOLOGIEËN - STATIONAIR

In deze appendix wordt de stand-der-techniek van een aantal technologieën voor stationaire waterstofopslag gegeven in de vorm van factsheets.

Ter toelichting op de tabel:

- De stand der ontwikkeling varieert van laboratoriumfase A, via demonstratiefase B (midden schaal) tot conventioneel C (volle schaal).
- De investeringskosten variëren van < 300 tot > 10000 \$ per GJ opgeslagen waterstof: < 300, 300 – 1000, 1000 – 3000, 3000 – 10000 en > 10000.
- De opslagkosten variëren van < 7 tot > 24 \$ per GJ opgeslagen waterstof: < 7, 7 – 10, 10 – 16, 16 – 24, > 24.
- De capaciteit varieert van < 1 to > 1000 GJ: < 10<sup>3</sup>, 10<sup>3</sup> – 10<sup>4</sup>, 10<sup>4</sup> – 10<sup>5</sup>, 10<sup>5</sup> – 10<sup>6</sup>, > 10<sup>6</sup> GJ.
- De opslagperiode varieert van < 1 dag tot > 1 jaar: < 1 dag, 1 – 7 dagen, 7 – 30 dagen, 30 dagen – 1 jaar, > 1 jaar.
- Veiligheid is kwalitatief gewaardeerd.

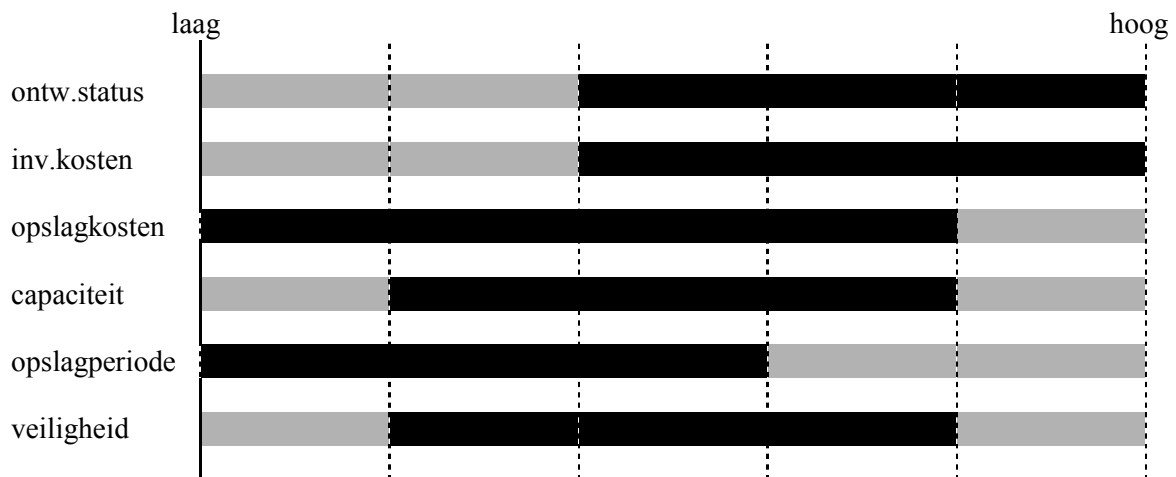
	laag				hoog
ontw.status	A		B		C
inv.kosten	< 300	300 - 1000	1000 - 3000	3000 – 10000	> 10000
opslagkosten	< 7	7 – 10	10 – 16	16 – 24	> 24
capaciteit	< 10 <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> – 10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup> – 10 <sup>5</sup>	10 <sup>5</sup> – 10 <sup>6</sup>	> 10 <sup>6</sup>
opslagperiode	< 1 d	1 – 7 d	7 – 30 d	30 d – 1 j	> 1 j
veiligheid	laag				hoog

## F.1 GECOMPRIMEERD GAS – BOVENGRONDS

### *Beschrijving*

Gasvormige opslag is de eenvoudigste vorm. Het enige wat nodig is, is een compressor en een druktank. Het probleem is de lage energiedichtheid die van de druk afhangt. Een hogere druk betekent lagere investeringskosten (de besparing op tankkosten is meer dan de extra investering voor een zwaardere compressor), maar hogere bedrijfskosten (meer energie nodig voor het comprimeren). De opslagdruk kan dus worden geoptimaliseerd voor de opslagkosten. Een punt van zorg is de aanwezigheid van *cushion gas* dat in de tank achterblijft aan het eind van de ontladingscyclus.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

?

### *Opmerkingen*

De boven aangegeven range van investerings- en opslagkosten is breed wegens de sterke samenhang met productiesnelheid en opslagperiode: hoe groter de productiesnelheid of opslagperiode, hoe lager de investeringskosten en opslagkosten.

### *Literatuur*

1. W.A. Amos: *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-25106, november 1998.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## F.2 VLOEIBARE OPSLAG

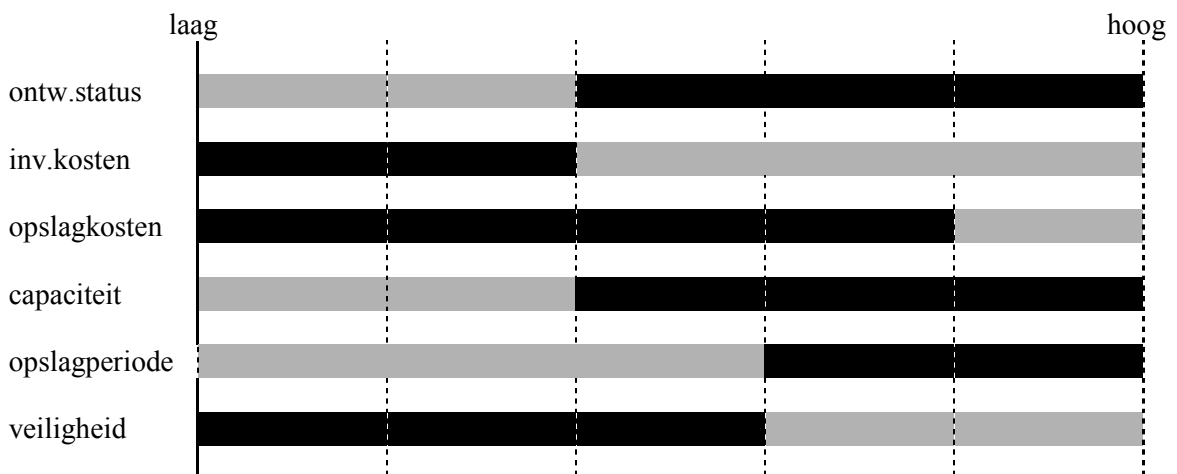
### *Beschrijving*

In vloeibare fase is de energiedichtheid van waterstof een orde van grootte hoger dan in gasfase bij de gebruikelijke opslagdrukken (120 - 300 bar), maar vraagt om een goed geïsoleerde tank en om een energie-intensief liquefactie proces (waterstof wordt vloeibaar bij  $-253\text{ °C}$ ). Het eenvoudigste liquefactieproces is het Linde of Joule-Thomson proces. Dit vraagt ca. 30% van de in waterstof beschikbare energie. Op het Linde proces zijn een aantal varianten ontwikkeld, die energetisch gunstiger zijn, maar die het systeem complexer maken en dus hogere investeringskosten vergen. Een andere, nog in ontwikkeling zijnde proces is magnetocalorische koeling. Dit proces is ca. 50% efficiënter dan het Linde proces, maar is nog in ontwikkelingsfase.

Een belangrijk punt van aandacht is verdampingsverliezen. Om deze zoveel mogelijk te beperken worden de tanks, zgn. dewars, bolvormig uitgevoerd en van een dubbele wand voorzien die wordt geëvacueerd. Om warmtestraling te voorkomen worden in de ruimte tussen beide wanden meerdere warmteschilden geplaatst, gewoonlijk van gealuminiseerd plastic Mylar gemaakt. Verder wordt de ortho-para conversie in waterstof, een exotherme reactie, vóór opslag zover mogelijk uitgevoerd. Waterstof is namelijk een mengsel van 75% ortho- en 25% para-waterstof bij kamertemperatuur. In vloeibare vorm bij thermodynamisch evenwicht is vrijwel alle waterstof in paravorm aanwezig. Hoe groter de dewar, des te kleiner de oppervlakte-volume verhouding en dus hoe kleiner de verliezen door verdamping.

Ondanks de genoemde voorzorgsmaatregelen is enige verdamping onvermijdelijk. Daarom moet de dewar zijn uitgerust met een ontlaatventiel om het verdampte waterstof bij een bepaalde ingestelde druk te laten ontsnappen. De tijd die het duurt voordat de druk van het waterstofgas deze druk heeft bereikt, heet de *lock-up time*.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

?

### *Opmerkingen*

De boven aangegeven range van investerings- en opslagkosten is breed wegens de sterke samenhang met productiesnelheid en opslagperiode: hoe groter de productiesnelheid of opslagperiode, hoe lager de investeringskosten en opslagkosten.

*Literatuur*

1. W.A. Amos: *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-25106, november 1998.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

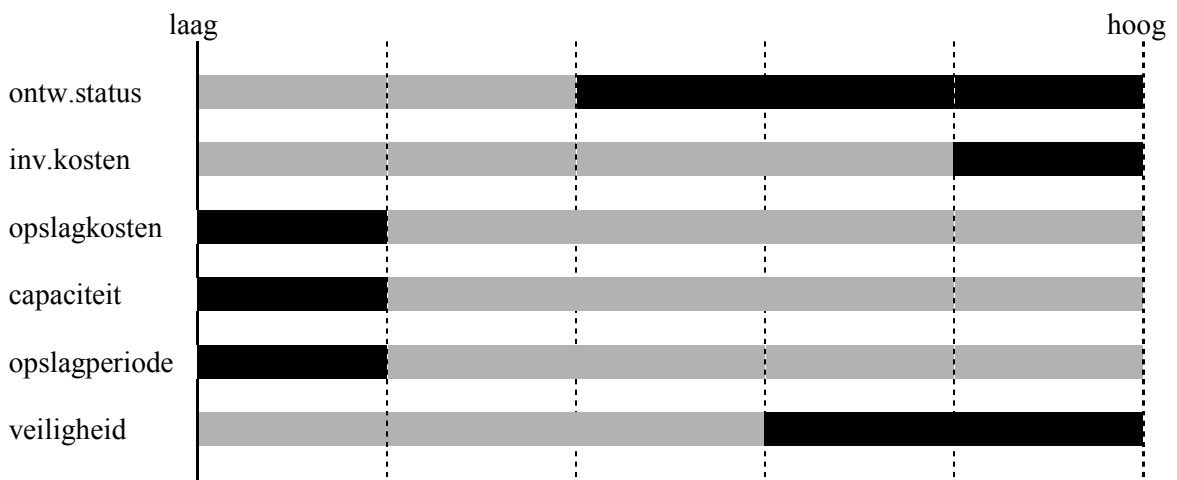
### F.3 METAALHYDRIDEN

#### *Beschrijving*

Metaalhydriden zijn metalen of legeringen waarin waterstof chemisch gebonden is aan een metaalatom. Waterstof wordt opgenomen bij hoge druk en temperatuur, en afgestaan bij lagere druk en temperatuur. Tijdens de hydridevorming moet warmte continu worden afgevoerd om te sterke opwarming te voorkomen. Om de waterstof af te geven moet warmte worden toegevoerd om de waterstof-metaal bindingen te verbreken.

De constructie van een op een metaalhydride-gebaseerd opslagsysteem stelt hoge eisen. Het vat moet op druk kunnen worden gebracht, de warmte-uitwisseling tussen vat en metaalhydride moet goed zijn en de metaalhydride moet veel beladings- en ontladingscycli kunnen weerstaan.

#### *Beoordelingsaspecten*



#### *Barrières voor introductie*

Hoge investeringskosten.

#### *Ontwikkelaars*

Osaka National Research Institute (ONRI, Japan), National Institute of Materials and Chemical Research (NIMC, Japan).

#### *Opmerkingen*

In tegenstelling tot opslag als gecomprimeerd gas of in vloeibare vorm, heeft opslag in metaalhydriden geen *economy of scale*: de investeringskosten (per GJ opgeslagen waterstof uitgedrukt) zijn vrijwel onafhankelijk van productiesnelheid en opslagperiode, terwijl de opslagkosten evenredig met de opslagperiode toenemen.

#### *Literatuur*

1. W.A. Amos: *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-25106, november 1998.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

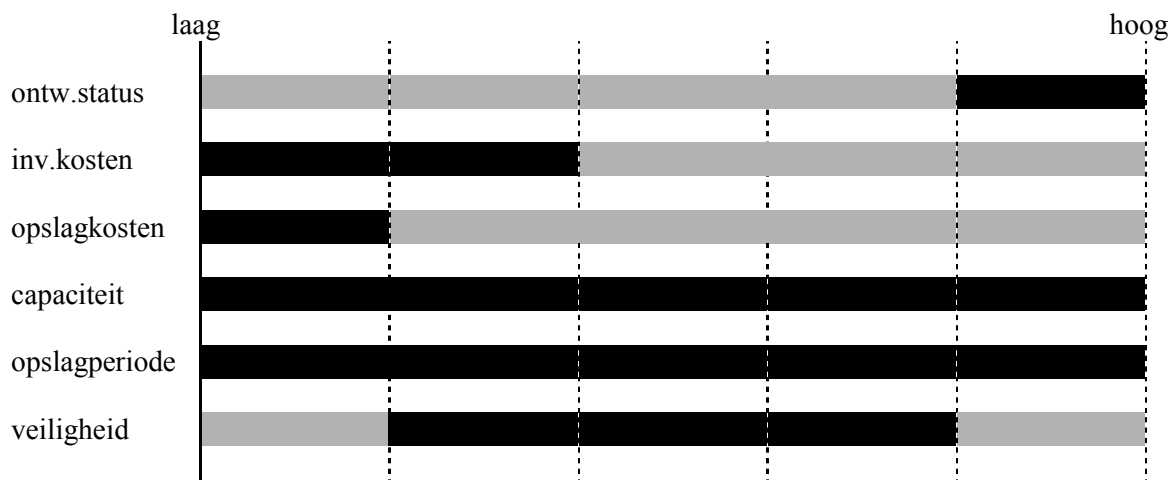
## F.4 GECOMPRIMEERD GAS – ONDERGRONDS

### *Beschrijving*

Afhankelijk van de geologie kan gecompriemd waterstof ook ondergronds worden opgeslagen. Een holte of laag met poreus gesteente kan dienst doen voor opslag. Voorbeelden zijn Kiel in Duitsland waar stadsgas met 60-65% waterstof in een holte wordt opgeslagen, en Beynes in Frankrijk waar een waterstofrijk raffinageproduct in een aquifer wordt opgeslagen. Het grote voordeel dat hier geen drukvat nodig is, wat de investeringskosten aanzienlijk bespaart.

Net zoals bij bovengrondse opslag is een punt van zorg de aanwezigheid van *cushion gas* dat achterblijft aan het eind van de ontladingscyclus en dat kan oplopen tot 50% van het beschikbare opslagvolume.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Geen.

### *Ontwikkelaars*

?

### *Opmerkingen*

Ondergrondse opslag is verreweg het voordeligst van alle vormen van stationaire opslag voor de hele range van capaciteiten en opslagperioden.

### *Literatuur*

1. J.D. Poittier en E. Blondin: *Mass storage of hydrogen in Hydrogen Energy System*, uitgegeven door Y. Yürüm, NATO ASI Serie E: Applied Sciences, vol. 295, Kluwer Dordrecht, 1995.
2. W.A. Amos: *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-25106, november 1998.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.

## BIJLAGE GOPSLAGTECHNOLOGIEËN – MOBIEL

In deze appendix wordt de stand-der-techniek van een aantal technologieën voor mobiele waterstofopslag gegeven in de vorm van factsheets.

Toelichting op de tabel:

- De stand der ontwikkeling varieert van laboratoriumfase A, via demonstratiefase B (midden schaal) tot conventioneel C (volle schaal).
- De investeringskosten variëren van < 500 tot > 4000 \$ per GJ opgeslagen waterstof: < 500, 500 – 1000, 1000 – 2000, 2000 – 4000 en > 4000.
- De gravimetrische H<sub>2</sub> dichtheid is gedefinieerd als

$$\text{gravimetrische H}_2\text{dichtheid} = \frac{\text{gewicht H}_2}{\text{gewicht H}_2 + \text{gewicht opslagsysteem}} \times 100\%$$

Het opslagsysteem omvat behalve tank of opslagmedium ook eventuele randapparatuur. De schaal loopt van < 3 gew% tot > 15 gew%: < 3, 3 - 6, 6 - 10, 10 - 15 en > 15 gew%.

- De volumetrische H<sub>2</sub> dichtheid is gedefinieerd als

$$\text{volumetrische H}_2\text{dichtheid} = \frac{\text{gewicht H}_2}{\text{volume opslagsysteem}}$$

Het opslagsysteem omvat behalve tank of opslagmedium ook eventuele randapparatuur. De schaal loopt van < 20 tot > 80 kg/m<sup>3</sup>: < 20, 20 - 40, 40 - 60, 60 - 80 en > 80 kg/m<sup>3</sup>.

- Veiligheid is kwalitatief gewaardeerd.

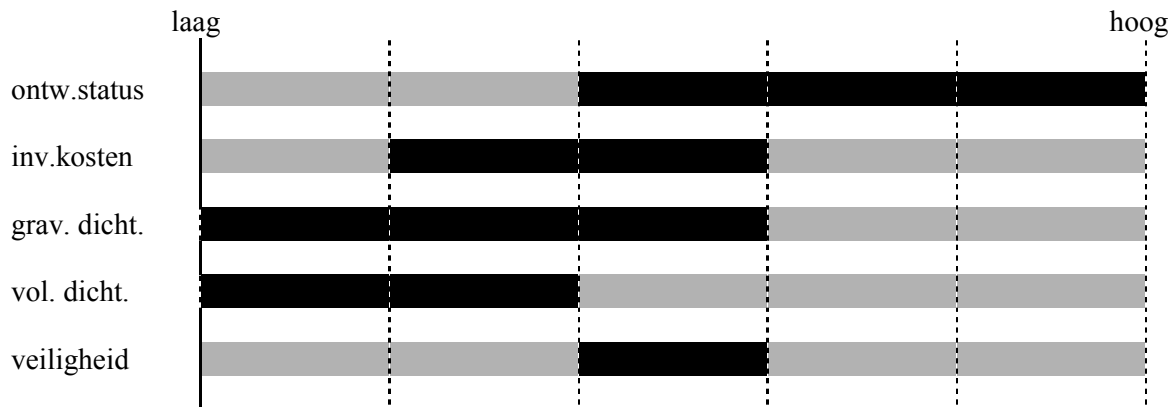
	laag				hoog
ontw.status	A		B		C
inv.kosten	< 500	500 - 1000	1000 - 2000	2000 - 4000	> 4000
grav. dicht.	< 3	3 - 6	6 - 10	10 - 15	> 15
vol. dicht.	< 20	20 - 40	40 - 60	60 - 80	> 80
veiligheid	laag				hoog

## G.1 GECOMPRIMEERD GAS

### *Beschrijving*

Gasvormige opslag is de eenvoudigste vorm. Het enige wat nodig is, is een compressor en een druktank. Het probleem is de lage energiedichtheid die van de druk afhangt. Met de huidige materialen (vezelversterkt aluminium, koolstoffiber op polymeer) kan waterstof worden opgeslagen bij 200 tot 600 bar. Bij hoge druk gaat veiligheidsaspecten een grotere rol spelen.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Lage volumetrische H<sub>2</sub> dichtheid.

### *Ontwikkelaars*

Thiokol (USA), MAN Nutzfahrzeuge AG.

### *Opmerkingen*

De aangegeven marge van gravimetrische H<sub>2</sub> dichtheid is vrij breed: de lage kant correspondeert met vezelversterkt aluminium, de hoge kant met de koolstoffiber/polymere druktank.

De aangegeven marge van volumetrische H<sub>2</sub> dichtheid correspondeert aan de lage kant met 200 bar, aan de hoge kant met 600 bar.

### *Literatuur*

1. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
2. J. Petterson en O. Hjortsberg: *Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment*. Volvo Teknisk Utveckling AB, KFB-Meddelande 1999:27, december 1999.
3. H.Th.J. Reijers: *Verkenning waterstofopslag*. ECN rapportnr. ECN-CX--00-033, juni 2000.

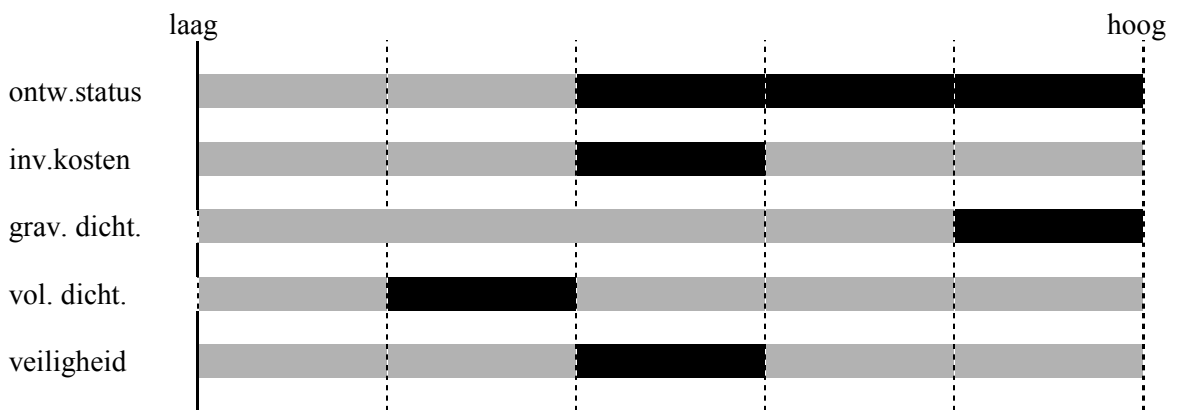


## G.2 VLOEIBARE OPSLAG

### *Beschrijving*

De dichtheid van vloeibaar waterstof is  $71 \text{ kg/m}^3$ , dus een factor 2 tot 3 hoger dan de dichtheid van gecomprimeerd waterstof in een druktank. Echter vergeleken met comprimeren is het vloeibaar maken van waterstof bij  $-253 \text{ °C}$  veel energie-intensiever (ca. 33% van de beschikbare  $\text{H}_2$  energie is nodig). Bovendien gaat een niet te verwaarlozen fractie (in de orde van 1%) van de opgeslagen vloeibare  $\text{H}_2$  dagelijks verloren door verdamping. Door de benodigde isolatie wordt het effectieve opslagvolume van het systeem gehalveerd.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Verliezen bij liquefactie en verdamping.

### *Ontwikkelaars*

DaimlerChrysler AG.

### *Opmerkingen*

In Amerika wordt o.a. door Lawrence Livermore National Laboratory gewerkt aan cryogene drukvaten. Dit zijn drukvaten die zowel vloeibaar als gecomprimeerd waterstof kunnen bevatten, afhankelijk van het gebruik: voor lange ritten vloeibaar waterstof, voor korte ritten of langdurige stilstand gecomprimeerd waterstof tanken. Voordelen zijn de lagere kosten en de betere benutting van ruimte omdat de vereiste isolatie wanddikte ca. 5 keer zo klein kan zijn als die van opslagtanks voor vloeibaar waterstof. Vergeleken met opslagtanks voor vloeibaar waterstof is de volumetrische dichtheid hoger, de gravimetrische dichtheid lager.

### *Literatuur*

1. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
2. J. Petterson en O. Hjortsberg: *Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment*. Volvo Teknisk Utvecklung AB, KFB-Meddelande 1999:27, december 1999.
3. H.Th.J. Reijers: *Verkenning waterstofopslag*. ECN rapportnr. ECN-CX--00-033, juni 2000.

## G.3 METAALHYDRIDEN

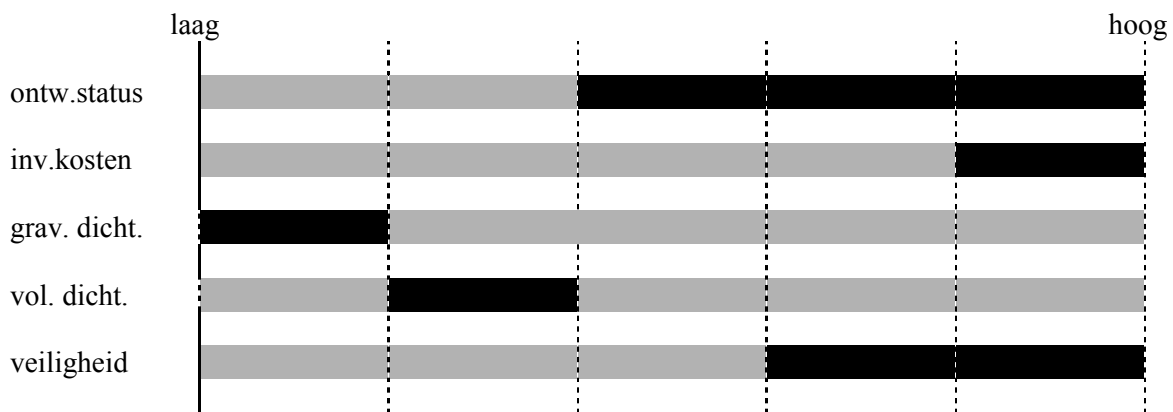
### *Beschrijving*

Metaalhydriden zijn metalen of legeringen waarin waterstof chemisch gebonden is aan een metaalatoom. Waterstof wordt opgenomen bij hoge druk en temperatuur, en afgestaan bij lagere druk en temperatuur. Tijdens de hydridevorming moet warmte worden afgevoerd om te sterke opwarming te voorkomen. Om de waterstof af te geven moet warmte aan de hydride worden toegevoerd om de waterstof-metaal bindingen te verbreken. De kinetiek voor waterstofopname en -afgifte is zeer goed. Ter bevordering van waterstofopname en -afgifte is het metaal of de legering in poedervorm aanwezig. De beperkende factor vormt de warmte-overdracht.

Hydridevormende legeringen zijn gewoonlijk combinaties van een waterstof-opnemend metaal (La, Ti, Zr, Mg en Ca) en een niet waterstof-opnemend metaal (Fe, Ni, Mn en Co). Voorbeelden zijn Fe-Ti, La-Ni, Mg-Ni en Ti-Zr-V hydriden. Hydriden wordt gewoonlijk verdeeld in lage-temperatuur en hoge-temperatuur hydriden, afhankelijk van de desorptietemperatuur. Voor lage-temperatuur hydriden ligt deze tussen 20 en 90 °C, voor hoge-temperatuur hydriden tussen 150 en 300 °C. In lage-temperatuur hydriden is waterstof doorgaans covalent gebonden aan het metaal, in hoge-temperatuur hydriden is waterstof ionair gebonden.

Hoewel hoge volumetrische H<sub>2</sub> dichtheden kunnen worden bereikt, zelfs hoger dan in vloeibaar waterstof, is de gravimetrische H<sub>2</sub> dichtheid laag. Beide worden met ongeveer 15 tot 20% gereduceerd in een voor een auto gemaakt systeem wegens randapparatuur. De constructie van een op een metaalhydride-gebaseerd opslagsysteem stelt hoge eisen. Het vat moet op druk kunnen worden gebracht, de warmte-uitwisseling tussen vat en metaalhydride moet goed zijn en de metaalhydride moet veel beladings- en ontladingscycli kunnen weerstaan.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Hoge gewicht, kosten, beperkte cycleerbaarheid, kinetiek.

### *Ontwikkelaars*

Energy Conversion Devices Inc. (ECD, Troy, IL, USA), Los Alamos National Laboratory (NM, USA), Mazda, Toyota, General Motor's Technical Center (Warren, MI, USA), Universiteit van Freiburg (Zwitserland), Universiteit van Kogakuin (Japan).

### *Opmerkingen*

In Amerika wordt o.a. door Energy Conversion Devices Inc. en Los Alamos National Laboratory gewerkt aan de ontwikkeling van Mg-gebaseerde metaalhydriden. Deze hydriden zijn lichter en goedkoper dan de Fe-Ti en La-klasse hydriden, maar hebben een hogere desorptietemperatuur (rond 300 °C). Door katalysatortoevoeging en oppervlaktebehandeling wordt gestreefd naar een opnamecapaciteit hoger dan 3 gew% en desorptietemperatuur lager dan 150 °C.

*Literatuur*

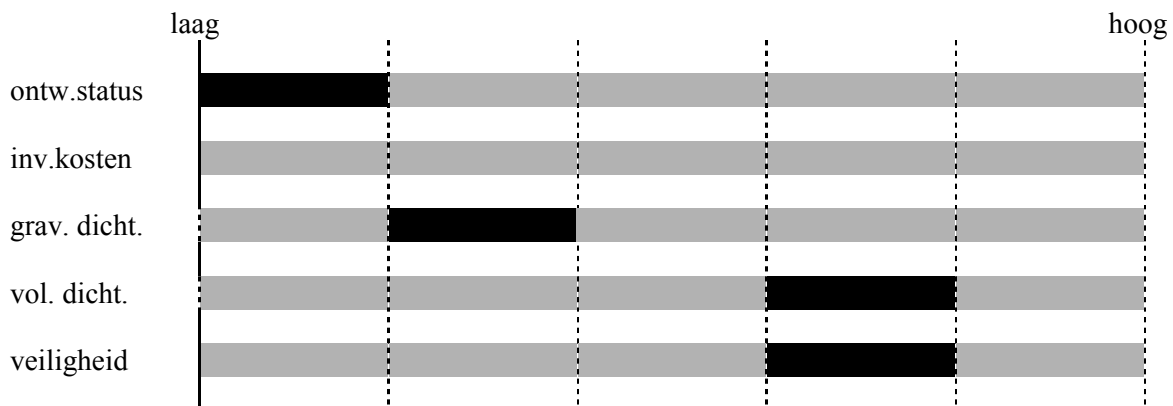
1. G. Sandrock in *Hydrogen Energy System*, uitgegeven door Y. Yürüm, NATO ASI Serie E: Applied Sciences, vol. 295, Kluwer Dordrecht, 1995.
2. C.C. Elam: *IEA Agreement on the Production and Utilization of Hydrogen, Annual Report 1998*, NREL, Golden (CO, USA) IEA/H2/AR-98, 1998.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
4. J. Petterson en O. Hjortsberg: *Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment*. Volvo Teknisk Utvecklung AB, KFB-Meddelande 1999:27, december 1999.
5. H.Th.J. Reijers: *Verkenning waterstofopslag*. ECN rapportnr. ECN-CX--00-033, juni 2000.

## G.4 NANOTUBES

### *Beschrijving*

Nanotubes zijn voortgekomen uit de ontdekking van buckyballs halverwege de jaren '80. Dit zijn grote bolvormige koolstofstructuren waarvan de bekendste, buckminsterfullerenen, uit 60 C-atomen bestaat. Nanotubes kunnen worden beschouwd als een tot een dun buisje opgerold grafietvlak, over de hele lengte naadloos aansluitend, waarvan de uiteinden afgesloten zijn met een halve buckyball, de zgn. cap. De diameter ligt tussen 1 en 2 nm, de lengte van 1 tot 100 µm. Het bijzondere van nanotubes is hun uniforme diameter over de hele lengte. Wegens hun elektrisch geleidende eigenschappen en bijzondere structuur bieden nanotubes vele toepassingsmogelijkheden, o.a. als componenten voor de elektronica-industrie, als membraanmaterialen voor batterijen en brandstofcellen, als anodes voor lithiumbatterijen, als supercondensatoren en als moleculaire filters. Wegens de kleine diameter, die slechts enkele malen groter is dan die van de geadsorbeerde moleculen, zijn de adsorptiekrachten op een molecuul vele malen hoger dan van vlak grafietoppervlak. Ze kunnen single-walled, of multi-walled zijn. In het laatste geval zijn er meerdere concentrische nanotubes met verschillende diameters. Nanotubes komen meestal voor in bundels, zgn. ropes, die op een drie- of vierkant rooster zijn gerangschikt. De productiemethoden omvatten elektrische boogontlading, chemical vapour deposition, laserverdamping en katalytische ontleding van een koolwaterstof bevattend gasmengsel over een katalysator. Deze methoden leveren gesloten tubes. Voor de meeste toepassingen, ook voor H<sub>2</sub> opslag, moeten de tubes aan de uiteinden open zijn, waarvoor een oxidatieve behandeling vereist is.

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Hoge productiekosten.

### *Ontwikkelaars*

National Renewable Energy Laboratory (Boulder, CO, USA), Universiteit van Freiburg (Zwitserland), California Institute of Technology, ZAE-Bayern, ZSW-Ulm, Universiteit van Montpellier II, Massachusetts Institute of Technology.

### *Opmerkingen*

De tot dusver maximaal bereikte intrinsieke gravimetrische opnamecapaciteit van nanotubes ligt op 7 gew%. De volumetrische opnamecapaciteit wordt geschat op 80 kg/m<sup>3</sup>. In bovenstaande tabel is uitgegaan van een reductie van 20% van beide opnamecapaciteiten t.g.v. randapparatuur.

De veiligheid is beter dan bij gecomprimeerde en vloeibare opslag omdat het opslagmedium niet onder druk hoeft te worden gehouden en omdat met CO<sub>2</sub> de mogelijkheid bestaat om geadsorbeerd waterstof in te sluiten.

Verreweg de belangrijkste ontwikkelaar is NREL. Het onderzoek richt zich op het ontwikkelen van een methode om grote hoeveelheden samples (in de orde van grams) te produceren met een zo hoog mogelijk gehalte aan SWNT's. Behalve nanotubes worden namelijk amorf koolstof, nanokristallijn grafiet, en nanokristallijne metaaldeeltjes aangetroffen in de met boogontlading gemaakte samples. Inmiddels is men erin geslaagd via laserverdamping samples te maken van ca. 1.5 g per dag, die ca. 50 gew% SWNT's bevatten. Middels een zelf-ontwikkelde 3-staps zuiveringsmethode worden zeer zuivere samples verkregen (zuiverheid: > 98%) zonder verlies van SWNT materiaal. Probleem met de via laserverdamping gemaakte tubes is dat de tubes zo lang zijn (> 100  $\mu\text{m}$ ) dat de adsorptie van  $\text{H}_2$  zeer langzaam verloopt. Hiervoor is als oplossing bedacht de tubes in kleine stukjes (< 1  $\mu\text{m}$ ) te snijden. TPD (temperature programmed desorption) metingen van deze gezuiverde, gesneden SWNT samples laten een  $\text{H}_2$  desorptie zien van 7 gew%, die plaatsvindt bij twee temperaturen (rond 470 en 630 K). Tenslotte is gebleken dat  $\text{CO}_2$  de geadsorbeerde  $\text{H}_2$  insluit. Hierdoor kunnen met  $\text{H}_2$  beladen SWNT samples hun  $\text{H}_2$  gedurende enkele weken vasthouden bij blootstelling aan lucht. Een nieuw aspect in het onderzoek van NREL is het zoeken naar een mechanistische verklaring van de gemeten waterstofopname. Deze is aanzienlijk hoger dan wat computermodellen voorspellen. Behalve adsorptie vanuit gasfase is ook elektrochemische waterstofopslag in koolstof nanotubes mogelijk zoals o.a. door de universiteit van Freiburg is aangetoond.

#### *Literatuur*

1. J. Petterson en O. Hjortsberg: *Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment*. Volvo Teknisk Utvecklung AB, KFB-Meddelande 1999:27, december 1999.
2. H.Th.J. Reijers: *Verkenning waterstofopslag*. ECN rapportnr. ECN-CX--00-033, juni 2000.
3. A.C. Dillon *et al.*: *Carbon Nanotube Materials for Hydrogen Storage* uit *Proc. of the 2000 Hydrogen Program Review*, te downloaden van <http://www.nrel.gov>.

## G.5 NANOFIBERS

### *Beschrijving*

Nanofibers zijn reeds lang bekend bij ontwikkelaars van steam-reforming katalysatoren. Onder koolstofvormende condities worden dikwijls lange, draadvormige filamenten aangetroffen op het katalysatorsubstraat met aan het uiteinde een katalysatordeeltje, gewoonlijk een metaalkristalliet. Het aan het oppervlak van het kristalliet gebonden koolwaterstof wordt ontleed in losse C en H atomen. De C atomen lossen op in het metaal en diffunderen naar de andere kant van het katalysatordeeltje. Daar aangekomen vormen ze een grafietachtig koolstoffilament, waarbij de grafietvlakken (zgn. grafenen) parallel zijn aan, loodrecht staan op of een hoek maken met de filamentas. Deze configuraties worden aangeduid als resp. ‘tubular’, ‘platelet’ en ‘herringbone’. Tijdens dit proces komt het katalysatordeeltje los van het substraat, maar kan overigens nog wel katalytisch actief blijven. Deactivering treedt op wanneer de poriën verstopt raken door de koolstoffibers zodat het gas geen toegang meer heeft tot de actieve plaatsen. De katalysator kan uiteindelijk uit elkaar barsten als gevolg van de mechanische druk van de koolstoffibers. Aan het oppervlak van de fibers bevinden zich een groot aantal zgn. ‘slitpores’ waarvan de hoogte in de buurt ligt van de afstand tussen naburige grafietvlakken in kristallijn grafiet, d.w.z. rond de 0.34 nm. De interactiepotentialen van naburige vlakken versterken elkaar waardoor grote adsorptiekrachten op moleculen optreden.

Koolstof nanofibers kunnen dienst doen als katalystor of katalysatordragermateriaal. Bekend is de katalytische ontleding van  $\text{NH}_3$  in  $\text{N}_2$  en  $\text{H}_2$  door nanofibers. Vergeleken met conventionele dragers (alumina, silica) bieden nanofibers het voordeel van een hoge elektrische geleiding waardoor ze een stevige binding kunnen aangaan met het katalysatordeeltje en de katalysator bijzondere activiteits- of selectiviteitseigenschappen kunnen geven. Verder kunnen ze de mechanische sterkte van koolstof-vezels verbeteren doordat ze de binding tussen matrix en vezel vergroten dankzij hun grote specifieke oppervlak. In supercondensatoren hebben ze t.o.v. geactiveerd koolstof het voordeel dat ze veel betere elektrische geleiders zijn (elektrische geleiding in de buurt van die van grafiet, d.w.z.  $1400 \mu\Omega\cdot\text{cm}$ ). Bulk hoeveelheden nanofibers kunnen worden geproduceerd met een conventionele flowreactor gevuld met katalytische metaaldeeltjes in de vorm van een poeder. Ook is het mogelijk de fibers te groeien op een substraat waarop katalytische metaaldeeltjes zijn aangebracht m.b.v. de incipient- wetness techniek, door condensatie uit dampfase of d.m.v. elektrolytisch neerslaan. Als substraten komen in aanmerking metallische materialen (folie, draad, mesh, gaas), oxiden ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{SiO}_2$ ), carbiden (SiC), nitriden ( $\text{Si}_3\text{N}_4$ ), cellulose, polymeerschuim, en ook commercieel verkrijgbare koolstofvezels (T300). De diameter van nanofibers varieert van 5 tot 100 nm, de lengte van 5 tot 100 mm. Het specifieke (buiten)oppervlak van een nanofiber varieert van 10 tot 250  $\text{m}^2/\text{g}$ .

### *Beoordelingsaspecten*



### *Barrières voor introductie*

Hoge productiekosten, niet reproduceer zijn van gemeten waterstofopnamen.

### *Ontwikkelaars*

Northeastern University (Boston, USA), Universiteit van Singapore, Rijksuniversiteit van Utrecht, Universiteit van Loughborough (UK).

### *Opmerkingen*

Het precieze mechanisme van H<sub>2</sub> adsorptie is niet bekend. Bekend is dat bij H<sub>2</sub> adsorptie (kinetische diameter: 0.289 nm) door de fibers het rooster expandeert in een richting loodrecht op de grafenen van 0.340 naar 0.347 nm. Bij desorptie relaxeert deze afstand weer naar zijn oorspronkelijke waarde na enkele dagen. Verondersteld wordt dat de aanwezige gedelokaliseerde elektronen rond de vlakken een rol spelen bij de H<sub>2</sub> adsorptie en zorgen voor stevige chemische bindingen. Dit blijkt ook uit het feit dat bij desorptie een fractie (< 10%) van het geadsorbeerde H<sub>2</sub> achterblijft, die pas bij temperatuur-verhoging het rooster verlaat. Verder is gebleken dat van de 3 mogelijke configuraties, 'tubular', 'platelet' en 'herringbone', de laatstgenoemde de hoogste H<sub>2</sub> adsorptie geeft.

In de groep van prof. K. de Jong van de Rijksuniversiteit van Utrecht wordt sinds enkele jaren onderzoek gedaan naar waterstofopslag in gemodificeerde koolstof nanofibers. Dit onderzoek wordt gefinancierd door Shell en heeft daarom een vertrouwelijk karakter. De via standaardmethode verkregen nanofibers hebben een opnamecapaciteit van ca. 8 gew% bij 77 K.

### *Literatuur*

1. J. Petterson en O. Hjortsberg: *Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment*. Volvo Teknisk Utvecklung AB, KFB-Meddelande 1999:27, december 1999.
2. H.Th.J. Reijers: *Verkenning waterstofopslag*. ECN rapportnr. ECN-CX--00-033, juni 2000.

## G.6 ALANATEN

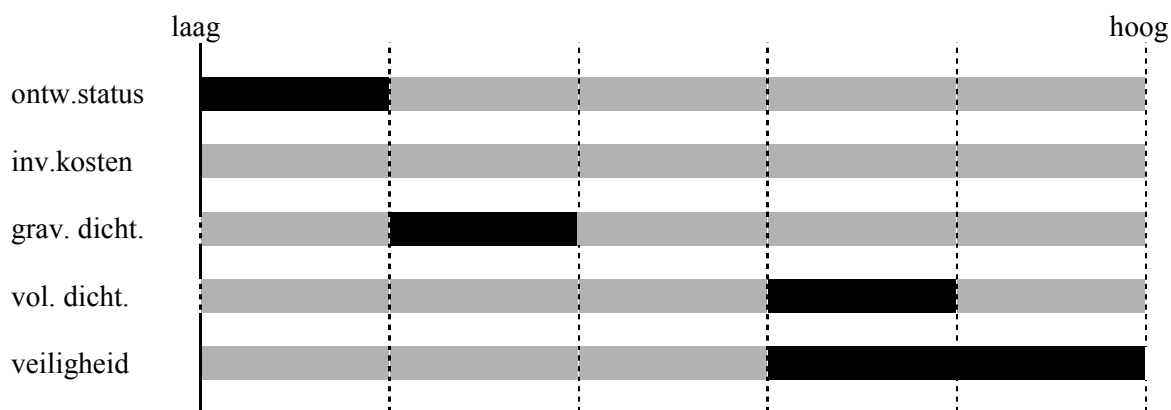
### Beschrijving

De alanaten zijn een groep van metaalhydriden met de algemene formule  $M(\text{AlH}_4)_n$  waarin  $n$  de valentie van het metaalatom  $M$  is. De structuur van alanaten wijkt af van die van de klassieke metaalhydriden: de waterstof atomen bevinden zich op roosterposities i.p.v. interstitials.

Voorbeelden zijn  $\text{LiAlH}_4$ ,  $\text{NaAlH}_4$  en  $\text{Mg}(\text{AlH}_4)_2$ . Bij lichte elementen zoals in de voorbeelden is de intrinsieke gravimetrische waterstofdichtheid hoger dan die van de klassieke metaalhydriden (typisch in de range 5 - 8 gew%, terwijl dit kleiner is dan 3 gew% voor de klassieke metaalhydriden). De volumetrische waterstofdichtheid kan hoger zijn dan die van vloeibaar waterstof.

Vrijmaken van waterstof kan plaatsvinden door thermische ontleding of door een chemische reactie. Bij thermische ontleding van  $\text{AAIH}_4$  waarin  $A$  een alkalimetaal is, wordt  $\text{AH}$ ,  $\text{Al}$  en  $\text{H}_2$  gevormd. De reactie kan in meerdere stappen verlopen. Zo wordt bij ontleding van  $\text{NaAlH}_4$  als tussenproduct het hexahydraat  $\text{Na}_3\text{AlH}_6$  gevormd. Bij reactie van  $\text{AAIH}_4$  met water wordt  $\text{AOH}$ ,  $\text{Al}(\text{OH})_3$  en  $\text{H}_2$  gevormd. Hydrolyse van  $\text{AAH}_4$  kan on-board worden uitgevoerd in een brandstofcelvoertuig omdat water wordt geproduceerd in de brandstofcel. Wel is het nodig de hydrolyse die sterk exotherm verloopt, gecontroleerd te laten verlopen.

### Beoordelingsaspecten



### Barrières voor introductie

Ontbreken van een geschikte katalysator voor waterstofabsorptie- en desorptie.

### Ontwikkelaars

Sandia National Laboratories, Hydrogen Components Inc. (Littleton, CO, USA), Max Planck Institut für Kohlenforschung (Mulheim an der Ruhr), Universiteit van Hawaii.

### Opmerkingen

In bovenstaande tabel is uitgegaan van een reductie van 20% van gravimetrische en volumetrische opnamecapaciteiten t.g.v. randapparatuur.

Het onderzoek naar deze klasse van metaalhydriden heeft een sterke impuls gekregen door de ontdekking in 1997 door Bogdanovic en Schwickardi dat de kinetiek van waterstofabsorptie- en desorptie van  $\text{NaAlH}_4$  sterk kan worden verbeterd door een Ti katalysator in oplossing toe te voegen (desorptie tussen ca. 10 en 130 bar bij 180 °C). In het onderzoek door Sandia National Laboratories en de Universiteit van Hawaii werd de katalysator toegevoegd tijdens mechanisch kogelmalen met als voordelen betere deeltjesgroottebeheersing en de mogelijkheid om activators toe te voegen. Hiermee kan reeds bij atmosferische druk en 33 °C waterstof worden vrijgemaakt.



*Literatuur*

1. B. Bogdanovic en M. Schwickardi, *J. of Alloys and Comp.* **253-254** (1997) p1-9.
2. C.C. Elam: *IEA Agreement on the Production and Utilization of Hydrogen, Annual Report 1998*, NREL, Golden (CO, USA) IEA/H2/AR-98, 1998.
3. K.J. Gross *et al.*: *Hydride Development for Hydrogen Storage* uit *Proc. of the 2000 Hydrogen Program Review*, te downloaden van <http://www.nrel.gov>
4. C.M. Jensen en S. Takara: *Catalytically Enhanced Systems for Hydrogen Storage* uit *Proc. of the 2000 Hydrogen Program Review*, te downloaden van <http://www.nrel.gov>
5. F. Lynch *et al.*: *Hydrogen Storage and Generation using Light Metal Hydrides* uit *Proc. 33rd IECEC*, Colorado Springs (CO) 2 – 6 augustus 1998.

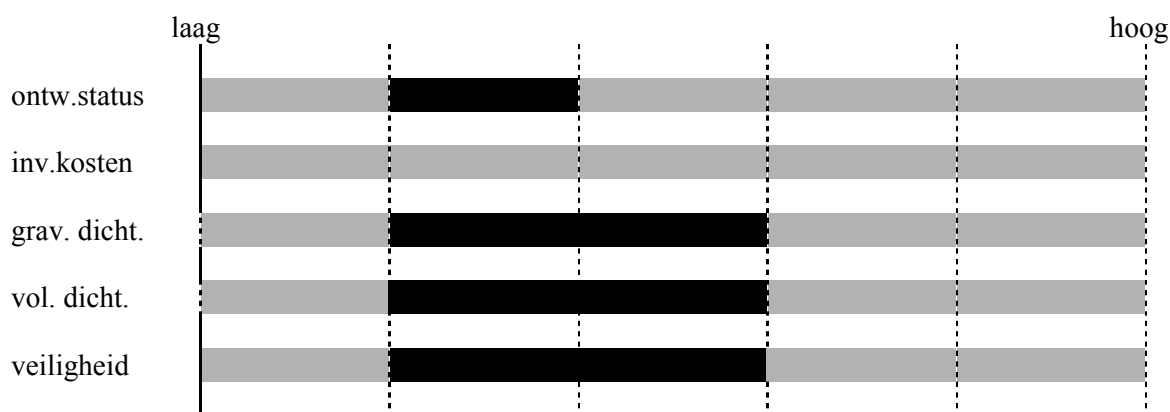
## G.7 ALKALIHYDRIDEN

### Beschrijving

In deze hydriden is waterstof als  $H^-$  ion aanwezig. Voorbeelden zijn: LiH en NaH. De vormingsreactie is sterk exotherm en ze hebben zoutachtige eigenschappen: wit, doorschijnend, bros en soortgelijke kristalstructuur als de overeenkomstige halidezouten (de alkalimetalen vormen monohydriden met de NaCl kristalstructuur). Het hydride is dichter dan het oorspronkelijke metaal, m.a.w. hydridevorming leidt tot roostercontractie.

Vrijmaken van waterstof kan plaatsvinden door thermische ontleding of door een chemische reactie. Bij reactie van AH met water wordt AOH en  $H_2$  gevormd (A is een alkalimetaal). Hydrolyse van  $AAH_4$  kan on-board worden uitgevoerd in een brandstofcelvoertuig omdat water wordt geproduceerd in de brandstofcel. Wel is het nodig de hydrolyse die sterk exotherm verloopt, gecontroleerd te laten verlopen.

### Beoordelingsaspecten



### Barrières voor introductie

Productiekosten van het alkalihydride, veiligheid.

### Ontwikkelaars

Thermo Technologies (Waltham, MA), Powerball Technologies LLC (Salt Lake City, UT).

### Opmerkingen

Thermo Technologies ontwikkelt een organische slurry van LiH deeltjes (gemiddeld  $20 \mu m$ ) voor vervoerstoepassing. Reductie van het gevormde LiOH vindt plaats met een goedkope koolstofbron zoals biomassa. De berekende waterstofprijs ligt rond \$ 3.60 per GJ.

Powerball Technologies ontwikkelt bolletjes NaH omgeven door een plastic coating. Voordat de reactie met water plaatsvindt, worden de bolletjes stuk voor stuk gesplitst. Voor de reductie van NaOH is een proces bedacht gebaseerd op reactie met  $CH_4$ , dat veel goedkoper is dan elektrolytische productie van Na. Onderzocht wordt of dit proces behalve voor brandstofcelauto's ook in de chemische industrie kan worden ingezet. De geschatte waterstofprijs ligt rond \$ 40 per GJ.

### Literatuur

1. H.Th.J. Reijers: *Verkenning waterstofopslag*. ECN rapportnr. ECN-CX--00-033, juni 2000.
2. A.W. McClaine *et al.*: *Hydrogen Transmission/Storage with a Metal-Organic Slurry and Advanced Chemical Hydride/Hydrogen for PEMFC Vehicles* uit *Proc. of the 2000 Hydrogen Program Review*, te downloaden van <http://www.nrel.gov>

3. E.G. Skolnik: *Technical Assessment and Analysis of Hydrogen R&D Projects* uit *Proc. of the 2000 Hydrogen Program Review*, te downloaden van <http://www.nrel.gov>

## BIJLAGE H BRANDSTOFCELTECHNOLOGIE

In deze appendix wordt de stand-der-techniek van brandstofceltechnologie gegeven in de vorm van factsheets.

Ter toelichting op de tabel:

- De stand der ontwikkeling varieert van laboratoriumfase A, via demonstratiefase B (midden schaal) tot conventioneel C (volle schaal).
- De investeringskosten variëren van < 1000 tot > 4000 \$ per kWel: < 1000, 1000 – 2000, 2000 – 3000, 3000 – 4000 en > 4000.
- De elektriciteitsprijs varieert van < 5 tot > 20 \$c per kWh geproduceerde elektriciteit: < 5, 5 – 10, 10 – 15, 15 – 20, > 20.
- Onder elektrisch rendement wordt verstaan: de verhouding van de geproduceerde elektrische energie en totale energie-input, waarbij onder energie-input wordt verstaan de verbrandingswaarde (LHV) van de benodigde fossiele brandstof en toegevoerde elektrische energie.
- Onder totaal rendement wordt verstaan: de verhouding van de totale energie-output (elektriciteit en warmte) en totale energie-input, waarbij onder energie-input wordt verstaan de verbrandings-waarde (LHV) van de benodigde fossiele brandstof en toegevoerde elektrische energie.
- De CO<sub>2</sub>-emissie, uitgedrukt in het aantal mol CO<sub>2</sub> per geproduceerde kWh elektriciteit, en varieert van 0 tot 0.2 volle schaal.
- Het vermogen varieert van < 1 tot > 1000 kWe: < 1, 1 – 10, 10 – 100, 100 – 1000, > 1000 kWe.
- De periode waarin de technologie een rol speelt loopt van ‘efficiënt fossiel’ (E) via ‘schoon fossiel’ (S) tot ‘duurzaam’ (D). Hier kunnen dus meerdere vakken ‘zwart’ zijn.
- Acceptatie is kwalitatief gewaardeerd.

	laag				hoog
ontw.status	A		B		C
elek. rend.	0 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	> 40
tot. rend.	0 - 20	20 - 40	40 - 60	60 - 80	80 - 100
CO <sub>2</sub> -emissie	0 - 0.04	0.04 – 0.08	0.08–0.12	0.12 – 0.16	> 0.16
inv.kosten	< 1000	1000 - 2000	2000 - 3000	3000 - 4000	> 4000
elek.prijs	< 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	> 20
vermogen	< 1	1 - 10	10 - 100	100 – 1000	> 1000
periode	E		S		D
acceptatie	laag				hoog

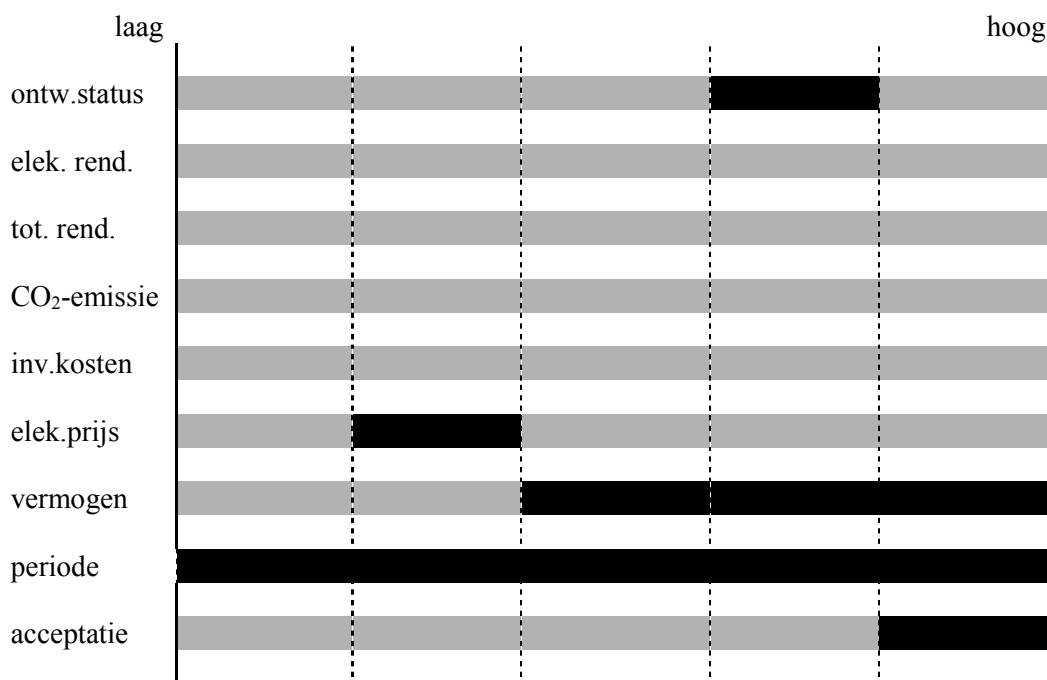
## H.1 ALKALISCHE BRANDSTOFCEL

### Beschrijving

Alkalische brandstofcellen gebruiken een alkalisch elektrolyt zoals NaOH of KOH. Ze werken bij atmosferische druk en 70 °C. De anodische, kathodische en overall celreacties zijn:



### Beoordelingsaspecten



### Barrières voor introductie

Geen.

### Ontwikkelaars

Zevco.

### Opmerkingen

Het grote voordeel t.o.v. de PEM cel is dat minder platina nodig is. Nadeel is dat de cel niet tegen CO<sub>2</sub> bestand is.

De alkalische brandstofcel wordt voornamelijk voor ruimtevaarttoepassingen en onderzeeboten gebruikt. Door Zevco wordt een alkalische brandstofcel voor auto's ontwikkeld. Zevco heeft in 1999 een bestelwagen met alkalische brandstofcel aan Westminster Council geleverd.

*Literatuur*

1. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
2. *Fuel Cell Handbook*, 5th Edition, Oktober 2000.

## H.2 PROTON EXCHANGE MEMBRANE (PEM) BRANDSTOFCEL

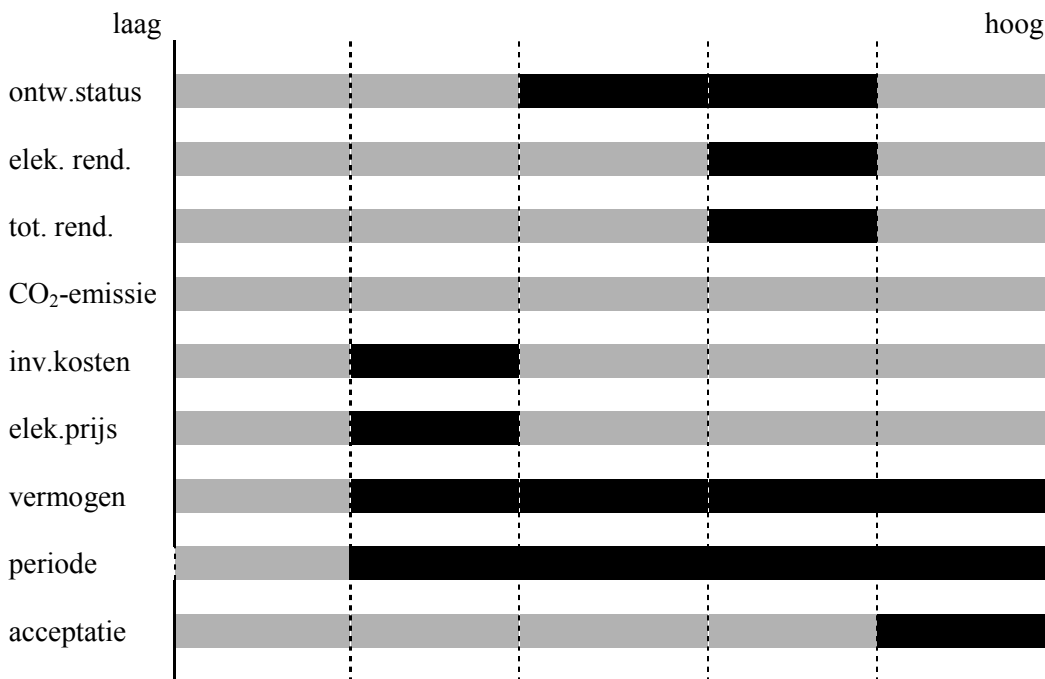
### Beschrijving

De proton exchange membrane brandstofcel, ook bekend als de solid polymer electrolyte brandstofcel, gebruikt een gezwaveliseerd fluorpolymeer als elektrolyet. Het meest gebruikte materiaal is perfluor-zwaveligzuur. Het membraan is gesandwiched tussen twee, met platina geïmpregneerde poreuze koolstof elektroden. De drie componenten worden gezamenlijk aangeduid als *membrane electrode assembly (MEA)*. De elektroden zijn gewoonlijk gecoat met een hydrofoob materiaal om overvulling van de elektrodeporiën met water te voorkomen. Dit veroorzaakt een slechte diffusie van de gassen naar de reactiesites in de elektroden en dus een slechte prestatie.

Door het PEM materiaal is de maximale bedrijfstemperatuur beperkt tot 100 °C. Typisch worden cellen ontworpen voor een bedrijfstemperatuur van 80 °C. Wegens de lage bedrijfstemperatuur heeft de cel een korte opstarttijd (1 – 3 sec) en uitstekende load-following karakteristieken. De anodische, kathodische en overall celreacties zijn:



### Beoordelingsaspecten



### Barrières voor introductie

Kosten.

### Ontwikkelaars

*stationaire toepassingen:* Ballard Generation Systems Inc. (NJ, USA), Analytic Power Corp./American Power Corp. (Boston, MA, USA), Avista Labs, H Power Corp. (Belleville, NJ, USA), Energy Partners, Plug Power/GE Fuel Cell Systems, Northwest Power Systems (NPS),

Siemens AG (Erlangen, Duitsland), Center for Electrochemical Systems and Hydrogen Research (CESHR), A&M University, Texas.

*Mobiele toepassingen:* Ballard Power Systems Inc. (Burnaby, BC, Ca), Xcellsis GmbH, Nuvera Fuel Cell Technology, Energy Partners (West Palm Beach, FL, USA), Global Fuel Cell Corporation (GFC, USA), Honda Motor Corp., H Power (belleville, NJ, USA), International Fuel Cells (IFC, South Windsor, CT, USA), Plug Power, Proton Motor GmbH, Siemens AG (Erlangen, Duitsland), Toyota Motor Corp.

#### *Opmerkingen*

De boven aangegeven investeringskosten (range 1000 – 2000 \$/kW<sub>el</sub>) hebben betrekking op de verwachte kosten bij massaproductie. De huidige investeringskosten liggen rond 10000 \$/kW<sub>el</sub>. Katalysatorbelading moet omlaag worden gebracht tot ca. 0.4 mg/cm<sup>2</sup>, het niveau van de fosforzure brandstofcel. Kostenreductie richt zich op vervanging van het PEM membraan en de separatorplaten door goedkopere, maar even goed presterende materialen.

#### *Literatuur*

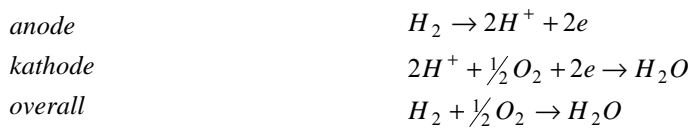
1. D.R. Brown en R. Jones: *An Overview of Stationary Fuel Cell Technology*, Pacific Northwest National Laboratory, rapportnr. PNNL-12147, februari 1999.
2. R. Wurster: *PEM Fuel Cells in Stationary and mobile Applications: Pathways to Commercialization*. 6<sup>th</sup> International Technical Congress, BIEL'99, 13 – 19 september 1999, downloadable van Hyweb.
3. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
4. *Fuel Cell Handbook*, 5th Edition, Oktober 2000.



### H.3 PHOSPHORIC ACID (PA) BRANDSTOFCEL

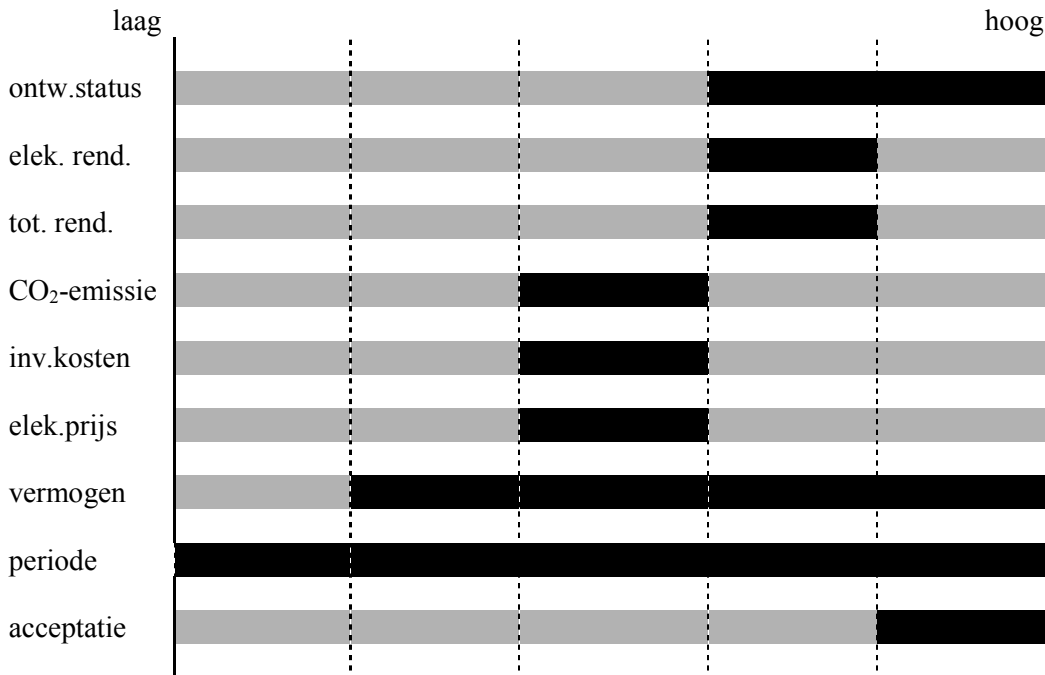
#### Beschrijving

De fosforzure brandstofcel is de meest marktrijpe brandstofcel en op dit moment de enige brandstofcel die commercieel beschikbaar is. ONSI biedt een 200 kW PA cel aan voor een prijs van \$ 2000/kWe. De anode en kathode zijn gemaakt van poreus koolstof met kanalen voor resp. fuel en oxidant. Aan de elektrolietzijde zijn de elektroden bedekt met een dun laagje platina, ondersteund door koolstofdeeltjes en bij elkaar gehouden door een polymere binder, gewoonlijk polytetrafluorethyleen (PTFE). Het platina fungeert als katalysator voor de elektrode reacties. Typische platinabeladingen zijn 0.1 mg/cm<sup>2</sup> en 0.5 mg/cm<sup>2</sup> voor resp. de anode- en kathodezijde. Het elektroliet fosforzuur wordt bij elkaar gehouden door een matrix van siliciumcarbide. Een dunne glasachtige koolstofplaat wordt als separator gebruikt. Reacties vinden plaats in de 3-fasen zone waar katalysator (vast), fosforzuur (vloeistof) en fuel of oxidant (reactantgas) elkaar ontmoeten. De anodische, kathodische en overall celreacties zijn:



De PA brandstofcel werkt bij 200 °C, hoog genoeg om lage-druk stoom hoge-druk warm water te produceren. Toegestane concentraties van verontreinigingen in de fuel: CO: 1%, H<sub>2</sub>S: 20 ppm, H<sub>2</sub>S + COS: 50 ppm.

#### Beoordelingsaspecten



#### Barrières voor introductie

Kosten.

#### Ontwikkelaars

ONSI, Fuji Electric Corporation, Toshiba Corporation, Mitsubishi Electric Corporation.

### *Opmerkingen*

Meer dan 100 PA cellen zijn inmiddels gebouwd en getest in de VS, Europa en Japan, in totaal ruim 40 MW. Grote barrière zijn de hoge investeringskosten. Aanzienlijke vooruitgang is de laatste 5 jaar geboekt door de kosten van de ONSI 200 kW cel met een derde te verminderen tot \$ 2000/kWe. Toch is dit te hoog om te kunnen concurreren met door het net geleverde elektriciteit, zelfs met cogeneratie. De perceptie van betere lange-termijn vooruitzichten (lagere investeringskosten en hoger elektrisch rendement) heeft geresulteerd in een verschuiving van de R&D budgetten naar de gesmolten carbonaat en vaste oxide brandstofcel voor stationaire toepassingen en de PEM cel voor transport toepassingen, hoewel de PEM cel ook wordt ontwikkeld om te concurreren met de PA cel in sub-MW stationaire toepassingen.

### *Literatuur*

1. D.R. Brown en R. Jones: *An Overview of Stationary Fuel Cell Technology*, Pacific Northwest National Laboratory, rapportnr. PNNL-12147, februari 1999.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
3. *Fuel Cell Handbook*, 5th Edition, Oktober 2000.

## H.4 MOLTEN CARBONATE (MC) BRANDSTOFCEL

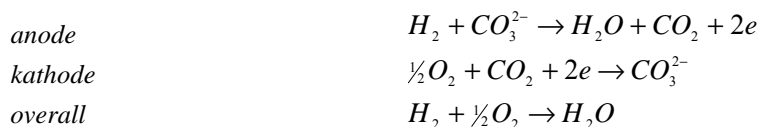
### *Beschrijving*

De gesmolten carbonaat brandstofcel gebruikt een mengsel van alkalicarbonaten als elektrolyet. De cel werkt bij 650 °C, waarbij het elektrolyet gesmolten is. Gesmolten carbonaat is een extreem corrosief materiaal dat hoge eisen stelt aan de stackmaterialen.

Als kathode wordt het meest poreus nikkel gebruikt. Aan het begin van het bedrijf wordt dit omgezet in gelithieerd nikkeloxide door de combinatie van de aanwezigheid van lithiumcarbonaat en een oxiderende atmosfeer. Gelithieerd nikkeloxide lost langzaam op in carbonaat wat de levensduur beperkt. Als anode wordt eveneens poreus nikkel gebruikt, waaraan chroom wordt toegevoegd om de kruipeigenschappen te verbeteren. Kruip treedt op als gevolg van de aandrukkracht en de hoge bedrijfstemperatuur. Een hoge aandrukkracht is vereist om goed elektrische contact tussen de individuele componenten en gasafdichting te waarborgen. Het gesmolten carbonaat, gewoonlijk een eutectisch mengsel van 62% Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> en 38% K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, wordt vastgehouden door capillaire krachten in een matrix van een keramisch poeder, gewoonlijk lithiaaluminaat. Een deel van het carbonaat trekt in de poreuze elektroden tijdens bedrijf. Door afstemming van de poriegrootte wordt voorkomen dat de matrix leegloopt.

Voor voldoende elektrische spanning worden de cellen in serie geschakeld door ze te stapelen. Tussen de cellen liggen separatorplaten. Deze scheiden fuel en oxidant, maar geleiden de elektrische stroom. Ook kunnen ze zijn voorzien van gaskanalen voor toevoer van reactantgassen. Ter ondersteuning van de elektroden en eveneens voor stroomgeleiding kunnen stroomcollectoren aanwezig zijn. Separatorplaten en stroomcollectoren zijn gemaakt van roestvast staal, en zijn aan de anodezijde doorgaans vernikkeld. Anders dan bij de vaste oxide brandstofcel is opschaling mogelijk tot celoppervlakken van 1 m<sup>2</sup> dankzij de elastische aard van de componenten. Typische stackhoogtes omvatten enkele honderden cellen.

Reacties vinden plaats in de 3-fasen zone waar elektrode (vast), elektrolyet (vloeistof) en fuel of oxidant (reactantgas) elkaar ontmoeten. De anodische, kathodische en overall celreacties zijn:



Anders dan bij de PEM en PA cel wordt hier water aan de anodezijde geproduceerd. Dit is gunstig omdat daardoor en dankzij de hoge bedrijfstemperatuur water-gas shiftreactie en interne reforming van lichte koolwaterstoffen (b.v. methaan) mogelijk is. Hierdoor wordt tevens de door de celreacties geproduceerde warmte (deels) benut (steam-reforming is een endotherme reactie). Overige restwarmte kan worden gebruikt voor opwarmen van de reactantgassen en voor cogeneratiedoeleinden. Voor een bottoming-cycle is de MCFC minder geschikt: koppeling met een stoomturbine is pas efficiënt vanaf 10 MW, terwijl voor koppeling met een gasturbine extra verwarming nodig is.

Toegestane concentraties van zwavelverontreinigingen (afkomstig van H<sub>2</sub>S, COS of SO<sub>2</sub>) in de fuel: 10 ppm.

### *Beoordelingsaspecten*

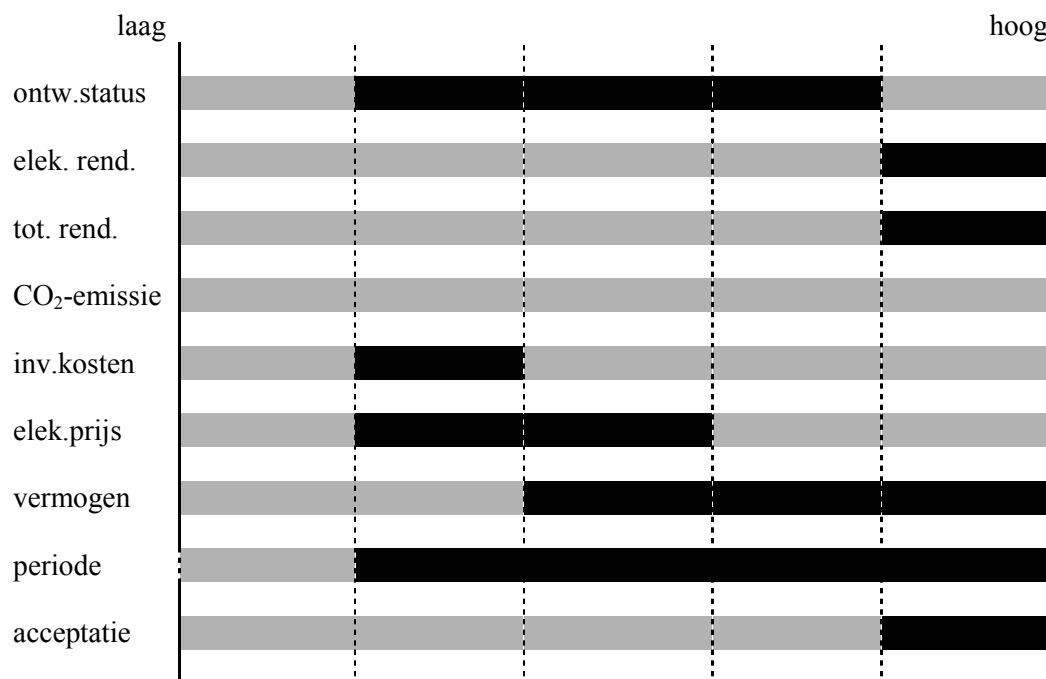
Zie volgende bladzijde.

### *Barrières voor introductie*

Levensduur en kosten.

### *Ontwikkelaars*

Ansaldo Ricerche (Italië), MC Power, FuelCell Energy Inc. (voorheen ERC, CT, USA), Mitsubishi Electric Corp., Hitachi, MTU Friedrichshafen GmbH (Duitsland).



#### Opmerkingen

De in de tabel vermelde kosten zijn de verwachte kosten zijn gebaseerd op een commercieel systeem. Belangrijkste levensduur beperkende factoren zijn de oplosbaarheid van de kathode, elektrolyetverlies door verdamping en corrosie, en degradatie van de steam-reforming katalysator in het geval van interne reforming. Bij kostenreductie gaat het goedkopere materialen en fabricageprocessen.

Een 1.8 MW plant is getest in Santa Clara gedurende 4000 uur door ERC, tegenwoordig FuelCell Energy. Een 250 kW stack, module voor commerciële stacks, is door ERC getest in 1999. FuelCell Energy gaat een 2 MW stack leveren voor een IGCC plant in Trapp (KY, USA) en een 1 MW stack voor een rioolwaterzuiveringsinstallatie in Renton (WA, USA).

Ansaldo heeft in 1999 een 100 kW stack getest in Milaan bij ENEL, een Italiaans energiebedrijf, in het kader van het MOLCARE programma. Door MTU Friedrichshafen wordt momenteel een 250 kW stack volgens het HOT MODULE concept getest in Bielefeld.

CRIEPI heeft 1 MW MCFC plant, bestaande uit 4 externe-reforming stacks, en een 200 kW interne-reforming stack getest in Japan.

#### Literatuur

1. D.R. Brown en R. Jones: *An Overview of Stationary Fuel Cell Technology*, Pacific Northwest National Laboratory, rapportnr. PNNL-12147, februari 1999.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
3. *Fuel Cell Handbook*, 5th Edition, Oktober 2000.

## H.5 VASTE OXIDE (SO) BRANDSTOFCEL

### Beschrijving

Deze cel is geheel uit vaste componenten opgebouwd, inclusief elektrolyet. Voor voldoende ionaire geleiding zijn hoge temperaturen nodig, typisch 1000 °C. Het ontbreken van een vloeibare fase maakt het concept van een SO cel eenvoudiger dan dat van de andere brandstofcellen. Corrosieproblemen zijn een stuk kleiner en elektroliethuishouding is een niet-bestaand probleem. Het voordeel van de hoge temperatuur is dat de elektrodereacties snel verlopen en dat interne reforming van koolwater-stoffen mogelijk is net als bij de MC cel, zelfs van diesel en JP-8. Nadeel is dat kleinste hoeveelheid Gibbs energie beschikbaar is voor conversie in elektriciteit, maar dit nadeel wordt gecompenseerd door het feit dat de hoge-temperatuur restwarmte prima geschikt is voor koppeling met een gasturbine bottoming-cycle.

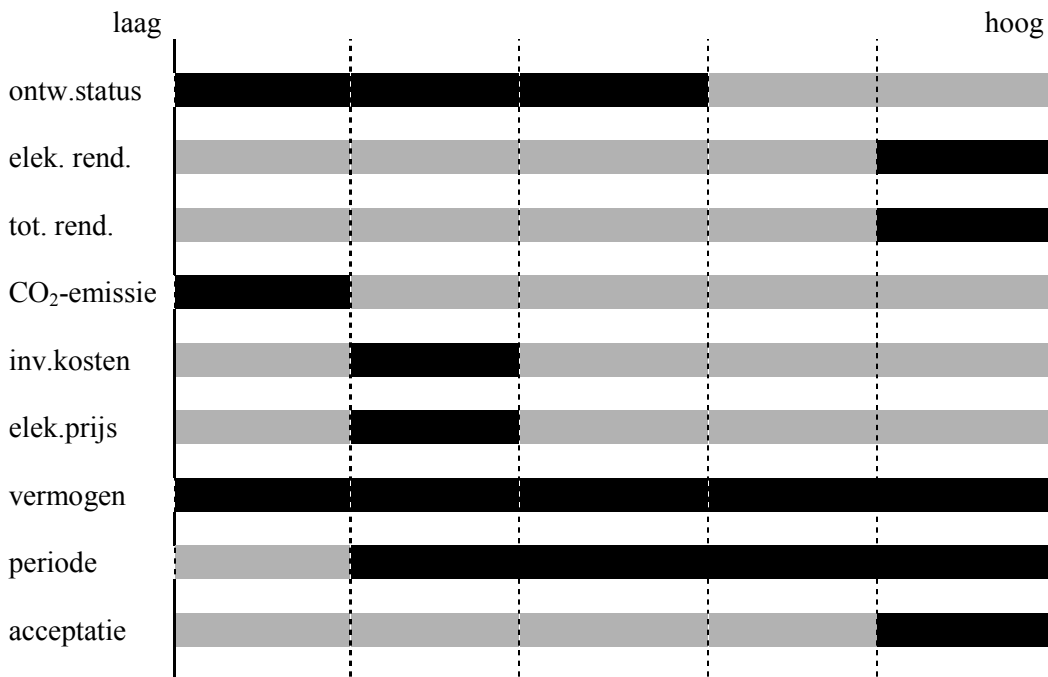
Behalve goede ionen- en elektronengeleiding en chemische stabiliteit is een belangrijk criterium voor de componenten dat hun thermische expansiecoëfficiënten ongeveer gelijk moeten zijn. State-of-the-art materialen zijn nikkel-zirconia als anodemateriaal, strontium gedoteerd lanthaan mangaaniet als kathode en yttrium-gestabiliseerd zirconia als elektrolyet. De anodische, kathodische en overall celreacties zijn:



Net als bij de MC cel wordt water aan de anodezijde gevormd. Toegestane concentraties van zwavelverontreinigingen (afkomstig van H<sub>2</sub>S, COS of SO<sub>2</sub>) in de fuel: 50 ppm.

Drie geheel verschillende stackconcepten zijn ontwikkeld voor de SO cel: het buisconcept van Siemens-Westinghouse, het monolietconcept en het planaire concept. Bij het planaire concept worden de afzonderlijke celcomponenten net als in de MC stack gestapeld, bij het monolietconcept worden ze tevoren als een geheel gesinterd.

### Beoordelingsaspecten



### *Barrières voor introductie*

Kosten.

### *Ontwikkelaars*

Siemens Westinghouse, SOFCo, Sulzer Hexis Ltd. (Zwitserland), Technology Management Inc., Ztek.

### *Opmerkingen*

De in de tabel vermelde kosten zijn de verwachte kosten zijn gebaseerd op een commercieel systeem.

Siemens-Westinghouse heeft twee 25 kW stacks getest. De tests, uitgevoerd in Californië met aardgas, diesel en JP-8 als brandstof, en in Japan met aardgas als brandstof, duurden elk ongeveer een jaar.

Een andere test met een 100 kW stack loopt sinds 1998 in Duiven (Nederland) en is tot dusver slechts een keer onderbroken voor technisch herstel.

Technology Management Inc. ontwikkelt 500 W SO cellen voor draagbare toepassingen, SOFCo ontwikkelt stacks voor de 10 tot 50 kW range.

RWE Energie en Siemens-Westinghouse gaan 2 plants bouwen bestaande uit een 300 kWe stack met een gasturbine. De eerste wordt bij RWE Energie geplaatst in. Het verwachte elektrische rendement is 60%. EnBW Energie Baden-Württemberg wil een hybride power plant van een SOFC stack gekoppeld aan microgasturbines installeren. Partners of EnBW zijn Electricité de France, Gaz de France, TIWAG (Tiroler Wasserkraftwerke) en Siemens-Westinghouse.

Norske Shell en Siemens-Westinghouse gaan een aardgas-gevoede 250 kW SOFC demonstratieplant met CO<sub>2</sub> sequestratietechnologie ontwikkeld door Shell bouwen voor Noorwegen. Een andere 250 kW SOFC demonstratieplant wordt gebouwd voor Ontario Power Generation. Een 1 MW hybride power plant (SOFC van Siemens-Westinghouse en microgasturbine) komt op EPA's Science Center, Fort Meade (MD).

BMW werkt samen met Delphi aan een SOFC systeem als APU voor vervoerstoepassingen.

### *Literatuur*

1. D.R. Brown en R. Jones: *An Overview of Stationary Fuel Cell Technology*, Pacific Northwest National Laboratory, rapportnr. PNNL-12147, februari 1999.
2. C.E.G. Padró en V. Putsche: *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL rapportnr. NREL/TP-570-27079, september 1999.
3. *Fuel Cell Handbook*, 5th Edition, Oktober 2000.