


50361503-KPS/SEN 03-3008

**Brandstofcellen in de glastuinbouw:
status en mogelijkheden**

Arnhem, 15 april 2004

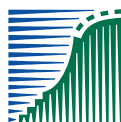
Auteur R.J.F. van Gerwen
KEMA Power Generation & Sustainables

In opdracht van het Productschap Tuinbouw en het Ministerie van Landbouw, Natuur
en Voedselkwaliteit

auteur : R.J.F. van Gerwen  04-04-15
B 117 blz. 5 bijl. GvW

beoordeeld : J.A.F. de Ruijter  04-04-16
goedgekeurd : K.J. Braber  04-04-19

Dit rapport is mede mogelijk gemaakt door subsidieverlening door het Productschap Tuinbouw en het Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit in het kader van het Onderzoeksprogramma Energie (PT-projectnummer 11289).



**landbouw, natuur en
voedselkwaliteit**

© KEMA Nederland B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Dit document bevat vertrouwelijke informatie. Overdracht van de informatie aan derden zonder schriftelijke toestemming van of namens KEMA Nederland B.V. is verboden. Hetzelfde geldt voor het kopiëren van het document of een gedeelte daarvan.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, bijkomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

INHOUD

blz.

SAMENVATTING.....	5
1 Inleiding	11
2 Programma van eisen voor een brandstofcel-WKK.....	14
2.1 Inleiding	14
2.2 Eisen t.a.v. energetische prestatie.....	15
2.3 Eisen t.a.v. emissies	17
2.4 Eisen t.a.v. levensduur en betrouwbaarheid.....	19
2.5 Eisen t.a.v. investeringskosten	20
2.6 Eisen t.a.v. onderhoud, onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten.....	21
2.7 Eisen t.a.v. brandstofflexibiliteit	22
2.8 Eisen t.a.v. regelbereik, regelsnelheid en opstarttijd	23
2.9 Eisen t.a.v. elektrische inpassing.....	23
2.10 Ruimtebeslag.....	24
2.11 Milieubelasting	25
2.12 Samenvatting van het programma van eisen	25
3 Principe en werking van de brandstofcel.....	27
3.1 Brandstofcellen en brandstofcelstacks	27
3.2 Brandstofvoorbewerking	31
3.3 Brandstofcelsystemen	33
3.4 Intrinsieke eigenschappen van brandstofcelsystemen	34
4 Demonstraties en fabrikanten.....	36
4.1 Stand van zaken alkalische brandstofcel (AFC).....	36
4.2 Stand van zaken fosforzure brandstofcel (PAFC)	37
4.3 Stand van zaken gesmolten-carbonaat brandstofcel (MCFC).....	45
4.4 Stand van zaken vast-oxide brandstofcel (SOFC).....	53
4.5 Stand van zaken polymere brandstofcel (SPFC).....	60
4.6 Hybride brandstofcelsystemen	66
5 Te verwachten ontwikkelingen.....	73
5.1 Onderzoeksprogramma's en overheidsinspanningen.....	73
5.2 Marktverwachtingen.....	74
5.3 Marktpotentieel voor de glastuinbouw in Nederland	75

5.4	Afbreukrisico's	78
6	Keuze kansrijke systemen	81
6.1	Mogelijke systeemconfiguraties	81
6.2	Vergelijking van systemen	81
7	Conclusies en aanbevelingen	86
7.1	Conclusies	86
7.2	Aanbevelingen	87
Bijlage A	Praktijkrendementen voor gasmotoren	93
Bijlage B	Uitwerking emissie-eisen	96
Bijlage C	Definities betrouwbaarheid en beschikbaarheid	103
Bijlage D	Normstelling voor de footprint	105
Bijlage E	Brandstofvoorbewerking	107

SAMENVATTING

Gezien het potentieel van brandstofcellen voor energiebesparing in de glastuinbouw hebben het Productschap Tuinbouw en het Ministerie van LNV KEMA de opdracht gegeven een onderzoek uit te voeren naar de *toepasbaarheid van brandstofcellen bij belichte teelten in de glastuinbouw*. De onderhavige rapportage beschrijft het eerste deel van dit onderzoek namelijk de status en mogelijkheden van de brandstofceltechnologie voor de glastuinbouw. Dit rapport levert een onderbouwing voor de keuze van het meest kansrijke type brandstofcel en de meest kansrijke systeemconfiguratie. Dit gekozen systeem wordt in het vervolg van dit project verder (energie)technisch en bedrijfseconomisch uitgewerkt.

De basis voor de beoordeling van brandstofcelsystemen is een programma van eisen dat onder andere op basis van de prestaties van huidige systemen (gasmotoren en micro-turbines) en eisen aan het kasklimaat is samengesteld. Tabel S1 geeft een samenvatting van het programma van eisen.

Tabel S1 Samenvatting van het programma van eisen

onderdeel		eis	
1	energetische prestatie		
	1.1 rendement (elektrisch plus thermisch)	minimaal conform stand der technologie (zie paragraaf 2.2), elektrisch rendement in deellast >80% van het rendement in vollast	
	1.2 leveringstemperatuur warm water	aanbevolen 90/70 °C minimaal 60/40 °C	
2	emissies (in gram per GJ brandstofinput)	2.1 CH ₄	< 15 g/GJ
		2.2 N ₂ O	< 1 g/GJ
		2.3 NO _x	< 50 g/GJ
		2.4 NH ₃	< 7,3 g/GJ
		2.5 CO	< 15 g/GJ
		2.6 C ₂ H ₄	< 0,35 g/GJ
		2.7 SO ₂	< 10 g/GJ
		2.8 NMVOS ¹⁾	< 5 g/GJ
		2.9 PM10 ²⁾	< 2 g/GJ
		2.10 geluid	< 60 dB(A) op 1 meter
		2.11 trillingen	< 1,15 m/s ² (RMS 8 uur) of < 21 m/s ^{1,75} (VDV 8 uur)

onderdeel			eis	
3	betrouwbaarheid	3.1	systeembeschikbaarheid	> 92%
		3.2	gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd	> 1500 uur
4	investeringskosten	4.1	investeringskosten	< 1500 EUR/kW _e
5	onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	5.1	kosten voor O&B	< 0,01 EUR/kWh _e
6	brandstofflexibiliteit	6.1	primaire brandstof	aardgas
		6.2	secundaire brandstof	LPG, (bio)diesel, waterstof
		6.3	omschakeltijd prim.↔sec.	< 15 min.
7	regeling	7.1	regelbereik	25% - 100%
		7.2	opstarttijd	< 10 sec
		7.3	regelsnelheid	van 25% naar 100% in 1 min.
8	elektrische inpassing	8.1	elektrische inpassing	voldoen aan richtlijnen DTe
9	ruimtebeslag	9.1	footprint (F in kW/m ²)	F > 6 P ^{0,35} (P = vermogen in kW)
10	milieubelasting	10.1	primair energiegebruik productiefase	< 2% van primair energiegebruik gebruiksfase
		10.2	recyclebaarheid	> 95% recyclebaar

1) NMVOS: vluchtige organische componenten uitgezonderd methaan

2) PM10: fijn stof < 10 μm

Dit rapport behandelt een aantal typen brandstofcellsystemen:

- lage-temperatuur brandstofcellen (polymere brandstofcel en fosforzure brandstofcel)
- hoge-temperatuur brandstofcellen (gesmolten-carbonaat brandstofcel en vast-oxide brandstofcel)
- hybride brandstofcellsystemen (combinatie van een vast-oxide brandstofcel met een gasturbine).

In tabel S2 zijn de prestaties van de verschillende brandstofcellsystemen onderling vergeleken. Daarbij is de volgende legenda gehanteerd:

- een "+" indien duidelijk beter dan in het programma van eisen, een "-" indien duidelijk slechter en een "0" indien onbekend of geen duidelijk verschil
- om de onderlinge ranking tussen de brandstofcellsystemen duidelijk te maken kunnen meerdere "plussen" en "minnen" worden uitgedeeld
- bij investeringskosten wordt beoordeeld op de huidige investeringskosten, bij de overige items op reële verwachtingen voor deze technologie bij commerciële introductie.

Tabel S2 Samenvatting van de prestaties van de verschillende brandstofcel-technologieën.

criterium	brandstofceltype ¹⁾				
	PAFC	MCFC	SPFC	SOFC	SOFC/GT
1 energetische prestatie	0	+	0	+	++
2 emissies	++	++	++	++	++
3 betrouwbaarheid	0	0	0	0	0
4 huidige investeringskosten	-	--	---	---	---
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	0	0/-	0	0	+
6 brandstofflexibiliteit	+	+	+	+	+
7 regelbereik	-	0	0	0	-
8 opstarttijd ²⁾	--	--	-	--	--
9 regelsnelheid	--	--	-	--	--
10 elektrische inpassing	+	+	+	+	+
11 ruimtebeslag	--	--	--	--	-
12 milieubelasting	0	0	0	0/-	0/-
grote beschikbare/gedemonstreerde systemen ³⁾	200 kW	250 kW	250 kW	100 kW	220 kW
status beschikbare systemen	seriematige productie	kleine serie	prototypen	prototypen	prototypen
aantal systemen van genoemde grootte in bedrijf (geweest)	>200	circa 10	3	1	1
vooruitzichten vermindering investeringskosten	-	+	+	+	++
afbreukrisico	0	-	0	-	-
verwachting marktintroductie	2003	2005-2008	>2008	2006-2009	2008-2010

- 1) PAFC: fosforzure brandstofcel (phosphoric acid fuel cell)
 MCFC: gesmolten-carbonaat brandstofcel (molten carbonate fuel cell)
 SPFC: polymere brandstofcel (solid polymer fuel cell)
 SOFC: vast-oxide brandstofcel (solid oxide fuel cell)
 SOFC/GT: hybride combinatie van een SOFC met een gasturbine
- 2) Bij een zogenaamde "koude" start, dat wil zeggen dat het systeem vanaf kamertemperatuur opstart. Een warmte start zal sneller gaan maar kost energie om het systeem warm te houden.
- 3) in het verleden zijn twee 4,5 MW PAFC-systemen, een 11 MW PAFC-systeem en een 2 MW MCFC-systeem gedemonstreerd maar dit waren eenmalige demonstraties, voornamelijk zonder commercieel perspectief

Uit het onderzoek zijn de volgende conclusies getrokken:

- de aandacht voor en de ontwikkeling van brandstofcellen is vooralsnog blijvend. Er is de laatste 15-20 jaar sprake van een stijgende trend in het aantal brandstofcelconferenties, het aantal professionele brandstofcelbladen, het aantal demonstraties van brandstofcel-systemen en het aantal publicaties over brandstofcellen in kranten en populaire tijdschriften
- een belangrijk voordeel van brandstofcel-systemen zijn de lage emissies. Vaak blijken emissies onder de detectiegrens van de gebuikte apparatuur te liggen en daarmee ruim te voldoen aan de gestelde eisen. Rookgasbemesting met een brandstofcel is daarom uitstekend uitvoerbaar en vormt een laag risico (al is de concentratie CO₂ in de rookgassen door de hoge luchtfactor vergeleken met een ketel of gasmotor laag). Het aspect van schone rookgassen is belangrijk nu de trend ontstaat om in de winter de rookgassen van de WKK niet meer te gebruiken voor bemesting maar over te stappen op dosering van pure CO₂. Opgemerkt wordt dat voor etheen, lachgas en ammoniak geen concrete metingen bekend zijn. Op grond van het werkingsprincipe van de brandstofcel-systemen mag met grote zekerheid worden aangenomen dat de emissies voldoen aan het programma van eisen. Voor een demonstratieproject is meting van deze componenten echter wel een aandachtspunt
- lage-temperatuursystemen (SPFC en de PAFC) hebben geen beter rendement dan conventionele systemen (gasmotor, microturbine). In dat opzicht vormen lage-temperatuur brandstofcellen geen verbetering ten opzichte van de huidige gasmotoren. Hoge-temperatuur brandstofcellen (MCFC en SOFC) en hybride brandstofcellen (SOFC/GT) hebben een beduidend hoger elektrisch rendement. Dit levert een duidelijk economisch voordeel op (minder brandstofkosten en daarmee naar verwachting een lagere gevoeligheid voor fluctuaties in de brandstofprijzen). Tevens kan (als gevolg van het hoge elektrische rendement) volgens het Besluit voorzieningen en installaties volstaan worden met een lagere warmtebenuttingsgraad (zie paragraaf 2.2)
- de fosforzure brandstofcel (PAFC) is het enige systeem dat nu al in een relatief grote serie wordt geproduceerd. De kosten van dit systeem zullen naar verwachting hoger blijven dan gesteld in het programma van eisen. De MCFC wordt ook al seriematig (kleine serie) geproduceerd, de overige systemen verkeren nog in de prototype fase. Dit weerspiegelt zich ook in de (huidige) prijs per kW_e
- de leidende fabrikanten van de SPFC, MCFC en SOFC schermen met toekomstige systeemkosten van EUR 1000 tot 1500 per kW_e¹. In hoeverre dit realiseerbaar is, is nu nog onzeker. Op de SPFC staat de grootste druk wat betreft kostenreductie omdat in de

¹ In dit rapport wordt een omrekenkoers van 1 USD = 1 EUR aangehouden. Met de huidige dollar-koers van 1 USD ≈ 0,8 EUR betekent dit dat brandstofcelcomponenten en -systemen uit dollarlanden nu circa 20% goedkoper kunnen uitvallen.

transportsector (een grote markt voor de SPFC) de prijzen per kW voor de "motor" van een auto een factor 10 onder die in de stationaire markt liggen

- wat betreft start/stop-gedrag scoren alle brandstofcellen slechter dan conventionele systemen. De opwarmtijd van de stack en/of de brandstofprocessoren is hierbij het grootste struikelblok. Opstarten vanuit een "hot stand-by" toestand gaat (veel) sneller, maar het stand-by houden vraagt extra energie. Inzet van brandstofcellen in de glastuinbouw vraagt daarom om een herziening van de regelstrategie. Voor een demonstratieproject is dit een belangrijk aandachtspunt
- omdat alle brandstofcellen al een vorm van brandstofvoorbewerking kennen is het relatief eenvoudig alternatieve brandstoffen (LPG, huisbrandolie, biogas, bio-olie) toe te passen in brandstofcellensystemen. Afhankelijk van de vervuilingen in de brandstoffen kan een extra reinigungsstap nodig zijn, met name om kleine deeltjes en chloorverbindingen te verwijderen
- brandstofcellensystemen zijn relatief volumineus. Rekening moet worden gehouden met circa drie maal zoveel benodigd grondoppervlak dan voor een conventioneel systeem van gelijke grootte.

Op basis van deze studie worden de volgende aanbevelingen gedaan:

- de lage-temperatuur brandstofcellen vormen energetisch gezien geen verbetering ten opzichte van de huidige gasmotor. Met name de hoge-temperatuur brandstofcellen (de gesmolten carbonaat brandstofcel, MCFC, en de hybride vast-oxide brandstofcel, SOFC/GT) bieden goede perspectieven voor de glastuinbouw. Met deze systemen is een significante reductie van het primair energiegebruik en de vervuilende emissies voor de sector mogelijk en het verdient dan ook aanbeveling zich te richten op deze typen brandstofcellen
- wel is aan beide typen brandstofcellen een afbreukrisico verbonden in de zin dat de ontwikkelingen in de toekomst nog niet zeker zijn. Dit komt met name door onzekerheden in het productieproces van de stacks (met name of voldoende hoge betrouwbaarheid en lage kosten kunnen worden gerealiseerd) en het feit dat zowel voor de MCFC als de SOFC (in de 100 kW range) op dit moment slechts één fabrikant in de markt is. Dit risico wordt echter laag ingeschat, gezien de perspectieven en de marktvooruitzichten voor deze typen brandstofcellen en de grootte van deze fabrikanten
- een demonstratie met een gesmolten-carbonaat brandstofcel is op relatief korte termijn te realiseren, omdat deze systemen al op commerciële basis worden verkocht en ook al in kleine series worden geproduceerd. Aan een demonstratie met een hybride brandstofcellensysteem (SOFC/GT) zijn meer risico's verbonden hoewel dit type brandstofcel wat betreft prestaties betere perspectieven biedt

- belangrijke aandachtspunten voor een demonstratie met een hoge-temperatuur brandstofcelsysteem zijn:
 - meting van de emissies in de rookgassen met gevoelige apparatuur (geen standaard apparatuur voor rookgassen maar apparatuur voor luchtkwaliteitsmetingen). Dit moet de (gerechtvaardigde) aanname dat de emissies van brandstofcellen verwaarloosbaar zijn voor eens en altijd bevestigen
 - start-stop bedrijf met een hoge-temperatuur brandstofcel is niet haalbaar. Er zal een nieuwe regelstrategie moeten worden toegepast die rekening houdt met de lange opstarttijd van hoge-temperatuur brandstofcellen dan wel met de energieverliezen die gepaard gaan met "hot stand-by"
 - intensieve monitoring van het brandstofcelsysteem, met name wat betreft onderhoudsbehoefte, storingsstatistiek en degradatie in relatie tot de bedrijfsvoering is belangrijk om te komen tot een afgewogen oordeel over de toekomstmogelijkheden van deze technologie.

1 INLEIDING

Belichte teelten (circa 20% van het glastuinbouwareaal in Nederland in 2000 en goed voor circa 20% van het energiegebruik van de sector) kennen een hoog elektriciteitsgebruik. Veelal wordt de benodigde elektriciteit voor assimilatiebelichting opgewekt met behulp van een gasmotor. Dit heeft, behalve onder andere een economisch voordeel, ook een aantal nadelen:

- het elektrisch rendement van een gasmotor (25-45% op onderwaarde) is laag vergeleken met moderne gasgestookte centrales
- dit verschil in elektrisch rendement kan worden goedgehaakt als de opgewekte warmte van de gasmotor nuttig kan worden toegepast. Bij belichte teelt is dit maar ten dele het geval. Zeker bij hoge belichtingsniveaus gaat vaak meer dan 30% van de opgewekte warmte verloren
- rookgassen uit de gasmotor kunnen, vanwege de NO_x - en de etheenconcentraties, niet zonder meer worden gebruikt voor bemesting. Rookgasreiniging brengt additionele kosten en risico's met zich mee.

Een veelbelovende technologie voor de glastuinbouw is de brandstofceltechnologie. Brandstofcellen zijn elektrochemische energieomzetters. Omdat een thermische tussenstap ontbreekt, is het elektrisch rendement niet gebonden aan het Carnot-rendement. In de praktijk halen sommige type brandstofcelsystemen (demonstraties van 100-250 kW_e) al een elektrisch rendement van meer dan 55%. In de toekomst wordt een rendement van 70-80% (elektrisch) voorzien.

Naar het zich laat aanzien bevatten rookgassen van brandstofcellen duidelijk minder schadelijke stoffen dan rookgassen van gasmotoren. Dit is een intrinsieke eigenschap van brandstofcelsystemen die samenhangt met het feit dat er geen "normale" verbranding plaatsvindt maar alleen katalytische brandstofomzetting. De rookgassen van een brandstofcel zijn naar alle waarschijnlijkheid goed geschikt voor bemesting. De concentratie CO_2 is echter lager dan in de rookgassen van een ketel of een gasmotor.

Een brandstofcel is (mits daarop ontworpen en afhankelijk van het type brandstofcel) brandstofflexibel. In principe kan een brandstofcel vrijwel iedere vloeibare of gasvormige brandstof omzetten. Ook duurzaam geproduceerde waterstof, biogassen en vloeibare biobrandstoffen (mits goed gereinigd) vormen over het algemeen geen probleem.

De brandstofceltechnologie lijkt dus zeer veelbelovend. Ook in andere sectoren (bijvoorbeeld de transportsector) wordt hard gewerkt aan de ontwikkeling van de brandstofceltechnologie.

Dit betekent een grotere markt en een grotere kans op een snelle ontwikkeling van deze technologie met bijbehorende prijsdaling door grootschalige productie.

Gezien het potentieel van brandstofcellen hebben het Productschap Tuinbouw en het Ministerie van LNV KEMA de opdracht gegeven een onderzoek uit te voeren naar de *toepasbaarheid van brandstofcellen bij belichte teelten in de glastuinbouw*. De onderhavige rapportage beschrijft het eerste deel van dit onderzoek namelijk de status en mogelijkheden van de brandstofceltechnologie voor de glastuinbouw. Dit rapport levert een onderbouwing voor de keuze van de meest kansrijke typen brandstofcellen en de meest kansrijke systeemconfiguraties. De gekozen systemen zijn in het vervolg van dit project verder (energie)-technisch en bedrijfseconomisch uitgewerkt².

Dit rapport is als volgt opgebouwd:

- allereerst wordt een programma van eisen opgesteld waaraan mogelijke brandstofcel-systeemconfiguraties getoetst zullen worden. Dit programma van eisen wordt onder andere gebaseerd op de bestaande (gasmotor)technologie en is weergegeven in hoofdstuk 2
- hoofdstuk 3 geeft een korte inleiding in het principe en de werking van de verschillende brandstofceltypen. Tevens wordt ingegaan op brandstofcelsystemen. Deze systemen bevatten, naast de eigenlijke brandstofcel, conventionele randapparatuur die een duidelijke invloed hebben op de eigenschappen van het gehele systeem (zowel technisch als economisch). Omdat brandstofvoorbewerking één van de belangrijkste stappen is voor met name brandstofcellen die bij een lage temperatuur werken, wordt hieraan in dit hoofdstuk een aparte paragraaf gewijd. Tevens zal worden ingegaan op een aantal intrinsieke eigenschappen van brandstofcellen in relatie tot het programma van eisen
- in hoofdstuk 4 komen de verschillende typen brandstofcellen uitgebreider aan bod. Hier wordt (voor zover leerzaam voor het heden) een stuk historische ontwikkeling gegeven, worden belangrijke fabrikanten genoemd en wordt de stand van de technologie behandeld met nadruk op (prestaties van) demonstraties en (pre)commerciële systemen
- in hoofdstuk 5 wordt ingegaan op de te verwachten ontwikkelingen. Dit gebeurt op basis van twee belangrijke zaken namelijk inventarisatie van de steun van de overheid voor brandstofcellen in de vorm van onderzoeksprogramma's, subsidiemaatregelen en dergelijke en op basis van marktverwachtingen voor de verschillende typen brandstofcellen. In dit hoofdstuk wordt ook ingegaan op de afbreukrisico's die gepaard gaan met de verschillende typen brandstofcellen

² Deze uitwerking is separaat gerapporteerd in het rapport "Haalbaarheid brandstofcelgebaseerde warmte-krachinstallaties bij belichte teelten in de glastuinbouw. Case-studies 'MCFC' en 'SOFC-GT'", J.A.F. de Ruijter, KEMA, rapportnummer 50361503-KPS/TCM 04-2086, 2004.

- op basis van de informatie uit de voorgaande hoofdstukken en het programma van eisen worden in hoofdstuk 6 ingegaan op mogelijke systeemconfiguraties met brandstofcellen. Deze worden kort beschreven. Op basis van deze beschrijving en op basis van het programma van eisen wordt een afweging gemaakt van de voor- en nadelen van de diverse brandstofceltechnologieën
- dit rapport wordt afgesloten met conclusies en aanbevelingen (hoofdstuk 7). In dit hoofdstuk worden conclusies getrokken ten aanzien van de meest geschikte typen brandstofcellen voor de glastuinbouw. Tevens worden aanbevelingen gedaan voor de toekomst, bijvoorbeeld een demonstratieproject.

Alle in dit rapport genoemde bedragen zijn uitgedrukt in euro's. Bij de omrekening is een vaste wisselkoers van 1 euro per Amerikaanse dollar gehanteerd. Gezien de fluctuatie van de dollarkoers ten opzichte van de euro betekent dit dat alleen al als gevolg van wisselkoersfluctuaties een zekere bandbreedte in de investeringen gehanteerd moet worden, met name wanneer de brandstofcelsystemen of -componenten uit dollarlanden afkomstig zijn. Dit is voor de meeste van de behandelde systemen geheel of gedeeltelijk het geval.

2 **PROGRAMMA VAN EISEN VOOR EEN BRANDSTOFCEL-WKK**

2.1 **Inleiding**

De keuze om het programma van eisen aan een brandstofcel-WKK installatie (BCWK) aan het begin van het rapport te behandelen is bewust zo gemaakt. Het programma van eisen dient namelijk in principe gemaakt te worden vanuit het perspectief van de tuinder ("wat wil de tuinder?") en niet vanuit het perspectief van een nieuwe technologie ("wat kan de brandstofcel?"). Het programma van eisen is in die zin de maatlat waarlangs een willekeurige nieuwe technologie gelegd kan worden. Op de verschillende punten van de maatlat kan een technologie beter of minder goed scoren en een evaluatie van die meer/minder-punten (gewogen naar relevantie) geeft uiteindelijk de bruikbaarheid van de technologie aan.

Het programma van eisen zal flexibel gehanteerd dienen te worden. Zo kan het heel goed zijn dat een brandstofcel-WKK op bepaalde punten minder goed zal presteren dan een gasmotor. Te voorzien is bijvoorbeeld dat de opstartsnelheid van een brandstofcel-WKK lager zal zijn dan die van een gasmotor. Een wijziging van de inzetstrategie kan er toe leiden dat de opstartsnelheid geen item meer is.

Het voordeel om het programma van eisen hier te behandelen is tweeledig:

1. vooringenomenheid ten aanzien van het programma van eisen door het lezen over brandstofceltechnologie in het resterende deel van dit rapport wordt voorkomen
2. het programma van eisen biedt een kader voor het beschrijven van de brandstofcel-technologie. Door dit kader in dit rapport te volgen, wordt het eenvoudig om een brandstofceltechnologie en het programma van eisen naast elkaar te leggen.

Gesteld is dat het programma van eisen onafhankelijk van een *nieuwe* technologie moet worden opgezet. Om de realiteitswaarde te behouden is het echter onvermijdelijk dat (deels) naar de *bestaande* technologie wordt gekeken. Door uit te gaan van de stand van de techniek (gasmotor-WKK) blijven de eisen in een reëel kader en worden de plussen en minnen van een nieuwe technologie meteen duidelijk. De bestaande gasmotor-WKK is dan ook het voornaamste uitgangspunt voor het programma van eisen. Daarnaast wordt gekeken naar prestaties van concurrerende technologieën, met name de micro-gasturbine. Deze maakt de laatste jaren een snelle ontwikkeling door en is een serieuze concurrent van de gasmotor. Op bepaalde punten, bijvoorbeeld emissies, presteert een micro-gasturbine al wezenlijk beter dan een gasmotor en het is reëel om van de beste prestaties uit te gaan. Als laatste wordt, voor wat betreft emissies, ook gekeken naar de eisen die de tuinder stelt in verband met mogelijke schade aan zijn gewassen.

Achtereenvolgens zullen eisen worden behandeld ten aanzien van:

- energetische prestaties
- emissies (schadelijke stoffen, geluid, trillingen)
- levensduur en betrouwbaarheid
- investeringskosten
- onderhoud, onderhouds- en gebruikskosten
- brandstofflexibiliteit
- dynamische eigenschappen (regelbereik en -snelheid en opstarttijd)
- netinpassing
- ruimtebeslag
- milieubelasting.

2.2 Eisen t.a.v. energetische prestatie

Het Besluit voorzieningen en installaties (STB, 2001) stelt eisen aan warmtekrachtinstallaties. Dit besluit is alleen van toepassing op WKK-installaties met een maximaal vermogen van 10 MW met als brandstof aardgas, propaangas of butaangas. Naast eisen aan de opstelling en de registratie van gegevens wordt ook een eis gesteld aan het totaal rendement van de installatie. Dit rendement dient minimaal 60% te bedragen en wordt als volgt berekend uit de jaarcijfers:

$$\eta = \frac{3,6 \times E + \frac{2}{3} \times 1000 \times W}{31,65 \times B} \quad (1)$$

Waarin:

E: de jaarlijkse elektriciteitsproductie in kWh

W: de jaarlijkse *nuttig* toegepaste warmte in GJ

B: het jaarlijks brandstofgebruik in m³ aardgas (verbrandingswaarde 31,65 MJ/m³)

Voor andere brandstoffen wordt de factor onder de noemer overeenkomstig aangepast. Formule 1 is een gebruiksformule die iets zegt over het jaargemiddelde rendement van de installatie. Indien wordt uitgegaan van een gegeven percentage warmtebenutting (ten opzichte van de totaal geproduceerde warmte) en een aangenomen elektrisch rendement, kan op basis van formule 1 een minimale eis voor het thermisch rendement worden opgesteld. Dit is in tabel 1 weergegeven voor twee waarden van de warmtebenuttingsgraad.

Tabel 1 Het minimaal vereist thermisch rendement volgens formule 1 (Besluit voorzieningen en installaties) bij twee waarden voor de warmtebenuttingsgraad

aangenomen elektrisch rendement	100% warmtebenutting		70% warmtebenutting	
	thermisch rendement	totaal rendement	thermisch rendement	totaal rendement
30%	45%	75%	64%	94%
35%	38%	73%	54%	89%
40%	30%	70%	43%	83%
45%	23%	68%	32%	77%

De in tabel 1 weergegeven thermische rendementen en totaal rendementen zijn, bij een warmtebenuttingsgraad van 100%, niet bijzonder hoog. In de praktijk zijn hogere waarden eenvoudig realiseerbaar. Deze hangen onder andere af van het vermogen van de installatie en de bedrijfsvoering (vollast, deellast). Bij een warmtebenutting van slechts 70% (niet ongewoon voor belichte teelt) moet het thermisch rendement fors hoger zijn. Bij een lage waarde van het elektrisch rendement wordt het vereiste totaalrendement zelfs onrealistisch hoog. Uit tabel 1 blijkt een additioneel voordeel van een hoog elektrisch rendement: een lagere warmtebenutting betekent in dat geval nog geen onrealistisch hoog vereist thermisch rendement volgens het Besluit voorzieningen en installaties (STB, 2001).

In bijlage A wordt een onderzoek beschreven naar praktijkrendementen voor gasmotor-WKK systemen. Het resultaat daarvan is in tabel 2 samengevat (afgerond op 0,1%). Deze rendementen worden geponoerd als eis voor de prestaties in vollast. Voor tussenliggende vermogens dient lineair te worden geïnterpoleerd. Bij een hoger elektrisch rendement is een overeenkomstig lager thermisch rendement toegestaan. In deellast mag het rendement maximaal 80% onder de waarde in vollast zitten (Zacharias, 2001). In tabel 2 is tevens de vereiste jaargemiddelde warmtebenuttingsgraad volgens het Besluit voorzieningen en installaties weergegeven. Deze wordt lager naarmate het elektrisch rendement hoger wordt.

Tabel 2 Gemiddelde stand van de technologie voor vollastrendementen voor een gasmotor-WKK (afgerond op 0,1%, zie bijlage A). Tevens is de minimaal vereiste jaargemiddelde warmtebenuttingsgraad volgens formule 1 weergegeven

	state-of-the-art rendement gasmotor-WKK (%)									
	10 kW	20 kW	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW
elektrisch rendement ¹⁾	25,3	27,5	30,2	32,2	34,0	36,4	38,1	39,8	41,9	43,5
thermisch rendement	59,7	57,9	55,4	53,6	51,7	49,2	47,4	45,5	43,0	41,1
totaal rendement	85,0	85,4	85,6	85,8	85,7	85,6	85,5	85,3	84,9	84,6
minimaal vereiste warmtebenuttingsgraad	87,2	84,2	80,7	77,8	75,4	72,0	69,3	66,6	63,1	60,2

1) product van het mechanisch rendement en het generatorrendement

Wat betreft temperatuurniveau is levering van 90/70 °C warmte min of meer standaard voor een gasmotor-WKK. Vaak is ook nog een lage temperatuur (LT) watercircuit aanwezig gevoed door een rookgaskoeler/condensor die de rookgassen extra uitkoelt tot bijvoorbeeld 50 °C. Hiervoor is wel een lage retourtemperatuur nodig (<45 °C). Voor de koeling van het gecomprimeerde gasmengsel en van de smeerolie is eveneens vaak een tweede (lage temperatuur) koeltrap aanwezig. De warmte hiervan komt vrij bij een temperatuur van 40 - 45 °C. Warmte van een lager temperatuurniveau is bruikbaar maar vereist hogere investeringen omdat een groter verwarmend oppervlak in de kas nodig is. Een temperatuurniveau van 90/70 °C wordt daarom aanbevolen, een temperatuurniveau van 60/40 °C wordt als minimum eis gehanteerd.

2.3 Eisen t.a.v. emissies

Emissies kunnen worden onderverdeeld in emissies van geluid en in emissies van schadelijke stoffen. Allereerst wordt ingegaan op emissies van schadelijke stoffen. Hiervoor zijn een aantal wettelijke of praktische grenswaarden te vinden bijvoorbeeld op basis van het Besluit emissie-eisen stookinstallaties B, de schadelijkheid voor werknemers (MAC-waarde) of de schadelijkheid voor gewassen in een kas. Bijlage B gaat dieper in op de bestaande praktische en wettelijke grenswaarden. In tabel 3 zijn de gestelde grenswaarden voor het programma van eisen samengevat.

Tabel 3 Overzicht gestelde grenswaarden voor emissies van schadelijke stoffen (per GJ brandstofinput, betrokken op onderwaarde)

type emissie	grens- waarde	motivatie	bron
kooldioxide (CO ₂)	-	geen grenswaarde, indirecte grenswaarde via eisen aan de rendement (zie paragraaf 2.2)	-
methaan (CH ₄)	15 g/GJ	op basis van verwaarloosbare bijdrage aan totale broeikasgasuitstoot, significant minder dan huidige gasmotoren	Polman et al., 2001
lachgas (N ₂ O)	1 g/GJ	op basis van verwaarloosbare bijdrage aan totale broeikasgasuitstoot	berekening
stikstofoxiden (NO _x)	20 g/GJ	op basis schadelijkheid voor gewassen in weinig geventileerde kas, zie bijlage B voor onderbouwning	afgeleid uit PBG, 1999
ammoniak (NH ₃)	7,3 g/GJ	op basis schadelijkheid voor gewassen in weinig geventileerde kas	PBG, 1999
koolmonoxide (CO)	15 g/GJ	huidige uitstoot van WKK met rookgasreiniging (maximaal)	PBG, 1999
eth(yl)een (C ₂ H ₄)	0,35 g/GJ	op basis schadelijkheid voor gewassen in weinig geventileerde kas	PBG, 1999
ozon (O ₃)	2,9 g/GJ	op basis schadelijkheid voor gewassen in weinig geventileerde kas	PBG, 1999
zwaveldioxide (SO ₂)	2 g/GJ	op basis schadelijkheid voor gewassen in weinig geventileerde kas	overleg PPO, PBG, 1999
NMVOS ¹⁾	5 g/GJ	inschatting op basis oplosmiddelenbesluit, significant minder dan huidige gasmotoren	oplosmiddelen besluit
fijn stof <10 µm PM10	2 g/GJ	op basis normwaarden BEES A voor verbranding gasvormige brandstoffen	BEES A

1) vluchtige organische componenten exclusief methaan

Normen voor geluid worden in de regel geformuleerd in de vorm van een maximaal toegestaan geluidniveau op een bepaalde plek en niet in de vorm van een bronniveau voor een apparaat. Voor het bepalen van een grenswaarde voor geluidemissie is daarom voor een pragmatische aanpak gekozen. Gesteld wordt dat het mogelijk moet zijn om in de buurt van de WKK-installatie een gewoon gesprek te voeren zonder te schreeuwen. Dit komt overeen met een geluidrukniveau van circa 60 dB(A) op 10 meter afstand (zie bijvoorbeeld PBNA, 1990). De grenswaarde is dus een geluidrukniveau van maximaal 60 dB(A) op 10 meter van de omhulling van de installatie. Dit laat de weg vrij voor het installeren van een geluidwerende omhulling.

Trillingen van een WK-installatie kunnen een aantal effecten hebben:

1. schade aan de kasconstructie
2. schade aan de gewassen (bijv. belemmerde groei)
3. schadelijk voor de gezondheid van de werknemers.

In de praktijk komt schade aan de kasconstructie of schade aan de gewassen als gevolg van trillingen van een WK-installatie, voor zover bekend, niet voor. Ter voorkoming van gezondheidsschade als gevolg van trillingen is een Europese richtlijn (2002/44/EG van 25 juni 2002) opgesteld die nog in de Nederlandse ARBO-wet moet worden opgenomen. Deze richtlijn gaat uit van een grenswaarde voor blootstelling aan trillingen (herleid tot een referentieperiode van acht uur) van $1,15 \text{ m/s}^2$ of een trillingsdosiswaarde (VDV, zie genoemde Europese richtlijn) van $21 \text{ m/s}^{1,75}$. De actiewaarde (het niveau waarop aantoonbaar actie moet worden ondernomen) is $0,5 \text{ m/s}^2$ of een trillingsdosiswaarde van $9,1 \text{ m/s}^{1,75}$. Deze richtlijn wordt overgenomen in het programma van eisen.

2.4 Eisen t.a.v. levensduur en betrouwbaarheid

De levensduur van een installatie kan worden uitgedrukt in jaren of in bedrijfsuren. Voor kleine gasmotoren (tot circa 1 MW) wordt uitgegaan van een levensduur van 15 jaar, daarboven is 20 jaar reëel (KEMA, 1996). Bij een gemiddeld aantal vollasturen van 4000 per jaar in de glastuinbouw (Polman et al., 2001) komt dit neer op een levensduur van 60.000 tot 80.000 uur. Een levensduur van minimaal 15 jaar of 60.000 vollasturen wordt daarom als eis gesteld. Natuurlijk moet deze eis genuanceerd bekeken worden in relatie tot de mate van (groot) onderhoud en revisie die nodig is. Uiteindelijk zal een financiële afweging op basis van investeringskosten, kosten van (groot) onderhoud, brandstofkosten en andere kosten inzicht moeten geven in de rentabiliteit van een systeem. Deze afweging zal pas in een later stadium gemaakt worden.

Voor de betrouwbaarheid van een unit zijn een aantal indices gedefinieerd. Deze zijn in bijlage C weergegeven. De betrouwbaarheid kan onder andere worden uitgedrukt in de gemiddelde tijd tussen storingen (mean time between forced outages, MTBFO) en de beschikbaarheid (availability). De MTBFO is een maat voor de betrouwbaarheid van machines en komt overeen met de gemiddelde tijd tussen twee machinegerelateerde storingen die tot uitval van de machine leiden. Voor kleine gasturbines en gasmotoren wordt door McClelland (1994) een MTBFO van respectievelijk circa 850 en circa 500 uur gegeven. Afgezet tegen een aantal draaiuren van 4000 per jaar komt dit overeen met 8 storingen in het jaar van een gasmotor en 5 voor een gasturbine. Dit lijkt erg veel, mogelijk omdat ook

niet-machine gerelateerde storingsen (bijvoorbeeld een te hoge koelwatertemperatuur) zijn meegenomen.

Uitgaande van maximaal 8 storingsen voor een gasmotor en 5 storingsen voor een gasturbine per jaar en op basis van Amerikaanse gegevens (Wärtsilä, 2002) is in tabel 4 een indruk gegeven van de beschikbaarheid en betrouwbaarheid van conventionele WKK-installaties. Er is voor gekozen om niet voor alle in deze tabel genoemde indices een grenswaarde te geven. Als belangrijkste twee grenswaarden voor het programma van eisen is gekozen voor de beschikbaarheid en de gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd. Op basis van tabel 4 zijn reële eisen:

- systeembeschikbaarheid > 92% (gemiddelde prestatie uit tabel 4)
- gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd > 1500 (gasturbineniveau).

Tabel 4 Overzicht van gegevens met betrekking tot de betrouwbaarheid van WKK-installaties (Wärtsilä, 2002)

	gas- en dieselmotoren			gasturbines		
	60 kW	80-800 kW	> 800 kW	1-5 MW	5-25 MW	> 25 MW
beschikbaarheid	95,8%	94,5%	91,2%	92,7%	90,0%	93,3%
storingsfractie	5,9%	4,7%	6,1%	4,8%	6,5%	2,1%
fractie gepland onderhoud	2,0%	2,0%	3,5%	3,0%	4,1%	4,8%
bedrijfsfactor	63,0%	68,8%	80,8%	85,3%	85,2%	85,5%
bedrijfsuren	5.519	6.027	7.078	7.472	7.464	7.490
gepland onderhoud (uren)	175	175	307	263	359	420
storingsuren	11	9	20	13	25	9
reserve-uren	3.055	2.549	1.355	1.012	912	841
aantal storingsen ¹⁾	8	8	8	5	5	5
gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd	690	753	885	1.494	1.493	1.498

1) aanname op basis van (McClelland, 1994)

2.5 Eisen t.a.v. investeringskosten

Voor de investeringskosten geldt hetzelfde als voor de levensduur. Deze zijn onderdeel van een integraal kostenplaatje over de economische levensduur van de WKK-installatie. Een grenswaarde voor de investeringskosten dient daarom op een niveau te liggen waarvan

duidelijk is dat daarboven geen rendabele bedrijfsvoering mogelijk is maar daaronder mogelijk wel (afhankelijk van het totale investeringsplaatje).

Ter vergelijking zijn de geschatte investeringskosten³ van een aantal conventionele WKK-systemen op een rijtje gezet (prijsspeil 2002; Gerwen, 2003):

- microturbines (25 - 100 kW): 1000-2000 EUR per kW_e
- gasmotoren (25 kW - 5 MW): 500-1200 EUR per kW_e
- gasturbines (3 - 10 MW): 500-1100 EUR per kW_e
- STEG⁴ eenheden (> 10 MW): 400-600 EUR per kW_e.

Voor brandstofcelsystemen worden in de literatuur streefwaarden voor de investeringskosten van 1000-1500 EUR/kW_e genoemd. Gezien de naar verwachting betere energetische prestaties van brandstofcelsystemen lijken deze streefwaarden reëel in relatie tot bovengenoemde investeringskosten. In dit programma van eisen wordt daarom een grenswaarde van 1500 EUR/kW_e aangehouden. Zoals al vermeld is dit een bovengrens. Bij hogere investeringskosten mag, zonder uitgebreide economische berekeningen, verwacht worden dat brandstofcelsystemen niet rendabel ingezet kunnen worden in de glastuinbouw. Daaronder wordt rendabele inzet mogelijk geacht. Economische berekeningen behoren tot de volgende fase van deze studie.

2.6 Eisen t.a.v. onderhoud, onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten

Voor wat betreft onderhoud ligt het voor de hand te eisen dat een brandstofcel-WKK zo weinig mogelijk onderhoud behoeft. Een indicatie hiervoor is reeds gegeven in de geëiste beschikbaarheid van de unit (zie paragraaf 2.4). Een hoge beschikbaarheid betekent per definitie dat weinig onderhoudsuren nodig zijn. Daarnaast spelen materiaalkosten een rol.

Onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten (exclusief brandstofkosten) worden vaak uitgedrukt in een percentage van de investeringskosten (per jaar) of in kosten per kWh opgewekte elektriciteit. In tabel 5 zijn een aantal praktijkwaarden gegeven. Voor microturbines betreft dit een schatting.

³ In dit rapport wordt een omrekenkoers van 1 USD = 1 EUR aangehouden. Met de huidige dollarkoers van 1 USD ≈ 0,8 EUR betekent dit dat brandstofcelcomponenten en -systemen uit dollarlanden nu circa 20% goedkoper kunnen uitvallen.

⁴ Een STEG-eenheid is een eenheid met zowel een gasturbine als een stoomturbine. Met de hete afgassen van de gasturbine wordt stoom gemaakt die in de stoomturbine-installatie wordt omgezet in extra elektriciteit. Het elektrisch rendement van een dergelijke eenheid kan tot 60% oplopen.

Tabel 5 Overzicht van praktijkwaarden voor de kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering (exclusief brandstof) van een aantal WKK-installaties (Gerwen, 2003; www.energy.ca.gov)

	kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering			
	gasmotor	gasturbine	STEG-eenheid	micro-turbine
eurocent/kWh	0,7 - 1,5	0,3 - 0,6	0,2 - 0,3	0,5 - 1,6
% van de investering per jaar	4- 7%	3 - 4%	3 - 4%	3 - 8%

De kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering van een gasmotor zijn relatief hoog. Voor de micro-turbine is de onzekerheid in de te verwachten onderhoudskosten nog hoog. Ook wordt verwacht dat de onderhoudskosten zullen dalen naarmate de micro-turbine zich verder ontwikkelt. Evenals een aantal eerder genoemde grenswaarden zijn deze kosten een onderdeel van een totaal financieel plaatje dat als geheel een positieve uitkomst moet geven. Als grenswaarde wordt gesteld dat de onderhouds- en gebruikskosten van een brandstofcel-systeem zeker onder die van een gasmotor en een micro-turbine moet blijven, zijnde minder dan 1 eurocent per kWh. In deze onderhouds- en gebruikskosten worden ook de kosten van het (zo nodig) vervangen van de brandstofcelstack (zie paragraaf 3.1) en de katalysatoren van eventueel aanwezige brandstofprocessors (zie paragraaf 3.2) gedurende de levensduur van het systeem meegenomen. Dit behoort tot het groot onderhoud.

2.7 Eisen t.a.v. brandstofflexibiliteit

Brandstofflexibiliteit is in twee opzichten belangrijk:

- back-up brandstof bij uitval van het aardgasnet
- mogelijkheid tot het gebruik van duurzame brandstoffen (bijvoorbeeld biodiesel).

Belangrijk in dit kader zijn eisen ten aanzien van welke brandstoffen geschikt zijn voor een brandstofcel-WKK en hoe snel en met welke ingrepen het omschakelen kan gebeuren.

Gesteld worden de volgende eisen:

- de brandstofcel-WKK dient primair geschikt te zijn voor aardgas (Slochteren-kwaliteit) en secundair voor LPG of diesel (backup) en biodiesel of waterstof (duurzaam)
- omschakelen tussen verschillende brandstoffen dient automatisch (zonder menselijk ingrijpen) te kunnen plaatsvinden
- omschakelen dient in maximaal 15 minuten te hebben plaatsgevonden in welke periode de WKK-unit weer op het vermogen van voor het omschakelen moet zijn teruggebracht.

Het afschakelen van de WKK-unit in deze periode van 15 minuten is toegestaan. De gedachte hierachter is dat een periode van 15 minuten zonder assimilatiebelichting geen probleem is.

2.8 Eisen t.a.v. regelbereik, regelsnelheid en opstarttijd

Gasmotoren worden in de regel op vollast bedreven. Meestal is een warmtebuffer aanwezig waardoor een aan/uit-regeling voldoet. In geval van assimilatieverlichting is sprake van een constante vermogensvraag wat goed aansluit bij een aan/uit-regeling. Wat betreft regelbereik, regelsnelheid en opstarttijd presteren gasmotoren goed en is er geen reden om deze prestaties niet als eisen voor brandstofcelsystemen vast te leggen. De eisen op basis van de prestaties van gasmotoren zijn:

- regelbereik tot 25% van het vollastvermogen (Zacharias, 2001)
- opstarttijd minder dan 10 seconden (geschat)
- regelsnelheid van 25% naar 100% vollast in circa 1 minuut (geschat).

De geëiste regelsnelheid is hoog. Ter vergelijking: door de Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe) wordt gesteld dat regelvermogen onder regie van de frequentievermogensregeling kan worden aangestuurd met een minimale regelsnelheid van 7% van het aangeboden vermogen per minuut. Deze eis betreft alleen grootschalige units, maar geeft een indruk van de vereiste regelsnelheid in het openbare net. Uiteindelijk zal de inzetstrategie bepalen of een dergelijk regelsnelheid ook noodzakelijk is. Bij aan/uit-bedrijf is de regelsnelheid bijvoorbeeld van weinig belang.

Een belangrijk aspect is de invloed van starten en stoppen op de levensduur van het systeem. Van sommige brandstofcelsystemen is bekend dat iedere stop het rendement een fractie doet afnemen. Veel starten en stoppen zal in het algemeen ook de onderhoudskosten verhogen. In principe wordt geëist dat het starten en stoppen geen negatieve invloed heeft de (elektrische) prestaties van het WKK-systeem. Echter, ook hier bepaalt de gewenste inzetstrategie of een dergelijke eis zinvol is. Aan het maximaal aantal starts per dag wordt vooralsnog geen eis gesteld.

2.9 Eisen t.a.v. elektrische inpassing

Ten aanzien van de elektrische inpassing kan verwezen worden naar de daarvoor geldende regels van de Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe). Deze regels zijn vervat in de Netcode (DTe, 2002) en hebben onder andere betrekking op:

- spanningsniveau van inpassing, dit neemt toe met het vermogen van het WKK-systeem
- het informeren van de netbeheerder door de eigenaar van het WKK-systeem
- het informeren van de eigenaar van het WKK-systeem door de netbeheerder
- beveiliging van het systeem
- spanningskwaliteit en spanningsregeling (inclusief blindvermogen)
- harmonische stromen.

2.10 Ruimtebeslag

Ruimtebeslag heeft betrekking op de fysieke maten van de WK-installatie en wordt in dit programma van eisen gerelateerd aan het elektrisch vermogen. Denkbaar zijn een aantal kentallen, gebaseerd op fysieke maten, waaraan eisen kunnen worden gesteld:

1. vloerbelasting (kg/m^2)
2. oppervlaktebeslag of footprint (kW/m^2)
3. vermogensdichtheid (kW/m^3).

In bijlage D zijn deze kentallen voor een aantal willekeurige energieopwekinstallaties weergegeven. Het blijkt dat de verschillende kentallen min of meer schalen met elkaar. In dit programma van eisen wordt er daarom voor gekozen om slechts aan één van deze kentallen een grenswaarde te verbinden. Hiervoor wordt de footprint gekozen omdat het oppervlaktebeslag in de praktijk het meest bezwaarlijk wordt geacht.

Uit bijlage D blijkt dat de footprint van conventionele installaties sterk afhangt van het vermogen van de installatie. Een enkele grenswaarde voor alle vermogens is daarom niet zinvol. Een eenvoudige mathematische analyse laat zien dat een ondergrens voor de relatie tussen het vermogen en de footprint in goede benadering beschreven kan worden met:

$$F = 6 P^{0,35} \tag{1}$$

met F: de footprint in kW/m^2
P: het vermogen in kW

Vergelijking 1 wordt gehanteerd voor de bepaling van de grenswaarde (minimumwaarde) voor de footprint bij een gegeven vermogen.

2.11 Milieubelasting

Milieubelasting is een breed begrip. In de regel wordt de milieubelasting bepaald aan de hand van een levenscyclusanalyse. Van iedere fase van het van een product (productie, gebruik, afbraakfase) wordt nagegaan wat de impact is op het milieu in de zin van:

- primair energiegebruik
- emissies van schadelijke stoffen
- uitputting van grondstoffen
- afval, etc.

Een uitgebreide levenscyclusanalyse valt ver buiten het bestek van dit rapport. Vooralsnog is het voldoende om in te schatten of met het toepassen van een nieuwe technologie als brandstofcellen er niet een milieuprobleem bij komt. De focus daarbij ligt op de "nieuwe" onderdelen van een brandstofcelsysteem ten opzichte van een conventioneel systeem, zijnde de brandstofcelstack en de katalysatoren van de brandstofcelprocessors (zie paragraaf 3.3). De belangrijkste vragen zijn:

- kost de productie van de stack en de katalysatoren niet onevenredig veel primaire energie?
- zijn de stack en katalysatoren te recyclen, leveren ze geen afvalprobleem op?

Kwantificeren van deze eisen is vrij arbitrair. Voor een gasturbinesysteem is het energiegebruik in de productiefase zo goed als verwaarloosbaar (<0,1% van de gebruiksfase), voor een gasmotorsysteem ligt dit in de orde-grootte van 2% (Pehnt, 2002). Vooralsnog wordt voor het energiegebruik in de productiefase 2% van het energiegebruik in de gebruiksfase als grenswaarde aangehouden. Uitgangspunt is verder dat conventionele systemen (voornamelijk metaal) in principe goed te recyclen zijn. Als eis wordt gesteld dat de stack en de katalysatoren van brandstofcelsystemen voor een groot deel te recyclen moeten zijn. Arbitrair wordt de grens op 95% gesteld (tegen reële recyclekosten).

2.12 Samenvatting van het programma van eisen

In tabel 6 wordt een samenvatting gegeven van het programma van eisen. Voor aanvullende informatie wordt verwezen naar de corresponderende paragrafen in dit hoofdstuk.

Tabel 6 Samenvatting van het programma van eisen

onderdeel		eis	
1	energetische prestatie		
	1.1 rendement (elektrisch plus thermisch)	minimaal conform tabel 2 bij gegeven vermogen, elektrisch rendement in deellast >80% van het rendement in vollast	
	1.2 leveringstemperatuur warm water	aanbevolen 90/70 °C minimaal 60/40 °C	
2	emissies (in gram per GJ brandstofinput)	2.1 CH ₄	< 15 g/GJ
		2.2 N ₂ O	< 1 g/GJ
		2.3 NO _x	< 50 g/GJ
		2.4 NH ₃	< 7,3 g/GJ
		2.5 CO	< 15 g/GJ
		2.6 C ₂ H ₄	< 0,35 g/GJ
		2.7 SO ₂	< 10 g/GJ
		2.8 NMVOS ¹⁾	< 5 g/GJ
		2.9 PM10 ¹⁾	< 2 g/GJ
		2.10 geluid	< 60 dB(A) op 1 meter
		2.11 trillingen	< 1,15 m/s ² (RMS 8 uur) of < 21 m/s ^{1,75} (VDV 8 uur)
3	betrouwbaarheid	3.1 systeembeschikbaarheid	> 92%
		3.2 gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd	> 1500 uur
4	investeringskosten	4.1 investeringskosten	< 1500 EUR/kW _e
5	onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	5.1 kosten voor O&B	< 0,01 EUR/kWh
6	brandstofflexibiliteit	6.1 primaire brandstof	aardgas
		6.2 secundaire brandstof	LPG, (bio)diesel, waterstof
		6.3 omschakeltijd prim.↔sec.	< 15 min.
7	regeling	7.1 regelbereik	25% - 100%
		7.2 opstarttijd	< 10 sec
		7.3 regelsnelheid	van 25% naar 100% in 1 min.
8	elektrische inpassing	8.1 elektrische inpassing	voldoen aan richtlijnen DTe
9	ruimtebeslag	9.1 footprint (F in kW/m ²)	$F > 6 P^{0,35}$ (P = vermogen in kW)
10	milieubelasting	10.1 primair energiegebruik productiefase	< 2% van primair energiegebruik gebruiksfase
		10.2 recyclebaarheid	> 95% recyclebaar

1) NMVOS: vluchtige organische componenten uitgezonderd methaan

2) PM10: fijn stof < 10 µm

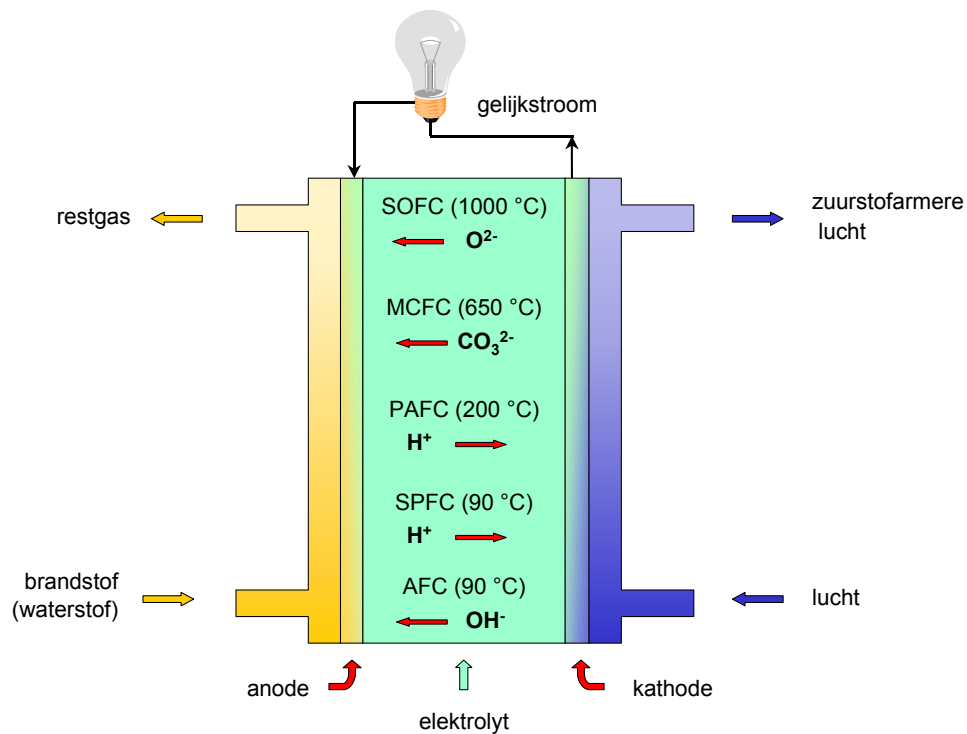
3 PRINCIPE EN WERKING VAN DE BRANDSTOFCEL

3.1 Brandstofcellen en brandstofcelstacks

Een brandstofcel is een elektrochemische energie-omzetter die waterstof en zuurstof rechtstreeks omzet in elektriciteit. In feite vindt in een brandstofcel omgekeerde elektrolyse plaats: waterstof en zuurstof (meestal uit de lucht) worden direct omgezet in elektriciteit en water. Dit gebeurt in principe stil, schoon, emissieloos en geluidloos. Een brandstofcel levert in de praktijk een spanning van circa 0,6-0,9 V. In feite kan een brandstofcel gezien worden als een "eeuwigdurende" batterij die elektriciteit levert zolang waterstof en zuurstof worden toegevoerd. Het rendement van de omzetting is circa 65% bij kamertemperatuur. Op dit moment worden voor de beoogde markt (glastuinbouw) in eerste instantie vijf typen brandstofcellen onderscheiden. Deze zijn genoemd naar het type elektrolyt dat wordt gebruikt (zie verderop in deze paragraaf):

- de alkalische brandstofcel (AFC: alkaline fuel cell)
- de fosforzure brandstofcel (PAFC: phosphoric acid fuel cell)
- de gesmolten-carbonaat brandstofcel (MCFC: molten carbonate fuel cell)
- de vast-oxide brandstofcel (SOFC: solid oxide fuel cell)
- de polymere brandstofcel (SPFC: solid polymer fuel cell).

In figuur 1 is het principe van een brandstofcel weergegeven. De brandstofzijde en de zuurstofzijde worden van elkaar gescheiden door twee poreuze elektroden met daartussen een elektrolyt. De elektrolyt is gasdicht, niet geleidend voor elektronen maar wel voor een bepaald type ion. Waterstof reageert op afstand met de zuurstof onder vorming van elektriciteit, dat wil zeggen dat de waterstof en de zuurstof nergens rechtstreeks met elkaar in contact komen. De ionenstroom in de brandstofcel wordt gecompenseerd door een elektronenstroom buiten om de brandstofcel tussen beide elektroden. Als de stroomkring wordt onderbroken stopt dus de elektrochemische reactie in de brandstofcel. In figuur 1 is weergegeven dat ook de werkt temperatuur per brandstofcel verschilt. Dit hangt onder andere samen met het type elektrolyt dat is gebruikt. De ionengeleiding daarvan is afhankelijk van de temperatuur.



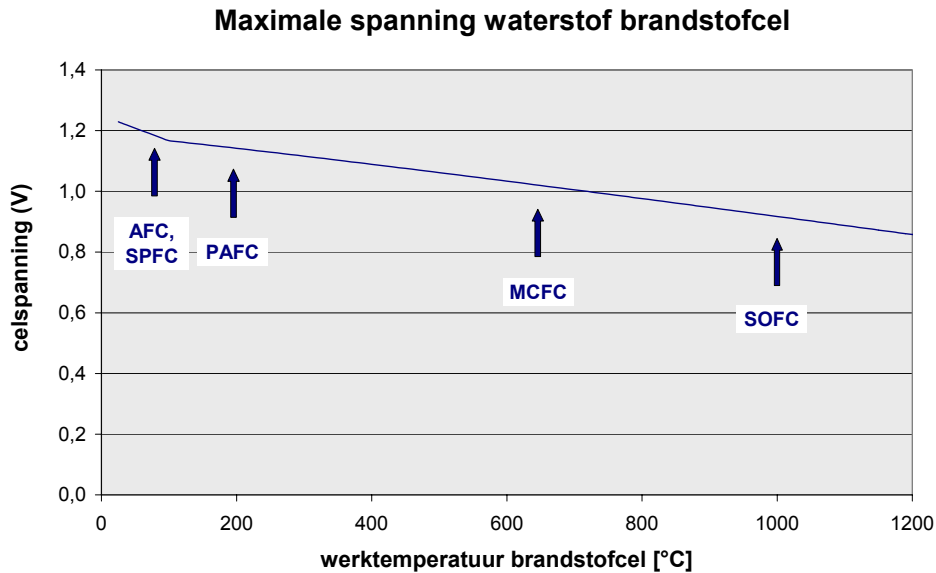
Figuur 1 Principe werking van een brandstofcel. Per type cel is het bijbehorende ionen-transport en een typische bedrijfstemperatuur aangegeven

In tabel 7 is een overzicht gegeven van de meest gebruikte materialen voor ieder type brandstofcel. De lage-temperatuur brandstofcellen (AFC, PAFC en SPFC) maken gebruik van een zilver- of platina-katalysator om de omzettingsreactie goed te laten verlopen. Bij de hoge-temperatuur brandstofcellen (MCFC en SOFC) is een aparte katalysator, juist vanwege de hoge werkteemperatuur, niet strikt noodzakelijk.

Tabel 7 Veel gebruikte materialen per type brandstofcel

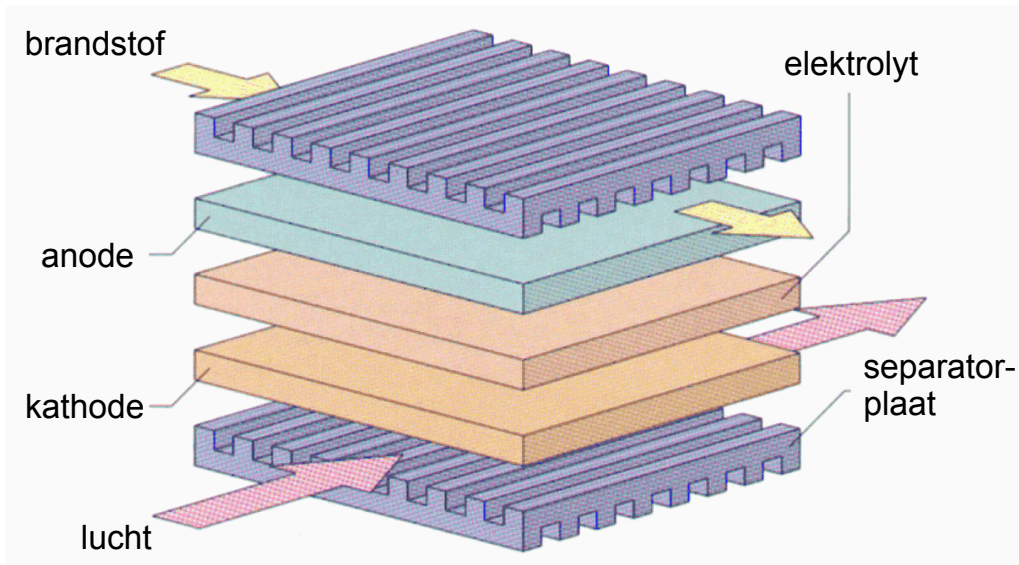
brandstofcel	anode	elektrolyt	kathode
AFC (alkalische BC)	nikkel met zilver katalysator	kaliumhydroxide oplossing	nikkel met zilver katalysator
PAFC (fosforzure BC)	koolstof met platina katalysator	gesmolten fosforzuur, vast- gehouden in een poreuze matrix	koolstof met platina katalysator
MCFC (gesmolten- carbonaat BC)	nikkel/chroom	een mengsel van gesmolten carbonaatzouten vast- gehouden in een poreuze matrix	nikkeloxide/lithiumoxide
SOFC (vast-oxide BC)	nikkel op een keramische drager (zirkoniumoxide)	keramisch materiaal (yttrium gestabiliseerd zirkoniumoxide)	keramisch materiaal (lanthaan strontium manganaat)
SPFC (polymere BC)	koolstof met platina katalysator	protonengeleidend kunststof membraan	koolstof met platina katalysator

De spanning van een enkele brandstofcel hangt voornamelijk af van de werktemperatuur van de cel, de verliezen in de cel (bijvoorbeeld de ohmse verliezen door weerstand in de cel en de elektrochemische verliezen als gevolg van de reactiesnelheid van de verschillende gassen) en de concentratie aan zuurstof en waterstof in de cel. De theoretisch maximaal haalbare celspanning (en daarmee maximaal haalbare rendement) hangt alleen af van de werktemperatuur van de cel. Figuur 2 geeft dit verband weer. Hieruit volgt dat brandstofcellen die bij een hoge temperatuur werken, in theorie een lagere celspanning (en daarmee een lager rendement) kunnen bereiken. In de praktijk is de brandstofvoorbewerking van een hoge-temperatuur brandstofcel (MCFC en SOFC) echter minder energie-intensief (zie paragraaf 3.2) en verlopen de elektrochemische reacties sneller, waardoor er minder spanningsverlies optreedt.



Figuur 2 Theoretisch maximale spanning die een enkele brandstofcel met waterstof en zuurstof kan leveren

De spanning van een enkele brandstofcel is te laag (vergeleken met bijvoorbeeld een gasmotor) om praktisch bruikbaar te zijn. Daarom worden cellen in serie geschakeld, zoals ook bij batterijen gebruikelijk is. In de praktijk worden de meeste brandstofcellen geproduceerd in de vorm van een vlakke plaat en gestapeld tot een brandstofcelstapeling of stack (zie figuur 3). Een dergelijke stack heeft een vermogen van 3 tot 250 kW, afhankelijk van het aantal cellen (bepalend voor de stackspanning) en het werkzaam oppervlak van de stack (bepalend voor de stackstroom).



Figuur 3 De principeopbouw van een brandstofcelstapeling of stack

Waterstof, de primaire brandstof voor brandstofcellen, speelt nog geen belangrijke rol in ons energievoorzieningssysteem. Zolang het niet via een openbaar net beschikbaar is, zal het ter plekke geproduceerd moeten worden, in de meeste gevallen rechtstreeks uit aardgas. Paragraaf 3.2 gaat hier verder op in

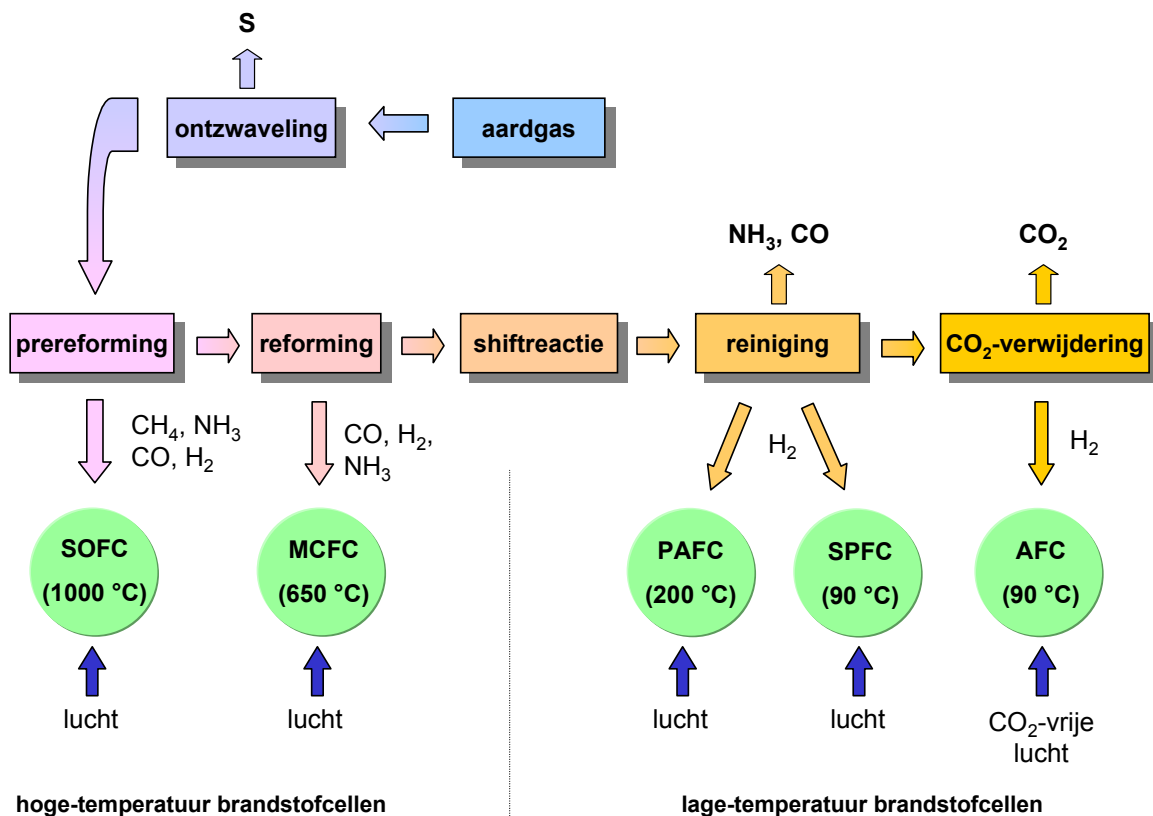
3.2 Brandstofvoorbewerking

Om waterstof te verkrijgen uit bijvoorbeeld aardgas, LPG of diesel worden twee typen chemische reacties veel gebruikt:

- reformingreactie: het omzetten van aardgas (maar ook olie, methanol en andere koolwaterstoffen) met behulp van stoom in een mengsel van waterstof en koolmonoxide. Deze reactie verloopt typisch vanaf circa 600 °C (voor methanol lager)
- shiftreactie: het omzetten van koolmonoxide en stoom in kooldioxide en waterstof. Deze reactie vindt in de praktijk bij lagere temperaturen plaats dan de reforming.

Afhankelijk van het type brandstofcel worden eisen gesteld aan de samenstelling en zuiverheid van de brandstof. Algemeen geldt: hoe hoger de werktemperatuur van de brandstofcel, des te eenvoudiger de brandstofvoorbewerking. De werktemperatuur van de SOFC is dusdanig hoog dat de reforming in de stack zelf kan plaatsvinden (directe interne reforming). Om koolstofafzetting te voorkomen wordt nog wel gebruik gemaakt van prereforming om de

hogere koolwaterstoffen in de brandstof af te breken. De MCFC heeft een aparte reformersectie nodig die echter wel in de stack zelf ingebouwd kan worden (indirecte interne reforming) of in de cellen zelf wordt geïntegreerd (directe interne reforming). De PAFC en de SPFC zijn gevoelig voor koolmonoxide. Daarom is een zogenaamde shiftreactor nodig om het grootste deel van de koolmonoxide in de brandstof met behulp van stoom om te zetten in kooldioxide en waterstof. De resterende koolmonoxide dient te worden verwijderd. Daarnaast kan ammoniakvorming in de brandstofprocessor plaatsvinden, met name als de brandstof stikstof bevat (zoals ons Gronings aardgas). Dit is schadelijk voor de brandstofcel en dient ook te worden verwijderd. De AFC is gevoelig voor kooldioxide. Voor dit type cel moet ook de kooldioxide uit de brandstof en uit de lucht verwijderd worden. Voor alle brandstofcellen dienen zwavelhoudende stoffen in de brandstof verwijderd te worden zoals thiofeen, dat gebruikt wordt om aardgas haar karakteristieke geur te geven. Figuur 4 geeft een overzicht.



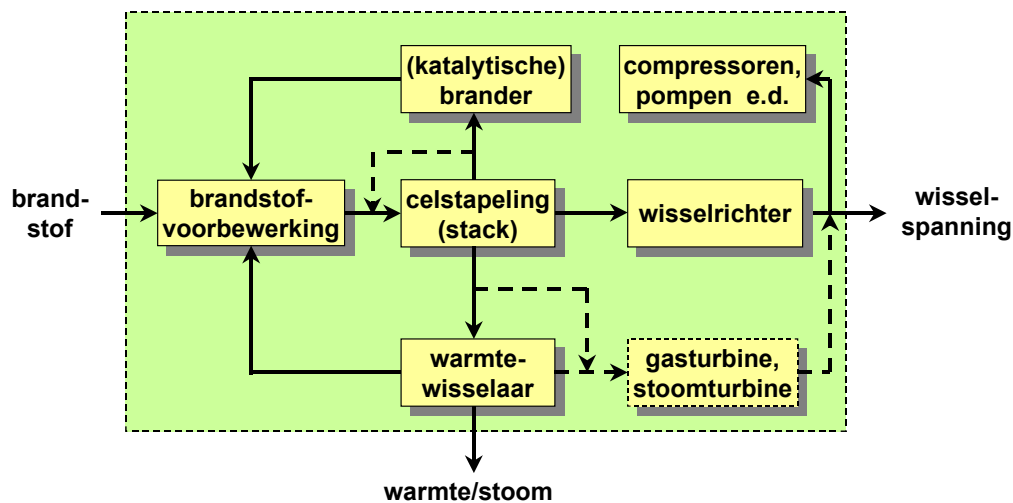
Figuur 4 Een overzicht van de brandstofvoorbewerking die nodig is voor ieder type brandstofcel, uitgaande van aardgas als brandstof

In bijlage E wordt dieper ingegaan op de brandstofvoorbewerking. De belangrijkste conclusies die uit bijlage E ten aanzien van brandstofvoorbewerking worden getrokken, zijn:

- de meeste brandstofvoorbewerkingsprocessen zijn reeds lang bekend en worden ook in de praktijk (op industriële schaal) toegepast. De ontwikkeling zit onder andere in het verkleinen van de schaalgrootte van de processen naar een niveau dat geschikt is voor brandstofcellen. Deze ontwikkeling is al een tiental jaar bezig en levert naar inschatting geen fundamentele problemen op in de ontwikkeling van brandstofcelsystemen
- lage-temperatuur brandstofcellen vragen een uitgebreidere brandstofvoorbewerking. De installatie voor de brandstofvoorbewerking maakt een aanzienlijk deel (20-40%) van de investeringskosten voor lage-temperatuur brandstofcellen uit
- wat betreft bedrijfsvoeringskosten moet er rekening mee gehouden worden dat de katalysatoren in de brandstofvoorbewerkingsapparatuur een beperkte levensduur hebben en met de huidige stand van de techniek na circa 3-5 jaar vervangen moeten worden
- schadelijke stoffen als zwavel en ammoniak kunnen met een absorbens afgevangen worden. Recente ontwikkeling van effectieve absorbens rechtvaardigt de inschatting dat de kosten van het vervangen van deze absorbens ruim onder de 0,1 eurocent per kWh zullen liggen
- de toepassing van gasvormige en vloeibare biobrandstoffen is goed mogelijk. Een deel van de benodigde brandstofvoorbewerking is al (standaard) aanwezig. Afhankelijk van het type biobrandstof en de aanwezige vervuiling zijn extra reinigungsstappen nodig (chloorhoudende componenten, fijn stof), die echter reeds in de praktijk worden toegepast. Een voordeel van brandstofcelsystemen kan zijn dat meteen gebruik gemaakt kan worden van koudgeperste oliën zonder dat deze eerst omgezet hoeven te worden in biodiesel.

3.3 Brandstofcelsystemen

Naast de brandstofvoorbewerking is meer randapparatuur nodig om van een brandstofcelstapeling een werkend systeem te maken (figuur 5). Dit is de zogenaamde Balance of Plant (BOP). Belangrijke componenten van de BOP zijn de wisselrichter om gelijkstroom om te zetten in wisselstroom geschikt voor assimilatiebelichting en/of voor het openbare net, een warmtewisselaar om warmte aan het systeem te onttrekken, een voorziening om de brandstof die niet in de stack wordt gebruikt (circa 15%) in het systeem terug te voeren en randapparatuur (pompen, compressoren, regelsystemen en dergelijke). Bij hoge temperatuur brandstofcellen komt de warmte ook bij een hoge temperatuur vrij en kan deze eventueel gebruikt worden om een stoomturbine of een gasturbine aan te drijven.



Figuur 5 Principeopbouw van een brandstofcelsysteem

3.4 Intrinsieke eigenschappen van brandstofcelsystemen

Door hun specifieke opbouw en werkingsprincipe hebben brandstofcelsystemen een aantal intrinsieke eigenschappen waardoor mag worden aangenomen dat ze zonder meer voldoen aan een aantal punten van het programma van eisen.

Een brandstofcel heeft in principe geen draaiende delen. Er zijn een aantal pompen en luchtblowers nodig, maar deze zullen geen noemenswaardige trillingen veroorzaken. In de literatuur en in brandstofcelspecificaties wordt over het algemeen geen aandacht besteed aan trillingen omdat op voorhand wordt aangenomen dat dit geen probleem zal zijn. Dit is ook het uitgangspunt voor het programma van eisen.

Zo mag ook verwacht worden dat de uitstoot van ammoniak, fijn stof en zwaveldioxide ruim onder de norm zal blijven. Fijn stof komt bij aardgasgestookte systemen zo goed als niet voor en voor gasmotoren wordt hier ook geen norm aan gesteld. Zwavel moet vooraf verwijderd worden omdat dit anders de prestaties van het brandstofcelsysteem vermindert. Ammoniak moet óf verwijderd worden om dezelfde reden (lage-temperatuur systemen) óf wordt in de stack geconsumeerd als brandstof (hoge-temperatuur systemen). Bio-olie (pyrolyse-olie) kan een klein percentage (cica 0,03 gewichts%) as bevatten, maar dit gehalte is zo laag dat deze olie zonder meer bijgestookt kan worden in een aardgascentrale (Wagenaar et al., 2003).

De elektrische inpassing wordt niet zozeer bepaald door de brandstofcelstack maar door de halfgeleideromvormer die de gelijkstroom van de stack omzet in wisselstroom voor het openbare net. Deze technologie is op zich niet nieuw en wordt bijvoorbeeld ook toegepast in windturbines en batterijgevoede noodstroomsystemen. Aangenomen mag worden dat deze halfgeleideromvormers voldoen aan de normen voor elektrische inpassing.

Samenvattend wordt gesteld dat brandstofcelssystemen intrinsiek voldoen aan de volgende eisen betreffende:

- emissie van ammoniak
- emissie van zwaveldioxide
- emissie van fijn stof (PM10)
- emissie van trillingen
- elektrische inpassing.

4 DEMONSTRATIES EN FABRIKANTEN

4.1 Stand van zaken alkalische brandstofcel (AFC)

De alkalische brandstofcel werd in 1959 gedemonstreerd door sir Francis Bacon. Dit was de eerste praktische demonstratie van een brandstofcelsysteem (een 5 kW systeem voor een vorkheftruck) en het enthousiasme indertijd was groot. Dat enthousiasme werd al snel gevolgd door een periode van realisme waarin duidelijk werd dat er nog veel onderzoeksinspanningen verricht moesten worden voordat de brandstofcel commercieel was (Barak, 1966).

De enige commerciële toepassing bleek in de ruimtevaart (Appleby en Foulkes, 1989). De combinatie van een brandstofcel met waterstof en zuurstof was de meest efficiënte manier om een ruimtevaartuig van energie te voorzien. De Apollo-vluchten (1963 en later) maakten gebruik van een alkalische brandstofcel van Pratt and Whitney Aircraft Company (dochter van United Technologies Corporation, UTC). De voordelen waren met name het hoge rendement van dit type brandstofcel (bij gebruik van zuivere zuurstof en zuiver water) en de hoge energiedichtheid (onder andere als gevolg van een hoge katalysatorbelading). De Gemini vluchten en de huidige Space Shuttle Orbiter maken ook gebruik van brandstofcellen, maar dan van het polymere type. De rol van alkalische brandstofcellen in de ruimtevaart lijkt daarmee uitgespeeld.

Hoewel er altijd wel plannen zijn geweest voor de ontwikkeling van alkalische cellen voor mobiele en stationaire toepassingen, zijn er buiten de ruimtevaart nog geen commerciële producten op de markt gekomen. ELENCO (een samenwerkingsverband tussen het Nederlandse DSM en twee Belgische firma's) heeft in de jaren '60-'70 veel energie gestoken in het ontwikkelen van een productielijn voor serieproductie van elektroden voor de alkalische brandstofcel. In hun visie was de alkalische cel de meest geschikte keus voor mobiele toepassingen en kon met serieproductie van de elektroden een aanvaardbaar prijspeil worden bereikt. De praktijk bleek echter weerbarstiger en ELENCO ging, ondanks onderzoeksopdrachten voor het Europese ruimtevaartagentschap ESA, in 1994 failliet.

De failliete boedel werd overgenomen door een klein maar ambitieus bedrijf ZeTek. De patenten van ELENCO werden ZeTek geschonken en dankzij het (aanvankelijk) gunstige economische tij en de aandacht voor (duurzaam) beleggen wist ZeTek voldoende vermogen uit de markt te trekken om flink te groeien. Er werden drie dochters opgericht voor respectievelijk voertuigtoepassingen, marine toepassingen en decentrale opwekking en er werd een programma ontwikkeld voor de levering van brandstofcelunits aan "system integrators".

ZeTek installeerde een brandstofcel in een Londense taxi en in een gemeentewagen voor plantsoenonderhoud en beide wagens werden met succes beproefd.

Na de daling van de beurskoersen als gevolg van de aanslagen in de VS (september 2001) ging het slechter met ZeTek en in november 2001 werd het bedrijf onder curatele geplaatst met een schuldenlast van USD 14 miljoen (FCB, 2001). Sindsdien is niets meer van ZeTek vernomen en er mag gevoelig worden aangenomen dat het bedrijf failliet is gegaan.

Naaste Pratt and Whitney, ELENCO en ZeTek hebben nog een aantal andere bedrijven in Europa, Japan en de VS onderzoek verricht aan alkalische cellen, waaronder Siemens, Alstom en Fuji die nog steeds actief zijn of tot voor kort actief zijn geweest op het gebied van andere brandstofceltypen (Blomen en Mugerwa, 1993). Het onderzoek aan de alkalische cel bij deze bedrijven is eind jaren '70 gestopt zonder dat een commercieel product was ontwikkeld.

Het struikelblok voor de alkalische cel ligt op een aantal vlakken:

- hoge eisen aan de zuiverheid van het waterstof
- gevoeligheid voor CO₂ (ongezuiverde lucht niet bruikbaar)
- beperkte levensduur.

Ondanks deze struikelblokken blijven er bedrijven geïnteresseerd in de ontwikkeling van de alkalische cel, bijvoorbeeld ENECO Ltd (GB) en Apollo Energy Systems (VS). Deze bedrijven richten zich voornamelijk op kleinschalige toepassingen (micro-WKK) en mobiele toepassingen. Het zijn kleine bedrijven en het is de vraag of deze bedrijven voldoende financiële draagkracht hebben (ook op de langere termijn) om een commercieel product op de markt te zetten. Daarbij zijn het producten in een vermogensrange (tot 50 kW) die voor de glastuinbouw niet interessant is. De conclusie is dan ook dat de alkalische cel voor de glastuinbouw (in ieder geval de komende 5 tot 10 jaar) geen rol van betekenis zal spelen. De alkalische cel wordt daarom niet verder in de beoordeling van brandstofcelsystemen meegenomen.

4.2 **Stand van zaken fosforzure brandstofcel (PAFC)**

De ontwikkeling van de fosforzure brandstofcel kwam op gang nadat begin in de jaren '60 de alkalische brandstofcel (zie paragraaf 4.1) werd gedemonstreerd en met succes werd toegepast in de Apollo ruimtevaartvluchten (Blomen en Mugerwa, 1993). Het grote voordeel van de fosforzure brandstofcel was de relatieve ongevoeligheid voor CO₂ (kooldioxide reageert niet met fosforzuur). Dit type cel had daarmee minder zuivere brandstof (en lucht)

nodig dan de alkalische cel. Waterstof uit fossiele bronnen (aardgas, propaan) kon zonder extreme reiniging gebruikt worden (zie ook paragraaf 3.2).

In een gezamenlijk TARGET-programma (Team to Advance Research for Gas Energy Transformation), geïnitieerd door een aantal Amerikaanse distributiebedrijven (gas en elektriciteit), werden in de periode 1971-1973 65 brandstofcellsystemen getest in Amerika, Canada en Japan. Doel was vooral om de commerciële haalbaarheid (kosten, rendement, emissies, levensduur) aan te tonen. Het betrof systemen van 12,5 kW voor decentrale WKK in de gebouwde omgeving. Op het TARGET-programma volgde een aantal andere PAFC demonstratieprogramma's (Blomen en Mugerwa, 1993):

1. GRI (Gas Research Institute, VS) en DOE (Department of Energie, VS) demonstreerden 48 PAFC-units van 40 kW voor WKK-toepassingen
2. UTC met dochter International Fuel Cells (IFC) bouwde een drietal grote PAFC-units (4,5 MW in de VS, 4,5 MW in Japan voor Tokyo Electric Power Company (TEPCO) en samen met het Japanse Toshiba Corporation een 11 MW systeem eveneens voor TEPCO in Japan)
3. de Amerikaanse firma's Westinghouse, Engelhart en Energy Research Corporation begonnen met de ontwikkeling van een eigen PAFC-systeem.

Deze stappen vormden het begin van de commercialisering van de PAFC-technologie. Deze commercialisering werd ondersteund door overheidsprogramma's in de VS en in Japan (zie paragraaf 5.1). In Japan werd de ontwikkeling van de PAFC opgepakt door een aantal Japanse bedrijven (Toshiba Corporation, Fuji Electric Corporation en Mitsubishi Corporation). In Europa vonden geen PAFC-ontwikkelingen plaats, wel de ontwikkeling van enkele systemen op basis van PAFC-stacks uit de VS of Japan.

Na deze beginstappen in de commercialisering begon een periode van ontwikkeling, productie in kleine series en demonstratie van PAFC-systemen. In Japan gebeurde dit voornamelijk in samenwerking met elektriciteits- of gasbedrijven, in de VS waren er ook andere bedrijven bij betrokken. Dat onderzoeksstadium is nu voorbij. Tekenend daarvoor is dat er in Japan en Amerika geen onderzoeksgeld meer gestoken wordt in dit type brandstofcel. Tekenend is tevens dat het aantal fabrikanten van PAFC-systemen is uitgedund tot drie:

1. Fuji Electric Corporation in Japan
2. Mitsubishi Corporation in Japan
3. UTC Fuel Cells (voorheen International Fuel Cells, VS).

In tabel 8 is een overzicht gegeven van het aantal PAFC-units dat door deze bedrijven is geplaatst en van het aantal bedrijfsuren dat er mee gemaakt is. Van Mitsubishi wordt

recentelijk weinig tot niets meer vernomen over hun PAFC-activiteiten, wel hebben zij activiteiten ontwikkeld op het gebied van andere brandstofceltypen. Fuji maakt melding van activiteiten op het gebied van kostenreductie en heeft in 2002 nog twee 100 kW PAFC-units geleverd voor bedrijf op slibgas van een waterzuiveringsinstallatie (www.fcdic.com) maar buiten de Japanse markt zijn er geen activiteiten.

UTC Fuel Cells is het enige bedrijf dat nog op commerciële basis brandstofcellen levert. Het betreft de 200 kW PC25 unit waarvan inmiddels de derde generatie (PC25C) op de markt is. In het verleden werden de PC25-activiteiten uitgevoerd door ONSI, een samenwerkingsverband tussen International Fuel Cells (IFC, een dochter van UTC) en het Japanse Toshiba. Kennelijk heeft Toshiba zich teruggetrokken uit dit samenwerkingsverband. IFC en ONSI zijn opgehouden te bestaan en alle brandstofcelactiviteiten van UTC vinden nu plaats bij dochter UTC Fuel Cells.

Tabel 8 Overzicht van fabrikanten van fosforzure brandstofcelsystemen en het aantal systemen dat zij hebben geplaatst (KEMA, 1997; KEMA, 2000; www.utcfuelcells.com)

bedrijf	vermogen unit (kW)	aantal units	cumulatieve bedrijfstijd (uur)
Fuji Electric Co. ¹⁾	50	66	1.141.800
	100	22	353.000
	500	3	51.000
Mitsubishi Electric Co ¹⁾	200	14	267.000
UTC Fuel Cells ²⁾	200	>250	>4.000.000
	4500	2	7000
	11.000	1	23.100

1) tot en met 1999 daarna weinig tot geen activiteit meer

2) tot en met 2002, inclusief units van vroegere dochterbedrijven IFC en ONSI

De fosforzure brandstofcel is het eerste brandstofceltype dat op relatief grote schaal is beproefd. Het grootste brandstofcelsysteem dat ooit gebouwd is, het 11 MW systeem voor Tokyo Electric Power Company (zie figuur 6), was een fosforzuur brandstofcelsysteem. De fosforzure brandstofcel is momenteel ook de enige brandstofcel die commercieel verkrijgbaar is (dat wil zeggen een seriematig vervaardigd, marktrijp product). Buiten de Fuji-units voor de Japanse markt, waarvan de status en de verkrijgbaarheid onduidelijk is, is alleen de 200 kW PC25 van UTC Fuel Cells als marktrijp commercieel product verkrijgbaar. De PC25C is

inmiddels de derde versie van de PC25-serie en de prestaties van deze unit worden representatief geacht voor de stand van zaken van deze brandstofceltechnologie.



Figuur 6 Het 11 MW fosforzuur brandstofcelsysteem in Goi Thermal Power Station, Japan (FCDIC, 1991)

In het navolgende deel van deze paragraaf worden representatieve eigenschappen van PAFC-systemen besproken, waarbij de PC25-unit van UTC Fuel Cells als stand der technologie wordt beschouwd. Het programma van eisen (zie tabel 6 in paragraaf 2.12) wordt bij deze bespreking als leidraad aangehouden.

Rendementen

Naar opgave van de fabrikant (www.utcfuelcells.com) bedraagt het rendement van de PC25C-unit bij 200 kW (vollast) 40% elektrisch en 50% thermisch. Warm water wordt geleverd bij een temperatuur van 60 °C en (voor maximaal de helft) een temperatuur van 120 °C. In de praktijk (www.dodfuelcell.com) blijkt het elektrisch rendement iets lager te liggen, rond de 35%. Hierbij is dan wel het stand-by gebruik van de brandstofcellen meegenomen. Zonder dit stand-by gebruik is de efficiëntie hoger. Ook blijkt dat in de praktijk de elektrische efficiëntie van de PC25 terugloopt met circa 0,5% per 1000 bedrijfsuren. In 40.000 uur (de verwachte levensduur van de stack) is dit 20%, wat overeenkomt met een daling tot een elektrisch rendement van 32%. Grotere brandstofcelsystemen zullen een hoger rendement halen. Bijvoorbeeld het 5 MW systeem van Fuji behaalde een elektrisch rendement van 45% (KEMA, 1997). Tot 50% deellast blijft het elektrisch rendement

ongeveer gelijk aan het vollast rendement (NYSERDA, 1997), op 25% vollast blijkt het rendement (voor de PC25B-units) sterk te dalen tot 63% van het vollast rendement. De verwachting is dat ook bij verder ontwikkeling van de PAFC de rendementen niet significant meer zullen stijgen.

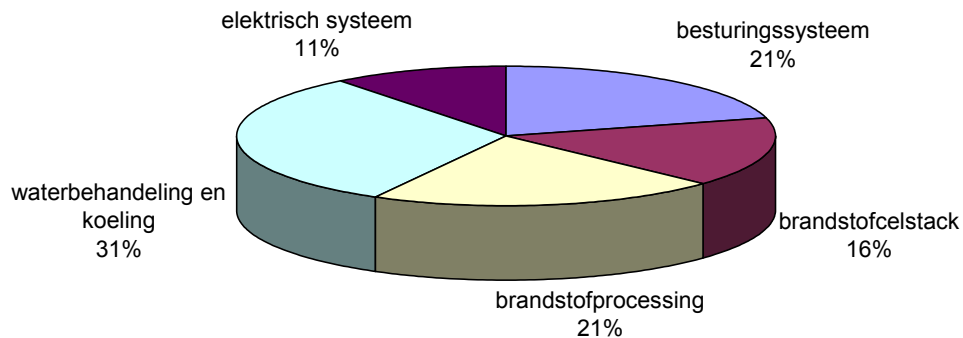
Emissies

In (NYSERDA, 1997) worden de resultaten gegeven van emissiemetingen aan een aantal PC25B-units. De NO_x-emissie lag tussen de 0,9 en 1,7 g/GJ, de CO-emissie tussen de 0,2 en 4 g/GJ en de totale uitstoot aan koolwaterstoffen (methaan en NMVOS) was minder dan 0,4 g/GJ. De uitstoot van N₂O is, voor zover bekend, niet gemeten maar op grond van het werkingsprincipe van de PAFC mag verwacht worden dat deze uitstoot ook ruim onder de 1 g/GJ zal liggen. Het geluidniveau bedraagt volgens de fabrikant minder dan 60 dB(A) op 10 meter afstand.

Betrouwbaarheid

In de praktijk is voor de beschikbaarheid van de PC25C-unit een waarde van 76% gemeten (www.dodfuelcells.com). Deze waarde is gebaseerd op 15 units met in totaal meer dan 140.000 bedrijfsuren. In deze beschikbaarheid is ook down time als gevolg van externe oorzaken (bijv. niet beschikbaar zijn van geschoold onderhoudspersoneel) opgenomen. In diverse bronnen (KEMA, 1994; NYSEDA, 1997; Lovins, 2002) wordt een beschikbaarheid van 93 - 97% gegeven indien storingen ten gevolge van "kinderziekten" en onervarenheid van de gebruiker met het systeem buiten beschouwing worden gelaten. Zo ver is het kennelijk nog niet met de huidige PC25C-unit.

Figuur 7 geeft een overzicht van de optredende storingen in een aantal PAFC-units die bij Tokyo Gas in bedrijf zijn geweest (KEMA, 1994). Het overgrote deel van de storingen wordt veroorzaakt door randapparatuur (buiten de stack) met de waterbehandeling als voornaamste storingsbron. Er is dus nog een behoorlijk potentieel aanwezig om (buiten verbetering van de stack) een hogere beschikbaarheid te verkrijgen. Dit ondersteunt de claim van 93 - 95% beschikbaarheid bij een uitontwikkeld systeem.



Figuur 7 Overzicht van optredende storingen in een veertiental PAFC-units van Tokyo Gas (KEMA, 1994)

Voor de gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd is een waarde van 2000-2400 uur gemeten (KEMA, 1994; NYSERDA, 1997), recentere bronnen geven een waarde van 1450 uur (Heissenberger, 2001). De geprognoseerde waarde (zonder kinderziekten) is circa 5500 uur maar dit lijkt vrij hoog.

Investeringskosten

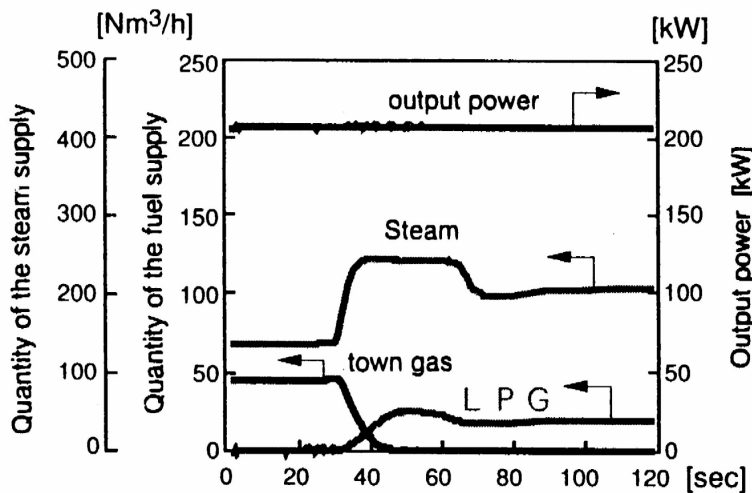
De huidige kosten van de PC25C-unit bedragen circa EUR 3.000,- tot 5.500,- per kW_e (NYSERDA, 1997; www.energy.ca.gov). De verwachting van de fabrikant is dat dit naar EUR 1.500,- tot 1.000,- per kW_e gaat in 2010. Gezien het feit dat al meer dan 250 units (in drie generaties PC25A t/m PC25C) zijn gebouwd en dus de grootste verbeteringen naar verwachting al geïmplementeerd zijn, is het de vraag of deze prijsdaling van een factor 2 tot 5,5 nog gerealiseerd kan worden.

Onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten

Kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering betreffen voornamelijk het vervangen van lucht- en waterfilters, het vervangen van de ionenwisselaar voor het waterbehandelingssysteem en (eens in de vijf jaar) het vervangen van de PAFC-stack. In de literatuur (bijvoorbeeld www.energy.ca.gov) worden kosten geschat op 0,5 - 1,0 eurocent per kWh. De praktijk (NYSERDA, 1997) komt uit op 2,7 - 3,0 eurocent per kWh voor PC25A-units, exclusief vervanging van de stack. De helft van deze kosten zijn uurkosten, de andere helft materialen en consumables (exclusief brandstof). Verwacht mag worden dat deze kosten zijn gedaald voor de nieuwere PC25C-units. In het Department of Defense demonstratieprogramma (30 PAFC-units, www.dodfuelcells.com) wordt echter geen melding gemaakt van de O&B-kosten omdat deze de eerste drie tot vijf jaar voor rekening komen van de fabrikant (UTC Fuel Cells).

Brandstofflexibiliteit

In principe kan de PAFC brandstofflexibel worden ingezet omdat al een brandstofprocessing aanwezig is. Toepassing van de PAFC in een chips-fabriek om methanol uit het proces om te zetten in elektriciteit en als omzetter van slibgas en stortgas zijn bekend. Kuwata (1997) maakt melding van een "multi fuel" PAFC-systeem dat zowel op stadsgas (aardgas) als op LPG werkt. Figuur 8 geeft de bedrijfsgegevens van deze PAFC-unit bij omschakeling van stadsgas op LPG. Omschakeling is binnen 2 minuten voltooid. Waterstof kan vanzelfsprekend ook direct in een PAFC-systeem gebruikt worden.



Figuur 8 Bedrijfsgegevens van een "multi fuel" PAFC bij overschakeling van town gas (voornamelijk aardgas) naar LPG

Regeling

Uit het NYSERDA (1997) testprogramma bleek al dat de PC25-unit teruggeregeld kan worden tot 25% van zijn capaciteit. Het elektrisch rendement daalt dan wel tot circa 63% van het vollast rendement. Over de regelsnelheid zijn geen praktijkgegevens gevonden, maar deze zal voornamelijk bepaald worden door de regelsnelheid van de brandstofvoorbewerking en naar alle waarschijnlijkheid lager liggen dan die voor een gasmotor. De opstarttijd wordt geschat op 1 - 4 uur voor een 200 kW systeem (www.energy.ca.gov). Deze lange opstarttijd heeft te maken met het opwarmen van de PAFC-stack tot 200 °C en van de brandstof-processoren tot 400-600 °C.

Ruimtebeslag

Volgens de specificaties van de fabrikant heeft het PC25C-systeem afmetingen van circa 3,1 x 3,1 x 5,5 m³ bij een gewicht van 18.100 kg. De footprint van deze unit bedraagt 12 kW/m². De minimumwaarde volgens het programma van eisen is 38 kW/m².

Milieubelasting

Volgens DTI (1992) bedraagt het gebruik van primaire energie in de productiefase circa 0,1% van het gebruik in de gebruiksfase. Dit is ruim onder de gestelde eis. Een nuancering is dat andere bronnen (Pehnt, 2002) voor een vergelijkbaar type brandstofcelsysteem (de polymere cel) op een waarde van 1,7% komen. Dit verschil geeft aan dat kennelijk er nog geen eenduidige aanpak is voor deze berekening. Wel voldoen beide waarden aan de grenswaarde van 2%.

Wat betreft recyclebaarheid geeft KEMA (1993) aan dat de voornaamste te recyclen materialen zijn:

- fosforzuur elektrolyt
- koolstof separatorplaten
- siliciumcarbide matrix
- koolstof elektroden
- nikkeloxide katalysator.

De koolstofelektroden bevatten een significante hoeveelheid platinum katalysator die zeker economisch rendabel is terug te winnen. De overige materialen zijn goed scheidbaar en her te gebruiken.

In tabel 9 is een samenvatting van de prestaties van de PAFC-technologie in het kader van het programma van eisen (zie hoofdstuk 2) gegeven.

Tabel 9 Samenvatting van de prestaties van de PAFC-technologie in het kader van het programma van eisen

eis in PvE	prestaties PAFC
1 energetische prestatie	elektrisch rendement en thermisch rendement niet veel hoger dan voor gasmotor. Leveringstemperatuur warmte voldoet aan minimale eis. Elektrisch rendement blijft tot 50% deellast gelijk, bij 25% deellast sterke daling
2 emissies	emissies zijn zeer laag (ruim beneden eisen), behalve geluid ligt op de grenswaarde

eis in PvE	prestaties PAFC
3 betrouwbaarheid	beschikbaarheid nu nog te laag (75%), verwachting is 93-95%. Gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd voldoet al ruim aan de eis
4 investeringskosten	nu nog minimaal factor 2 boven de eis. Verwachting fabrikant is 1000 EUR/kW _e in 2010, het is twijfelachtig of dit haalbaar is
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	onderhoudskosten liggen voor eerste generatie units een factor 3 boven de eis, waterbehandeling en vervanging stack om de vijf jaar zijn kostbaar. Verwachting is dat onderhoudskosten zullen dalen tot het niveau van de eis
6 brandstofflexibiliteit	goede brandstofflexibiliteit (toepassing van verschillende brandstoffen, snel overschakelen) is aangetoond
7 regeling	regelbereik voldoet aan eis, opstartsnelheid veel lager dan eis, regelsnelheid waarschijnlijk lager dan eis
8 elektrische inpassing	aanname is dat systeem door halfgeleideromvormer goed kan voldoen aan inpassingseisen
9 ruimtebeslag	footprint ligt een factor 3 lager dan minimale eis
10 milieueffecten	energiegebruik in productiefase voldoet aan de eis. Rest-materialen goed scheidbaar en her te gebruiken. Platina-terugwinning maakt scheiding economisch rendabel

4.3 Stand van zaken gesmolten-carbonaat brandstofcel (MCFC)

Het concept van de gesmolten-carbonaat brandstofcel werd eind jaren '40 geopperd en de eerste MCFC-brandstofcel werd midden jaren '50 gedemonstreerd door de Nederlandse onderzoekers Broers en Ketelaar (Blomen en Mugerwa, 1993). De MCFC werd aangeduid als de "tweede generatie" brandstofcel (na de PAFC). Als grote voordeel van de MCFC gold de tolerantie voor CO en CO₂ (en daarmee de betere geschiktheid voor bijvoorbeeld kolengas, dat is synthetisch gas gemaakt uit kolen en met een hoog gehalte aan CO en CO₂), de hoge werktemperatuur (en daarmee het hogere rendement) en de vooruitzichten op goedkope massaproductie. Vanaf het begin werd al onderkend dat de agressiviteit van gesmolten carbonaatzouten tot materiaalproblemen zou kunnen leiden. Na de demonstratie van de eerste cellen in de jaren '50 is het onderzoek aan de MCFC dan ook enige tijd gestopt, juist vanwege de optredende materiaalproblemen.

Na de oliecrises in 1973 werd in de VS een groot programma opgezet om de MCFC verder te ontwikkelen. De achtergrond was om een goedkoop en schoon systeem te ontwikkelen dat efficiënt kon werken op kolengas en zo de afhankelijkheid van de VS van buitenlandse olie kon verminderen (Appleby en Foulkes, 1989). Belangrijke spelers op dit gebied waren:

- DOE (Department of Energy): programmacoördinatie en budgetverstrekking
- EPRI (Electric Power Research Institute): idem voor de elektriciteitsbedrijven
- GRI (Gas Research Institute): fundamenteel onderzoek aan MCFC-cellen
- UTC (United Technologies Corporation): ontwikkeling van MCFC-cellen en -stacks
- ERC (Energy Research Corporation): ontwikkeling van MCFC-cellen en -stacks
- GE (General Electric): systeemontwikkeling.

Doel van het MCFC-programma in de VS was de ontwikkeling van 5-10 MW WKK-systemen en 200-650 MW systeem, bedreven op kolengas, voor basislast. In 1984 besloot General Electric te stoppen met de ontwikkeling van de MCFC (en van de polymere brandstofcel). Rond die tijd kwam de interesse uit andere landen juist op gang (Appleby en Foulkes, 1989). In Japan werd in 1981 door de overheid een programma opgestart om twee 1 MW systemen te demonstreren in 1997 (het Moonlight project). De Nederlandse overheid liet (onder leiding van prof. Barendrecht) een onderzoek doen naar de mogelijkheden voor een nationaal programma brandstofcellen, waarin de MCFC als focus naar voren kwam. Dit leidde tot de oprichting van BCN (Brandstofcel Nederland) waarin ECN een belangrijke rol speelde. Een aantal andere Europese bedrijven (Ansaldo uit Italië, Iberdrola uit Spanje en het Duitse DASA, voorheen Messerschmitt-Bölkow-Blohm) stortte zich ook op de MCFC.

Daarop volgde een periode met internationaal veel aandacht voor en hoge verwachtingen van de MCFC-technologie. De aandacht richtte zich op het opschalen van de technologie en het testen van stacks van een commerciële grootte (100-300 kW, 1 m² stackopervlak). De ontwikkeling van de MCFC bleek echter een lange adem te vereisen. De meeste bedrijven of samenwerkingsverbanden demonstreerden stacks met een vermogen van 10 - 250 kW in een demonstratieopstelling (prototype). De grootste demonstraties waren:

- een 1,8 MW MCFC-systeem in Santa Clara (VS) bestaande uit 16 125 kW stacks. Dit systeem, gebouwd door ERC met steun van DOE en EPRI werd in 1996 in bedrijf genomen. Het systeem heeft circa 4000 bedrijfsuren gemaakt met een elektrisch rendement van 43,6% maximaal (zie figuur 9)
- een 1 MW MCFC-systeem in Kawagoe (Japan) bestaande uit vier 250 kW stacks van twee Japanse fabrikanten (Hitachi en Ishikawajima-harima Heavy Industries, IHI). Dit systeem is in midden 1999 in bedrijf genomen en na circa 5000 bedrijfsuren weer uit bedrijf genomen. Het elektrisch rendement bedroeg circa 50% bij een degradatie van circa 0,5% per 1000 uur. NO_x-emissies waren lager dan 10 ppm.



Figuur 9 Foto van de 1,8 MW MCFC installatie in Santa Clara (VS).

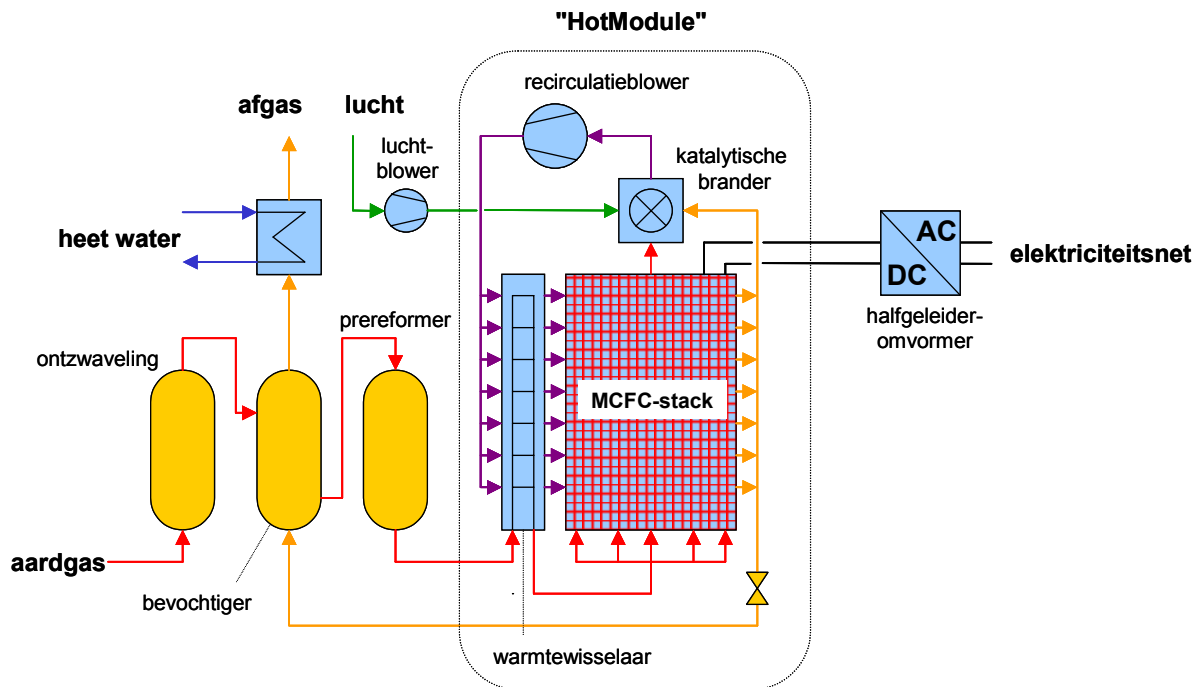
De leerpunten van deze en vele andere demonstraties waren onder andere:

- degradatie van de stack was nog niet onder controle
- de kosten waren nog te hoog
- bedrijf onder druk vraagt een erg gecompliceerd regelsysteem en verhoogt de degradatiesnelheid.

Evenals bij de fosforzure brandstofcel volgde een "shake out" waaruit twee fabrikanten naar voren kwamen die nu nog actief zijn met het ontwikkelen en demonstreren van een commercieel systeem. De overige bedrijven hebben hun ontwikkeling gestopt of houden deze op een laag niveau (tot die laatste groep behoren voornamelijk de Japanse bedrijven). De twee fabrikanten die nu nog actief zijn in de markt zijn Fuel Cell Energy (FCE, het voormalige ERC) en Motoren und Turbinen Union (MTU, onderdeel van het DaimlerChrysler concern waartoe ook DASA is toegetreden). MTU betreft de cellen van FCE en maakt daar zelf de stacks van. MTU bedient de Europese markt, FCE de Amerikaanse markt (in samenwerking met Caterpillar) en in Japan heeft FCE een samenwerkingsovereenkomst met Marubeni voor de verkoop van haar systemen. FCE is in feite de enige fabrikant van cellen en heeft een productiecapaciteit 50 MW per jaar met plannen tot uitbreiding naar 150 MW

per jaar. Recentelijk heeft FCE zich, door overname van een aantal bedrijven waaronder Global Thermoelectric (zie paragraaf 4.4), ook begeven in de ontwikkeling van de SOFC.

Al deze bedrijven vermarkten één systeem gebaseerd op de 250 kW "HotModule". Van dit systeem zijn er inmiddels circa 10 wereldwijd in bedrijf (Hannover, 2003). De eerste unit die door MTU is neergezet (in Bielefeld, Duitsland) heeft meer dan 16.000 bedrijfsuren gemaakt. Figuur 10 geeft schematisch de werking van dit systeem weer. Alle "hete" componenten (de werktemperatuur van een MCFC-stack bedraagt 650 °C) zijn geïntegreerd in één module. Aardgas wordt eerst ontzwaveld, bevochtigd (en tegelijkertijd voorverwarmd) en in een zogenaamde prereformer ontdaan van hogere koolwaterstoffen (zie paragraaf 3.2). Dit aardgas wordt in de HotModule eerst opgewarmd en dan door de MCFC-stack gevoerd. Nog aanwezige methaan wordt hier intern omgezet in waterstof met behulp van de aanwezige stoom (interne reforming). Niet alle brandstof kan worden omgezet in elektriciteit en de resterende brandstof wordt katalytisch verbrand met de kathodegassen uit de MCFC-stack ('abluff') vermengd met verse buitenlucht. Dit mengsel gaat de stack in. Van de uitgaande kathodegassen uit de MCFC-stack wordt een deel afgevoerd naar buiten en een deel gerecirculeerd naar de katalytische brander. Recirculatie is nodig omdat zuurstof in de vorm van CO_3^{2-} -ionen van de zuurstofzijde naar de brandstofzijde wordt getransporteerd. Daarvoor is CO_2 nodig en deze wordt verkregen door de recirculatie van de gassen uit de katalytische brander.



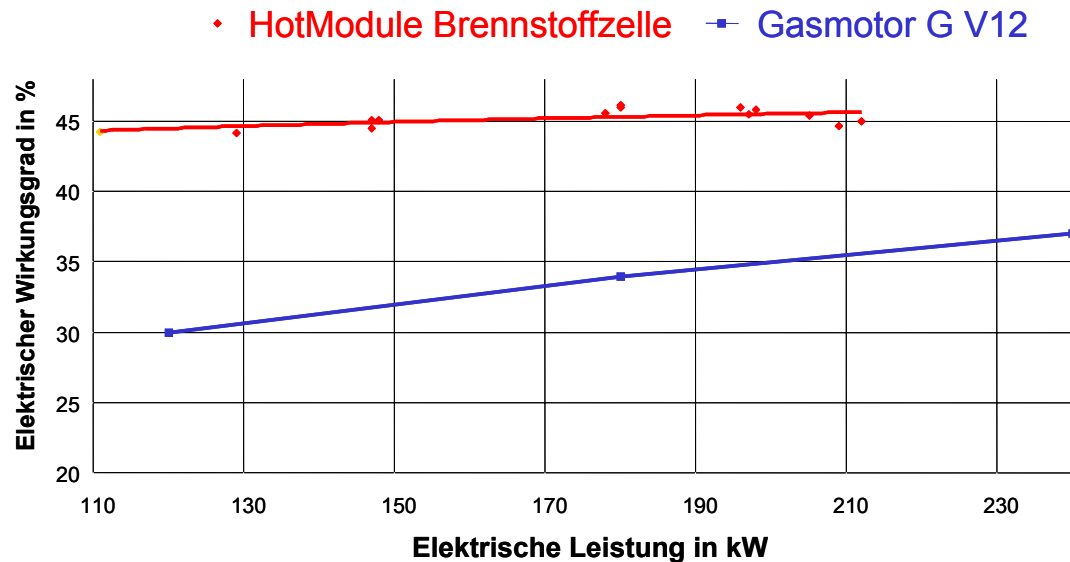
Figuur 10 Schematische weergave van de werking van het MCFC-systeem van FCE/MTU

Het HotModule systeem is op dit moment de stand van de MCFC-technologie en het beste uitgangspunt voor het vergelijken met het programma van eisen (zie tabel 6 in paragraaf 2.12). De navolgende gegevens betreffende de MCFC-technologie zijn dan ook zo veel mogelijk gebaseerd op praktijkgegevens betreffende deze systemen. Daarbij moet worden aangetekend dat, in tegenstelling tot de bij de fosforzure cel, er geen gebruikersgroepen bekend zijn die een aantal units hebben getest en de praktijkresultaten hebben gepubliceerd. Daarvoor zijn er ook nog te weinig units op de markt. De prestaties van de MCFC zullen dus, vergeleken met de PAFC, meer leunen op fabrikantengegevens dan op praktijkgegevens.

Rendementen

Het elektrisch rendement van het 245 kW MCFC-systeem bedraagt 47%. Het thermisch rendement (bij een leveringstemperatuur van warmte van 50 - 55 °C) is 35 - 43%. De afgas-temperatuur van de MCFC bedraagt circa 400 °C zodat ook heet water van een hogere temperatuur of stoom geleverd kunnen worden. Dit heeft vanzelfsprekend wel invloed op het thermisch rendement. Figuur 11 geeft praktijkgegevens weer van een MTU HotModule. Het elektrisch rendement in deellast daalt marginaal (4% bij 50% deellast). De aanname dat het

elektrisch rendement tot 25% deellast boven de 80% van het vollastrendement zal blijven, is daarmee reëel.



Figuur 11 Praktijkgegevens van een MTU 250 kW MCFC-module in Rhön Klinikum AG (Bad Neustadt/Saale, Duitsland)

Emissies

De emissies die door de fabrikant worden opgegeven zijn $\text{NO}_x < 2$ ppm, $\text{CO} < 9$ ppm. Uitgaande van een luchtfactor van circa 3,8 (op basis van de rendementsgegevens) komt dit overeen met 4 g/GJ NO_x en 11 g/GJ CO. De NO_x -emissie en de CO-emissie liggen (ver) onder de eis. Over de overige emissies geeft de fabrikant geen gegevens. Op basis van het feit dat de afgassen katalytisch zijn naverbrand mag worden aangenomen dat de uitstoot van methaan, etheen en NMVOS verwaarloosbaar zal zijn. Tekenend is dat afgassen van de MCFC zo schoon zijn dat ze volgens de Duitse regelgeving voldoen aan de kwaliteitseisen voor buitenlucht (de fabrikant spreekt van 'abluff'). De geluidemissie zal in dezelfde orde van grootte liggen als voor een fosforzuur systeem (circa 60 dB(A) op 10 m afstand) omdat de geluidproducerende randapparatuur (blowers, pompen) vergelijkbaar is.

Betrouwbaarheid

Door de eenvoud van dit systeem voorziet de fabrikant een beschikbaarheid van meer dan 90% (Hannover, 2003). Over de gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd zijn nog geen gegevens bekend.

Investeringskosten

De huidige kosten van het HotModule MCFC-systeem bedragen EUR 3.500,-- - 4.000,-- per kW_e (ongeïnstalleerd). De fabrikant (FCE) verwacht een marktintroductieprijs van EUR 2.500,-- - 3.000,-- per kW_e. Met name in de VS worden voor deze prijs commerciële toepassingen voorzien. MTU verwacht in Europa in 2006 met een commerciële unit op de markt te komen voor EUR 1.250,-- per kW_e (exclusief installatiekosten).

Onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten

Onderhoud van de HotModule moet volgens de fabrikant één maal per jaar plaatsvinden. Het betreft dan het verwisselen van luchtfilters en de ontzwavelingsunit. Deze kosten worden geschat op 0,002 EUR/kWh (zie ook bijlage E, paragraaf E.2). De levensduur van de MCFC-stack is bepalend voor de overige bedrijfsvoeringskosten (uitgezonderd brandstof). Uitgaande van een levensduur van vijf jaar (wat nog moet worden aangetoond) en stackkosten die 50% van het totaal bedragen (Hannover, 2003) zijn de vervangingskosten van de stack circa 0,016 EUR/kWh (bij 8000 vollasturen per jaar). De katalysator in de prereformer gaat minstens vijf jaar mee en de vervangingskosten daarvan zullen marginaal zijn in vergelijking tot de stackkosten.

Brandstofflexibiliteit

De MCFC is niet geschikt voor bedrijf op zuivere waterstof. Er moet immers CO₂ in de lucht aanwezig zijn om het transport van zuurstofionen (in de vorm van CO₃²⁻-ionen) mogelijk te maken. Deze CO₂ komt uit het omzetten van koolstofhoudende brandstoffen in de stack en waterstof bevat geen koolstof. Het bedrijf op andere (koolstofbevatende) brandstoffen als LPG, stookolie of bio-olie is op grond van het werkingsprincipe van de MCFC geen probleem. Bedrijf op kolengas (en omschakeling van kolengas naar aardgas tijdens bedrijf en vice versa) is reeds gedemonstreerd (Rastler, 1992).

Regeling

De opstarttijd van de HotModule bedraagt 16 - 20 uur ("koude" start). Die tijd is nodig om de stack geleidelijk en gelijkmatig op een werktemperatuur van 650 °C te krijgen. De unit kent een "hot stand-by" toestand waarbij 20 kW_e wordt geproduceerd (genoeg voor het eigengebruik van de module, met name de heater). Dit is circa 8% van het vollast-vermogen. Daartussen is in principe iedere bedrijfstoestand mogelijk. Specificaties van het 1,8 MW MCFC systeem in Santa Clara geven aan dat binnen 40 minuten van hot stand-by naar vollast opgeregeld kan worden. De verwachtingen voor de HotModule zijn minder gunstig. De fabrikant verwacht in de toekomst een regelsnelheid van hot stand-by naar vollast en terug van enige uren, nu is dat nog 1-2 dagen. De eis van 25% naar 100% in 1 minuut wordt niet gehaald.

Ruimtebeslag

De footprint van de MCFC-unit bedraagt 13,4 kW per m². Dit ligt een factor 3 onder de grens die bij dit vermogen volgt uit het programma van eisen.

Milieubelasting

Voor het primair energiegebruik voor de productie van MCFC-stacks zijn geen gegevens bekend. Het productieproces is echter veel minder energie-intensief dan voor de SOFC. Voor de SOFC geeft Pehnt (2002) een percentage van 1,7% - 2,5%. Omdat de MCFC daar onder ligt, is de aanname dat de MCFC aan de grenswaarde van 2% voldoet gerechtvaardigd.

De reststoffen van de MCFC zijn (KEMA, 1993):

- lithiumaluminaat matrix
- carbonaatzouten
- metalen separatorplaten
- nikkeloxide katalysatoren.

Deze onderdelen zijn goed te recyclen.

In tabel 10 is een samenvatting van de prestaties van de MCFC-technologie in het kader van het programma van eisen (zie hoofdstuk 2) gegeven.

Tabel 10 Samenvatting van de prestaties van de MCFC-technologie in het kader van het programma van eisen

eis in PvE	prestaties MCFC
1 energetische prestatie	elektrisch rendement ligt ruim boven dat van een gasmotor, totaal thermisch rendement vergelijkbaar tot beter, temperatuurniveau geleverde warmte tot circa 400 °C mogelijk
2 emissies	NO _x - en CO-emissies (ruim) onder eis. Overige emissies koolstofhoudende stoffen (methaan, etheen, NMVOS) naar verwachting verwaarloosbaar
3 betrouwbaarheid	beschikbaarheid >90% geprognostiseerd, nog geen praktijkgegevens over gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd bekend
4 investeringskosten	nu nog een factor 2,5 hoger dan de waarde in het PvE, de verwachting is dat (op zijn vroegst) in 2006 een niveau van 1250 EUR/kW _e wordt gehaald

eis in PvE	prestaties MCFC
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	kosten voor verwisselen van ontzwavelingsunit en luchtfilters ruim onder de 1 eurocent per kWh. Levensduur van de stack bepaalt totale kosten voor O&B. Levensduur van minimaal tien jaar is nodig voor O&B kosten beneden de waarde in het PvE
6 brandstofflexibiliteit	de MCFC is niet geschikt voor zuivere waterstof. Koolstofhoudende brandstoffen (biogas, bio-olie, LPG, diesel e.d.) zijn goed bruikbaar. Omschakeling tussen verschillende brandstoffen tijdens bedrijf en op korte tijdschaal (minuten) is mogelijk
7 regeling	regelbereik voldoet aan de eis. Opstarttijd ("koude start") hoog. Regelsnelheid veel lager dan de eis
8 elektrische inpassing	aanname is dat het systeem door de halfgeleideromvormer goed kan voldoen aan inpassingseisen
9 ruimtebeslag	footprint ligt een factor 3 lager dan minimale eis
10 milieueffecten	energiegebruik in productiefase voldoet aan de eis. Rest-materialen lijken goed scheidbaar en her te gebruiken

4.4 Stand van zaken vast-oxide brandstofcel (SOFC)

Het principe van de vast-oxide brandstofcel (geleiding van zuurstofionen door een keramisch membraan bij hoge temperatuur) is al ontdekt in 1899 door Nernst (Blomen en Mugerwa, 1993). In 1965 werd een stack, bestaande uit meerdere cellen, gedemonstreerd door medewerkers van Westinghouse Electric Company (tegenwoordig Siemens Westinghouse Power Company, SWPC). In 1976 werd er door het Department of Energy (VS) samen met Westinghouse een SOFC-programma opgesteld. In vier fasen zou uiteindelijk een 5 MW SOFC-systeem met geïntegreerde kolenvergasser gedemonstreerd moeten worden (Appleby and Foulkes, 1989).

Vanaf 1985 kreeg de vast-oxide brandstofcel meer aandacht, ook in andere landen en met name in onderzoekskringen. Die aandacht nam toe naarmate het duidelijker werd dat de MCFC en de PAFC de hoge verwachtingen niet zo snel zouden waarmaken. Het gevolg was dat een groot aantal universiteiten, onderzoeksinstituten en nieuwe bedrijfjes zich wierp op de ontwikkeling van nieuwe type cellen met verschillende nieuwe materialen. Momenteel zijn nog steeds een groot aantal bedrijven werkzaam op het gebied van de vast-oxide brandstofcel maar voorlopig allemaal aan kleinschalige systemen (~ 1-25 kW_e).

Tabel 11 geeft een overzicht van een aantal fabrikanten van SOFC systemen (Gerwen, 2003). In deze tabel zijn alleen bedrijven genoemd die stacks ontwikkelen voor commerciële toepassing, geen instituten en bedrijven die alleen fundamenteel (cel)onderzoek doen.

Tabel 11 SOFC fabrikanten van SOFC-systemen en de status van hun technologie (Gerwen, 2003)

fabrikanten	land	bereikt	jaar	opmerkingen
Adelan	GB	200 W	1997	microbuizen, snel op te warmen en af te koelen
Ceramic Fuel Cells, Ltd.	Australië	5 kW 25 kW	1998 2000	vlakke plaat SOFC, stack testen; 600 bedrijfsuren voor 5 kW stack; ontwikkeling 40 kW fuel cell systeem
Delphi/ Battelle	VS	5 kW	2001	ontwikkeling 5 kW units, vlakke plaat cellen
Fuel Cell Technologies (met Siemens Westinghouse Power Corporation)	Canada	5 kW	2002	5 kW prototype SOFC wordt getest, 40% elektrisch rendement. Veldtesten gepland in Zweden, de VS en Japan
Global Thermoelectric (overgenomen door FCE)	Canada	1 kW 2 kW	2000 2002	vlakke plaat SOFC, 5000 uur brandstofcel test
General Electric Power Systems (voorheen Honeywell and Allied Signal)	VS	0,7 kW 1 kW	1999 2001	vlakke plaat SOFC, stack testen atmosferisch en onder druk, ontwikkeling van atmosferische en hybride systemen
MHI/ Chubu Electric	Japan	4 kW 15 kW	1997 2001	vlakke plaat SOFC, stack testen op laboratoriumschaal, 7500 bedrijfsuren
MHI/ Electric Power Development Co.	Japan	10 kW	2001	buisvormige SOFC, bedrijf onder druk, 10 kW laboratoriumtest, 700 bedrijfsuren
Rolls-Royce	GB	1 kW	2000	vlakke plaat SOFC, teste op laboratoriumschaal, ontwikkeling van een 20 kW stack voor hybride systemen
Siemens Westinghouse Power Corporation	VS	25 kW 110 kW 220 kW	1995 1998 2000	buisvormige SOFC, verscheidene units gedemonstreerd bij gebruikers. Meer dan 16.000 bedrijfsuren voor een 100 kW stack, eerste hybride SOFC-demonstratie
SOFCo (McDermott Technologies and Cummins Power Generation)	VS	0,7 kW	2000	vlakke plaat SOFC, testen op laboratoriumschaal, 1000 bedrijfsuren, ontwikkelen een 10 kW systeem
Sulzer Hexis	Zwitserland	1 kW	1998- 2002	vlakke plaat SOFC, veldtesten van tientallen units in gang
Tokyo Gas	Japan	1,7 kW	1998	vlakke plaat SOFC, testen op laboratoriumschaal
TOTO/ Kyushu Electric Power/ Nippon Steel	Japan	2,5 kW	2000	buisvormige SOFC, testen op laboratoriumschaal, ontwikkeling van een 10 kW systeem
Acumentrics Corp.	VS	2 kW	2002	microbuizen, 2 kW systeem voor UPS toepassingen

Uit tabel 11 blijkt dat de vast-oxide cellen er in verschillende vormen zijn. Dit is mogelijk omdat de cellen bestaan uit keramische materialen en daarmee in principe zelfdragend zijn en verschillende vormen kunnen aannemen. Er zijn drie cel/stack-vormen in ontwikkeling:

- vlakke plaat cellen zijn eenvoudiger in serie te produceren. In de regel werken deze cellen bij een lagere bedrijfstemperatuur (800 °C in plaats van 1000 °C) waardoor ook (goedkopere) metalen componenten in de stack kunnen worden toegepast. Gasdichte afdichtingen die bestand zijn tegen een hoge temperatuur en tegen grote temperatuurwisselingen (opstarten en stoppen) zijn een belangrijk aandachtspunt
- buisvormige cellen. Het productieproces van deze buizen is ingewikkeld evenals de opbouw van een stack uit individuele cellen. Een voordeel is dat door de specifieke opbouw van de stack geen gasdichte afsluitingen nodig zijn. Het is het meest beproefde concept
- microbuizen. Dit is een relatief nieuwe ontwikkeling. Het grote voordeel van dit type buis zou de snelle opstarttijd zijn.

Een groot voordeel van de SOFC is de hoge werkteemperatuur waardoor minder brandstofvoorbewerking nodig is en hoogwaardige warmte geleverd kan worden. Combinatie met een gasturbine is daarom goed mogelijk (zie paragraaf 4.6). Een belangrijk aandachtspunt voor de SOFC is het productieproces. De materialen voor een SOFC-cel zijn (per kW_e) niet bijzonder duur, maar het productieproces is (nog) arbeids- en energie-intensief. Dit geldt met name voor de buisvormige cellen van SWPC. Het aanbrengen van een dunne maar toch gasdichte laag electrolyt is moeilijk. Het bestaande proces (elektrochemische dampdepositie) geeft weliswaar goede resultaten, maar dit proces is vooralsnog te duur voor massaproductie.

Momenteel zijn er twee fabrikanten die meerdere demonstraties hebben uitgevoerd en nog uitvoeren bij potentiële klanten. Dit zijn Sulzer-Hexis en Siemens Westinghouse Power Company (SWPC).

Sulzer-Hexis richt zich op de micro-WKK markt (systemen van 1 kW_e) en heeft geen plannen om grotere systemen te gaan maken. Na het testen met 6 pilotsystemen in de markt heeft Sulzer Hexis nu orders voor meer dan 400 systemen uitstaan, onder andere in Duitsland en Oostenrijk. Deze systemen zullen in 2003 - 2004 geleverd worden. Naar verwachting van de fabrikant worden in 2005, 10.000 units verkocht en in 2010 meer dan 250.000. De systemen zijn te klein voor de glastuinbouwmarkt.

SWPC heeft al meer dan 10 systemen gedemonstreerd in de markt. Het eerste systeem met een stack van commerciële omvang was het 100 kW SOFC systeem dat voor en consortium

van Deense en Nederlandse energiebedrijven in Westervoort (Arnhem) was neergezet (Gerwen, 2003). De stack van dit systeem bestond uit 1152 buisvormige cellen met een actieve lengte van 1,5 m en een diameter van 2,2 cm. De prestaties van dit systeem zijn het uitgangspunt voor vergelijking met het programma van eisen.



Figuur 12 Foto van de 100 kW SOFC-unit die van 1998-2000 in bedrijf was in Westervoort (NL)

Rendementen

Het elektrisch rendement van het systeem in Westervoort (atmosferisch SOFC-systeem) lag op 46%. Dit kan in de toekomst mogelijk nog enige %-punten stijgen. Het thermisch rendement van het systeem in Westervoort was 27% maar dit was laag omdat de SOFC-unit gebruik maakte van twee recuperators, waarbij één ruim voldoende zou zijn geweest, en omdat de thermische integratie niet geoptimaliseerd was. Evenals bij de MCFC-unit is een totaal rendement van 85% - 90% (afhankelijk van de leveringstemperatuur) haalbaar. Omdat de temperatuur van de rookgassen circa 850 °C bedraagt kan ruimschoots voldaan worden aan het geëiste temperatuurniveau van de te leveren warmte. De unit in Westervoort bleek terug te regelen tot 30% deellast. Daarbij bleef het elektrisch rendement tot 70% deellast constant. Daarna daalde het rendement tot 10% van de nominale waarde. Dit was het gevolg van de niet-geoptimaliseerde thermische integratie van het systeem. De relatief grote warmteverliezen moesten gecompenseerd worden door een elektrische heater waardoor het

elektrisch rendement snel daalde beneden 70% deellast. In een commercieel ontwerp mag een gelijkblijvend rendement tot 25% deellast verwacht worden.

Emissies

Aan het 100 kW SOFC-systeem in Westervoort zijn emissiemetingen gedaan. Alleen voor CO werd een waarde boven de detectiegrens van de meetapparatuur gemeten (4 g/GJ) maar nog ruim beneden de eis. Voor NO_x, NMVOS, SO₂ en PM10 lagen de waarden onder de detectiegrens en daarmee ruim beneden de gestelde eisen. De detectiegrens van de apparatuur was niet zodanig dat ook kon worden vastgesteld of etheen beneden de emissie-eis bleef, maar op grond van het werkingsprincipe (met name de katalytische naverbranding van de afgassen) mag worden aangenomen dat deze concentratie (net als bij de MCFC) beneden de eis in het programma van eisen zal blijven. De emissies van lachgas (N₂O) en ammoniak (NH₃) zijn niet gemeten, maar om dezelfde redenen mag worden aangenomen dat deze ruim beneden de gestelde grenzen blijven.

Betrouwbaarheid

De beschikbaarheid van de unit (na revisie van de stack, over een bedrijfsperiode van meer dan 12.000 uur) was circa 84%. De niet-beschikbaarheid werd voornamelijk veroorzaakt door een lange stop in de zomerperiode, waarbij geen onderhoudspersoneel beschikbaar was. Met optimale beschikbaarheid van onderhoudspersoneel was de beschikbaarheid ruim boven de 92% gekomen. De gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd was circa 1400 uur. Omdat van een aantal stops de oorzaak bekend was en verholpen kon worden, mag worden aangenomen dat deze technologie ook ruim aan de gestelde eis van 1500 uur zal voldoen.

Investeringskosten

De investeringskosten van een SOFC-systeem liggen nu rond de 20.000 EUR per kW_e (KEMA, 2002). De fabrikant voorziet een snelle prijsdaling en verwacht rond 2010 rond de 1.000 EUR per kW_e te zitten. Recentelijk zijn er echter berichten van voortijdige degradatie van SOFC-cellen (geproduceerd met nieuwe, goedkopere technieken) en uitstel of terugschaling van de plannen om een productiehal van 40.000 m² met 450 - 500 medewerkers te bouwen. Het doel is nog steeds om in 2006 te starten met massaproductie van cellen.

Onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten

Onderhoud en bedrijfsvoering van een SOFC zijn vergelijkbaar met die van een MCFC: vervanging van luchtfilters en van de ontwavelingsunit. Daarnaast is vervanging van de stack nodig. Het is echter de vraag of dit iedere vijf jaar (als geschat dat nodig is voor de MCFC en de PAFC) nodig is. De 100 kW_e unit heeft meer dan 16.000 bedrijfsuren gemaakt zonder meetbare degradatie. Dit zijn echter wel buizen uit een eerder productieproces. Net

als bij de MCFC zal een stack-levensduur van minimaal 10 jaar nodig zijn om onder de 0,01 EUR/kWh O&B-kosten te blijven. Uitgangspunt daarbij is wel dat er geen veiligheids-gassen meer nodig zijn voor het opstarten of stoppen van de unit. Bij de 100 kW_e unit zijn deze veiligheidsgassen (stikstof en een stikstof-waterstof mengsel) nog nodig geweest.

Brandstofflexibiliteit

Verschillende SOFC-units hebben gedraaid op andere brandstoffen dan aardgas, bijvoorbeeld diesel en nafta (METC, 1994). In dat geval is wel een préprocessor toegevoegd, die van deze brandstoffen een methaanrijk gasmengsel maken voor de SOFC-stack. Gasvormige brandstoffen, rijk aan methaan, andere koolwaterstoffen, ammoniak of koolmonoxide zijn, op grond van het werkingsprincipe van de SOFC, goed mogelijk. Het kan echter zijn dat de thermische balans in de stack verstoord wordt indien er te weinig koolwaterstoffen in de brandstof aanwezig zijn. Dit is een aandachtspunt. Een SOFC kan in principe op zuiver waterstof werken. Thermodynamisch gezien is dit minder gunstig omdat de maximale celspanning bij deze temperatuur circa 25% lager ligt dan bij kamertemperatuur. Of snel overschakelen tussen twee type brandstoffen mogelijk is, kan nog moeilijk worden ingeschat. Dit zal de praktijk moeten uitwijzen.

Regeling

Bij de 100 kW_e SOFC-unit is bedrijf tot 30% deellast aangetoond. Bij een optimaal ontwerp is 25% deellast zeker mogelijk. Het opwarmen van een SOFC vanuit kamertemperatuur duurt circa 24 uur. Dit zal niet aanzienlijk korter kunnen omdat nu eenmaal de complete stackmassa gelijkmatig opgewarmd moet worden. De regelsnelheid van de SOFC blijkt in de order grootte van 10 minuten te zijn voor 25% deellast tot vollast. Of dat veel sneller kan hangt af van de optredende thermische spanningen in de stack, maar de verwachting is dat het moeilijk zal zijn aan de regeleis van 25% naar 100% in 1 minuut te voldoen.

Ruimtebeslag

De footprint van de SOFC-unit bedraagt 4,5 kW per m². Dit ligt bijna een factor 7 onder de grens die bij dit vermogen volgt uit het programma van eisen. Daar staat tegenover dat in deze unit (zoals reeds gemeld), gebruik maakt van twee recuperators, waarbij één warmtewisselaar zou volstaan. Bij een optimaal ontwerp zal de footprint dicht bij die van andere brandstofcelsystemen liggen (dus nog steeds een factor 3 onder het geëiste minimum).

Milieubelasting

Zoals al besproken bij de gesmolten carbonaat brandstofcel, is de productie van SOFC-stacks (met name de buisvormige cellen) energie-intensief. Het energiegebruik in de

productiefase ligt rond de 1,7 - 2,5% van het energiegebruik in de gebruiksfase (Pehnt, 2002). Dit ligt op het randje van de grenswaarde. De materialen van de stack zijn deels goed te scheiden (metalen omhulling, isolatiemateriaal, eventueel nikkelvilt als verbinding tussen de cellen) de cellen zelf kunnen, afhankelijk van de celopbouw onlosmakelijk samengesinterd zijn. Recyclebaarheid is niet op voorhand zeker en vraagt uitgebreider onderzoek.

In tabel 12 is een samenvatting van de prestaties van de SOFC-technologie in het kader van het programma van eisen (zie hoofdstuk 2) gegeven.

Tabel 12 Samenvatting van de prestaties van de SOFC-technologie in het kader van het programma van eisen

eis in PvE	prestaties SOFC
1 energetische prestatie	elektrisch rendement ligt ruim boven dat van een gasmotor, totaal thermisch rendement bij optimaal ontwerp en goede thermische integratie vergelijkbaar tot beter, temperatuurniveau geleverde warmte tot circa 800 °C mogelijk
2 emissies	meeste emissies gemeten en ruim beneden de eis. Lachgas is niet gemeten en etheen viel beneden de detectielimiet maar naar verwachting zijn deze emissies ook verwaarloosbaar
3 betrouwbaarheid	beschikbaarheid 84% gemeten, >92% is haalbaar. Storingsvrije bedrijfstijd van 1400 uur gemeten, 1500 uur is haalbaar
4 investeringskosten	nu nog meer dan een factor 10 hoger dan de waarde in het PvE, de verwachting is dat in 2010 een niveau van 1000 EUR/kW _e wordt gehaald. Dit hangt sterk af van verbeteringen in het productieproces
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	kosten voor verwisselen van ontzwavelingsunit en luchtfilters ruim onder de 1 eurocent per kWh. Levensduur van de stack wordt geschat op minimaal vijf jaar. Een levensduur van tien jaar is nodig om met de totale kosten voor O&B onder de eis te blijven
6 brandstofflexibiliteit	in principe is de SOFC geschikt voor verschillende brandstoffen o.a. biogas, bio-olie, huisbrandolie en LPG. Aandachtspunt is de thermische belasting van de stack. Gebruik van zuiver waterstof in een SOFC ligt niet voor de hand
7 regeling	regelbereik voldoet aan de eis. Opstarttijd ("koude start") hoog. Regelsnelheid waarschijnlijk lager dan de eis
8 elektrische inpassing	aanname is dat het systeem door de halfgeleideromvormer goed kan voldoen aan inpassingseisen
9 ruimtebeslag	footprint ligt nu een factor 7 lager dan minimale eis, bij optimaal

	ontwerp wordt een factor 3 lager verwacht (vergelijkbaar met PAFC en MCFC)
10 milieueffecten	energiegebruik in productiefase zit op de grens van de eis, stackmaterialen zijn mogelijk moeilijk te scheiden, hergebruik moet nader worden onderzocht

4.5 Stand van zaken polymere brandstofcel (SPFC)

General Electric (GE) is de originele ontwerper van de polymere brandstofcel (Blomen en Mugerwa, 1993). GE verrichte in de periode 1959-1982 veel werk aan de SPFC. Dit type cel is ook gebruikt in de zeven Gemini ruimtevaartvluchten begin jaren zestig. Midden 1980 stapte GE uit de polymere brandstofcelontwikkelingen (evenals uit de ontwikkeling van de MCFC, zie paragraaf 4.3). United Technologie Corporation (via dochter Hamilton Standard) kocht de SPFC kennis van GE (de huidige space shuttles vliegen nog steeds met een polymere brandstofcel van UTC Fuel Cells). Siemens kreeg net voor deze verkoop nog een licentie van GE. Daarnaast begon in 1983 het bedrijf Ballard Technologies Corporation (Canada) aan de ontwikkeling van de SPFC. Vele bedrijven volgden waaronder bekende namen als General Motors in de VS en De Nora in Italië.

Analoog aan de SOFC (daar vormde de tegenvallende commercialisering van de MCFC en de PAFC waarschijnlijk de drijfveer voor de SOFC-ontwikkelingen) kwam ook de SPFC steeds meer in de belangstelling te staan. Belangrijk aandachtspunten als het verlagen van de katalysatorbelading (om de kosten van de platina katalysator te drukken), het seriematig vervaardigen van cellen, het goedkoop vervaardigen van bipolaire platen (separatorplaten tussen twee cellen, zie figuur 3) werden door diverse bedrijven opgepakt. Ook of misschien wel juist vanuit de transportsector werd met belangstelling naar de SPFC-ontwikkelingen gekeken.

Door de druk die er vanuit de automobielsector op de ontwikkeling van de SPFC wordt gezet, gaan de ontwikkelingen snel. Verwacht wordt dat ook de stationaire sector hiervan profiteert. Het aantal samenwerkingsverbanden groeit snel, niet alleen op het gebied van de SPFC, maar ook op het gebied van brandstofproductie en levering (waterstof, methanol) en brandstofvoorbewerking (reforming). Tabel 13 geeft een overzicht van de belangrijkste fabrikanten en samenwerkingsverbanden voor de SPFC in 2000.

Tabel 13 Overzicht van belangrijke fabrikanten en/of samenwerkingsverbanden op het gebied van de SPFC in 2000 (KEMA, 2000)

fabrikant/ samenwerkingsverband	land	stationaire toepassingen > 50 kW
Ballard Power Systems/ Ballard Generation Systems	Canada	eerste eenheid van 250 kW geleverd aan Cinergy Technology Inc.
Ballard Generation Systems/ Alstom/ BG Technology (British Gas R&D poot)	Europa	levering van drie 250 kW eenheden in Europa Alstom wil EURO 25 miljoen investeren in een fabriek in Dresden voor de productie van SPFC-systemen (capaciteit van 100 eenheden per jaar)
Ballard Generation Systems/ Ebara	Japan	samenwerkingsverband is formeel bekrachtigd. Demonstratie van 250 kW SPFC-systeem staat op stapel. Apparaatkosten USD 4,2 miljoen
De Nora Fuel Cells SpA	Italië	levering van een 100 kW stack aan een chloor fabriek om vrijkomend waterstof om te zetten in elektriciteit
Vaillant/ Plug Power/ GE Fuel Cell Systems	Duitsland/ VS	Vaillant wil micro-WKK eenheden ontwikkelen en verkopen binnen Europa. Vaillant denkt in 2010 100 000 stuks te kunnen verkopen
Plug Power	VS	demonstratie van SPFC-stack met reformers van Epyx en Johnson Matthey (HotSpot reformer).
GE Fuel Cell Systems/ Plug Power/ GE Power Systems	VS	GE Fuel Cell Systems gaat de fuel cel systemen van Plug Power wereldwijd vermarkten. GE Power Systems heeft een 10% belang in Plug Power genomen
Allied Signal	VS	levering 15 kW stack aan DOE eind 1998
Analytic Power/ EPRI	VS	overeenkomst voor de "alpha"-test van 25 micro-WKK eenheden van 5 kW bij een vijftiental elektriciteitsbedrijven. Brandstof is propaan
Analytic Power/ Verbundnetz Gas AG/ HG GasConsult/ WINGAS	VS Duitsland	Hamburg Gas Consult (HGC) heeft een aardgas-gestookte unit in bedrijf genomen in Machern
Northwest Power Systems/ Bonneville Power Administration	V.S.	micro-WKK systeem getest op basis van methanol. Bonneville Power Administration heeft 110 eenheden besteld
H Power/ Energy Co-opportunity	V.S.	levering van kleine systemen voor energielevering in landelijk gebied

Illustratief voor de turbulente ontwikkelingen in de wereld van de SPFC is dat tabel 13 in circa tweeënehalf jaar al heel wat wijzigingen heeft ondergaan:

- Alstom heeft zich, na levering van drie SPFC-units in samenwerking met Ballard Power Systems, teruggetrokken uit de SPFC-markt. De ontwikkeling van de 250 kW SPFC-unit is daarmee stopgezet (Hannover, 2003)
- UTC Fuel Cells gaat een 150 kW SPFC unit ontwikkelen voor WKK-toepassingen, Shell-dochter HydrogenSource levert de brandstofprocessor
- de Nora Fuel Cells SpA is in 2000 gefuseerd met Epyx tot Nuvera. Epyx was een dochter van Arthur D. Little (ADL) die zich vooral richtte op brandstofprocessoren
- Plug Power heeft branchegenoot H-Power overgenomen na een roerige periode met een verlate oplevering van demonstratieunits en een zwakke kaspositie. Plug Power neemt ook een deel van het Nederlandse Gastec over dat zich bezig houdt met de ontwikkeling van brandstofprocessoren
- de brandstofcelactiviteiten van Hamburg Gas Consult zijn overgenomen door de Baxi groep (verwarmingsapparatuur voor huishoudens, utiliteiten en industrie)
- Allies Signal is overgenomen door Honeywell; de status van de SPFC-activiteiten is onduidelijk.

Tabel 13 en de hierboven genoemde wijzigingen dienen als illustratie voor het feit dat de er nog volop beweging is onder de fabrikanten van SPFC-brandstofcellen. De verwachting is dat op termijn, net als bij de PAFC en de MCFC, ook een "shake out" zal plaatsvinden waarbij alleen grote bedrijven die kapitaalkrchtig genoeg zijn om de lange weg van productontwikkeling en marktintroductie te gaan, zullen overblijven.

Kleine brandstofcelssystemen (enige kW_e) zijn er al vele tientallen geleverd, onder andere door Plug Power en Vaillant. Vaillant is bezig met het testen van enige tientallen units van 4 kW_e door heel Europa. De SPFC heeft brede marktvooruitzichten:

- micro WKK (1-10 kW_e)
- conventionele WKK
- speciale toepassingen (bijvoorbeeld no-break systemen)
- transporttoepassingen
- "draagbare energie" (laptops e.d.).

Vooraf voor de toepassing in auto's wordt een grote markt voorzien. Maar de verwachting van automobielfabrikanten is dat het nog minimaal vijf jaar zal duren voordat massaproductie van brandstofcelauto's op gang komt.

Qua technologie is de SPFC vergelijkbaar met de PAFC. Twee grote verschillen zijn dat de SPFC nog gevoeliger is voor koolmonoxide dan de PAFC. Er moet dus een intensievere brandstofreiniging plaatsvinden. Als tweede dient de vochthuishouding in een SPFC goed onder controle te zijn. Het membraan van de SPFC werkt alleen naar behoren als het vrijwel verzadigd is met water. Uitdroging van het membraan moet dus worden voorkomen. Anderzijds mag het membraan ook niet te nat zijn, anders raken de poreuze elektroden verstopt door waterdruppels. Dit vraagt om een (gecompliceerd) systeem van waterbehandeling en waterterugwinning. In de eerste demonstratieunits van Ballard/Alstom was dit systeem een belangrijke bron van storingen.

Om de prestaties van een SPFC unit af te schatten wordt uitgegaan van de praktijkgegevens van de 250 kW SPFC van Ballard/Alstom (Hannover, 2003) en van de gegevens van UTC Fuel Cells over hun te ontwikkelen PC35 systeem van 150kW_e. In het navolgende deel van deze paragraaf worden representatieve eigenschappen van SPFC-systemen besproken op basis van deze twee units. Het programma van eisen (zie tabel 6 in paragraaf 2.12) wordt bij deze bespreking als leidraad aangehouden.

Rendementen

Voor polymere brandstofcelssystemen mogen vergelijkbare prestaties als voor een PAFC brandstofcelstelsysteem verwacht worden. Een elektrisch rendement van 35% is aangetoond, 40% wordt door de fabrikant haalbaar geacht maar een praktijkwaarde van 38% lijkt reëler. Een totaal rendement van 80 - 90% is ook haalbaar, de eerste praktijkresultaten geven circa 76% aan. Bedrijf tot 25% deellast moet geen problemen opleveren en de verwachting is dat ook het elektrisch rendement niet veel zal dalen. De werkteemperatuur van een polymere cel is maximaal 95 °C maar in de praktijk lager. Een leveringstemperatuur van 70 °C is in de praktijk haalbaar (gegevens Vaillant).

Emissies

De emissies zijn vergelijkbaar met die van de PAFC omdat de brandstofvoorbewerking vrijwel identiek is. De CO-emissies zullen mogelijk nog lager liggen dan voor een PAFC omdat de SPFC gevoeliger is voor CO. UTC Fuel Cells specificeert minder dan 2 g/GJ NO_x en minder dan 5 g/GJ CO. Het geluidniveau bedraagt volgens de fabrikant minder dan 65 dB(A) op 10 meter afstand.

Betrouwbaarheid

In de praktijk is voor de beschikbaarheid van de Ballard/Alstom-unit een waarde van 70% gemeten (Hannover, 2003). Deze waarde is gebaseerd op slechts één prototype unit met meer dan 4.500 bedrijfsuren. Voornaamste oorzaak van storingen was de randapparatuur

met name die voor de waterbehandeling. Voor de gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd van de SPFC is een waarde van 2000 - 2400 uur gemeten (KEMA, 1994; NYSERDA, 1997), recentere bronnen geven een waarde van 1450 uur (Heissenberger, 2001). De geprognosticeerde waarde voor de PAFC (zonder kinderziekten) van circa 5500 uur moet ook voor SPFC systemen haalbaar zijn.

Investeringskosten

De kosten van het Alstom demonstratieproject in Berlijn (Hannover, 2003) bedroegen EUR 20.000,- per kW_e. De verwachting is dat de SPFC echter veel in prijs kan dalen. Voor een automotor is een prijs van circa EUR 100,- per kW_e noodzakelijk om concurrerend te zijn. Voor de micro-WKK markt wordt een prijs EUR 1.000,- - 1.500,- per kW_e concurrerend geacht. Omdat in beide markten volop geïnvesteerd wordt, mag worden aangenomen dat een prijsniveau van EUR 1.500,- per kW_e haalbaar is.

Onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten

De kosten voor onderhoud en bedrijf betreffen voornamelijk het vervangen van lucht- en waterfilters, en het vervangen van de ionenwisselaar voor het waterbehandelingssysteem (indien aanwezig). De levensduur van de stack is minimaal 5 jaar en de verwachting is dat de onderhoudskosten onder de grens in het programma van eisen kunnen komen. Ook hier geldt het argument dat volop wordt geïnvesteerd in de SPFC micro-WKK voor individuele woningen. Meer dan één onderhoudsbeurt per jaar is in deze markt economisch niet haalbaar.

Brandstofflexibiliteit

Evenals de PAFC kan de SPFC brandstofflexibel worden ingezet omdat van dezelfde brandstofprocessoren gebruik gemaakt wordt. De SPFC is bij uitstek geschikt voor het omzetten van waterstof in elektriciteit.

Regeling

De opstarttijd van de SPFC hangt vooral af van de opwarmingstijd voor de brandstofprocessoren tot 400 - 600 °C. Een opstarttijd van 1 - 4 uur lijkt reëel. De SPFC-stack zelf kan uitstekend een "koude start" maken, mits er waterstof voorhanden is. Dit heeft al geleid tot het ontwerp van "no break" systemen op basis van een SPFC in combinatie met waterstofopslag. Een regelbereik van 25 - 100% is technisch gezien geen probleem. Over de regelsnelheid van een SPFC zijn nog geen praktijkgegevens gevonden. De regelsnelheid hangt voornamelijk af van de regelsnelheid van de brandstofprocessoren. Een waarde van 25% - 100% in één minuut is waarschijnlijk te snel voor een brandstofprocessor maar waarschijnlijk niet voor een SPFC-systeem dat direct gevoed wordt met waterstof.

Ruimtebeslag

Volgens de specificaties van de fabrikant heeft het PC35-systeem afmetingen van circa 4,9 x 2,3 x 2,3 m³ bij een gewicht van 7.100 kg. De footprint van deze unit bedraagt 13,3 kW/m². De minimumwaarde volgens het programma van eisen is 35 kW/m².

Milieubelasting

De polymere cel lijkt wat betreft opbouw erg veel op de fosforzure cel (met uitzondering van het elektrolyt). De hoeveelheid elektrolyt ten opzichte van de totale stack is laag en de overige materialen zijn, evenals bij de PAFC, goed te recyclen.

In tabel 14 is een samenvatting van de prestaties van de SPFC-technologie in het kader van het programma van eisen (zie hoofdstuk 2) gegeven.

Tabel 14 Samenvatting van de prestaties van de SPFC-technologie in het kader van het programma van eisen

eis in PvE	prestaties SPFC
1 energetische prestatie	elektrisch rendement en thermisch rendement niet veel hoger dan voor gasmotor. Leveringstemperatuur warmte voldoet aan minimale eis. Elektrisch rendement tot 25% deellast naar verwachting gelijk
2 emissies	emissies zijn zeer laag (ruim beneden eisen), behalve geluid ligt hoger dan eis
3 betrouwbaarheid	beschikbaarheid eerste demonstraties nog te laag (70%), verwachting is > 92%. Gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd niet bekend, hangt voornamelijk af van kwaliteit randapparatuur
4 investeringskosten	nu nog meer dan factor 10 boven de eis. Gezien de ontwikkeling van de SPFC voor andere markten moet het geëiste prijsniveau haalbaar zijn
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	nog geen praktijkgegevens voor de onderhoudskosten Verwachting is dat onderhoudskosten aan de eis kunnen voldoen
6 brandstofflexibiliteit	goede brandstofflexibiliteit (toepassing van verschillende brandstoffen, snel overschakelen) verwacht op basis van overeenkomst met de PAFC. Bij uitstek geschikt voor waterstof
7 regeling	regelbereik voldoet aan eis, opstartsnelheid lager dan eis, regelsnelheid waarschijnlijk lager of dicht bij dan eis, afhankelijk van het type systeem
8 elektrische inpassing	aanname is dat het systeem door halfgeleideromvormer goed kan voldoen aan inpassingseisen

eis in PvE	prestaties SPFC
9 ruimtebeslag	footprint ligt een factor 3 lager dan minimale eis
10 milieueffecten	energiegebruik in productiefase voldoet aan de eis. Rest-materialen goed scheidbaar en her te gebruiken. Platina-terugwinning maakt scheiding economisch rendabel

4.6 Hybride brandstofcellsystemen

Hybride systemen bestaan bijvoorbeeld uit een combinatie van een brandstofcel met een conventionele energieopwekker (gasturbine of stoomturbine) of uit een combinatie van twee verschillende type brandstofcellen. Concepten waarvoor plannen liggen of die al worden gedemonstreerd zijn:

- de combinatie van een SOFC (voor de productie van elektriciteit, warmte en waterstof) en een SPFC (voor de omzetting van het geproduceerde waterstof in elektriciteit)
- een combinatie van een MCFC (voor de productie van elektriciteit, stoom en warm water) met een kleine stoomturbine (voor de omzetting van de geproduceerde stoom in elektriciteit)
- een combinatie van een SOFC (voor de productie van elektriciteit en hete afgassen) en een kleine gasturbine (voor de productie van elektriciteit uit de afgassen).

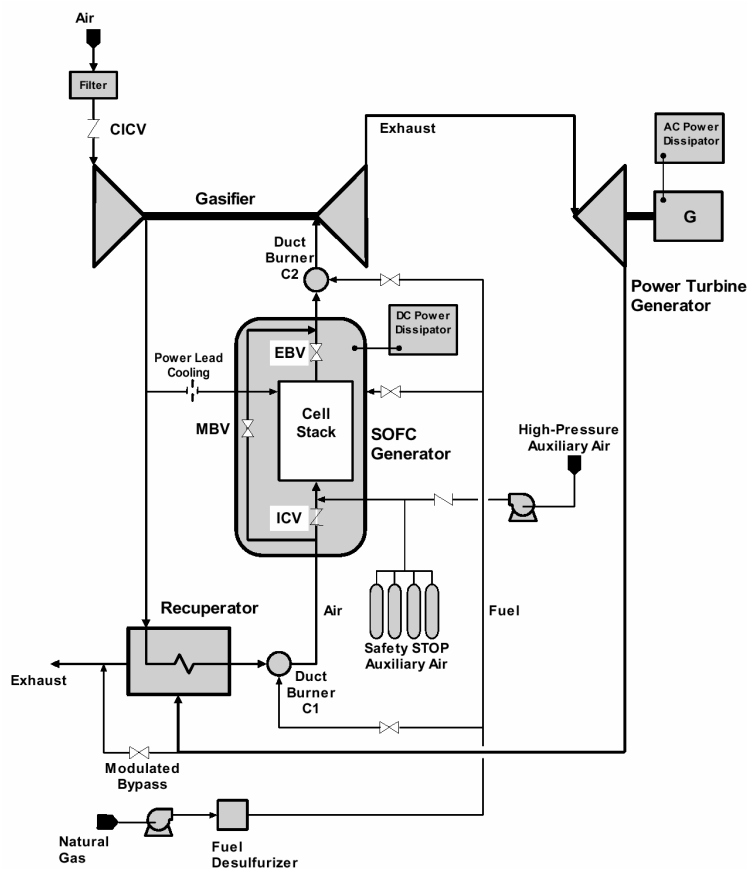
De combinatie van een SOFC en een SPFC bestaat alleen nog op conceptueel niveau. De SOFC fungeert in dit concept als een gecombineerde opwekker van elektriciteit, warmte en waterstof. De waterstof wordt gebruikt in een SPFC om additionele elektriciteit mee op te wekken. Omdat lage-temperatuur brandstofcellen in principe een hoger rendement hebben indien het puur om waterstof gaat, heeft deze combinatie naar verwachting een hoger elektrisch rendement dan een SOFC alleen. Mogelijk kan zo'n 10%-punten winst in elektrisch rendement geboekt worden. Bijkomend voordeel is dat de CO₂ in een vrij zuivere vorm beschikbaar komt. Dit is interessant voor de CO₂-bemesting van de gewassen. Er zijn echter nog geen fabrikanten die aan dit concept werken. Mocht dit concept commercieel interessant blijken dan nog zal het vele jaren duren voordat het op de markt is.

Hoge-temperatuur brandstofcellen leveren afgassen van 400 - 800°C. Met behulp van een gasturbine-cyclus (expansie van hete afgassen in een expansieturbine) of een stoomturbine-cyclus (productie van stoom uit de afgassen en expansie in een stoomturbine) kan additionele elektriciteit geproduceerd worden. Daarbij zijn nog een groot aantal varianten mogelijk.

Fabrikant MTU (gesmolten-carbonaat brandstofcel) geeft aan bezig te zijn met een hybride concept met een kleine stoomturbine (Hannover, 2003). Over mogelijke prestaties en een eventueel ontwikkelingspad zijn nog geen mededelingen gedaan. Fabrikant FCE (ook gesmolten-carbonaat brandstofcel) heeft een systeem gedemonstreerd met een kleine gasturbine. Omdat een gasturbine hete gassen onder druk moet expanderen en omdat het op druk bedrijven van een MCFC zowel technisch als uit het oogpunt van levensduur nog niet haalbaar is, moet hier sprake zijn van een indirecte opwarming. Hiervoor is een volumineuze en redelijk kostbare wantewisselaar nodig. Daarnaast is de afgastemperatuur van een MCFC maximaal 400 °C terwijl de inlaattemperatuur van een gasturbine meer dan 1000 °C kan bedragen. De bijdrage van de MCFC aan de expansiecyclus is daarmee beperkt.

Het meest veelbelovende concept (wat betreft te behalen elektrisch rendement) is de hybride combinatie van een vast-oxide brandstofcel en een gasturbine. Door de keramische structuur is het op druk bedrijven van een SOFC relatief eenvoudig. De op druk beschikbare afgassen uit de SOFC (met een temperatuur van circa 850 °C) kunnen direct geëxpandeerd worden in een gasturbine. Een elektrisch systeemrendement van 65% tot 70% is reëel haalbaar (KEMA, 2002).

Marktleider op dit gebied en de enige fabrikant die al een werkend systeem heeft getoond is Siemens Westinghouse Power Company (SWPC). Figuur 13 geeft het stroomschema van een hybride brandstofcelsysteem weer dat door SWPC is geleverd. Tabel 15 geeft de prestaties weer van dit systeem.



Figuur 13 Het 220 kW SOFC/GT systeem dat door Siemens Westinghouse is geleverd aan een Amerikaans energiebedrijf (PIER, 2001).

Tabel 15 Geprognoteerde en werkelijke prestaties van de 220 kW hybride unit van Siemens Westinghouse in het NFCRC in Californië.

		Prestaties	
		prognose	Gedurende de SAT ¹⁾
SOFC DC-vermogen	kW	187	172
turbine AC-vermogen	kW	47	22
netto AC-vermogen systeem	kW	220	181
Elektrisch rendement	%	57	52,1
Bedrijfsuren	uur	3000	667

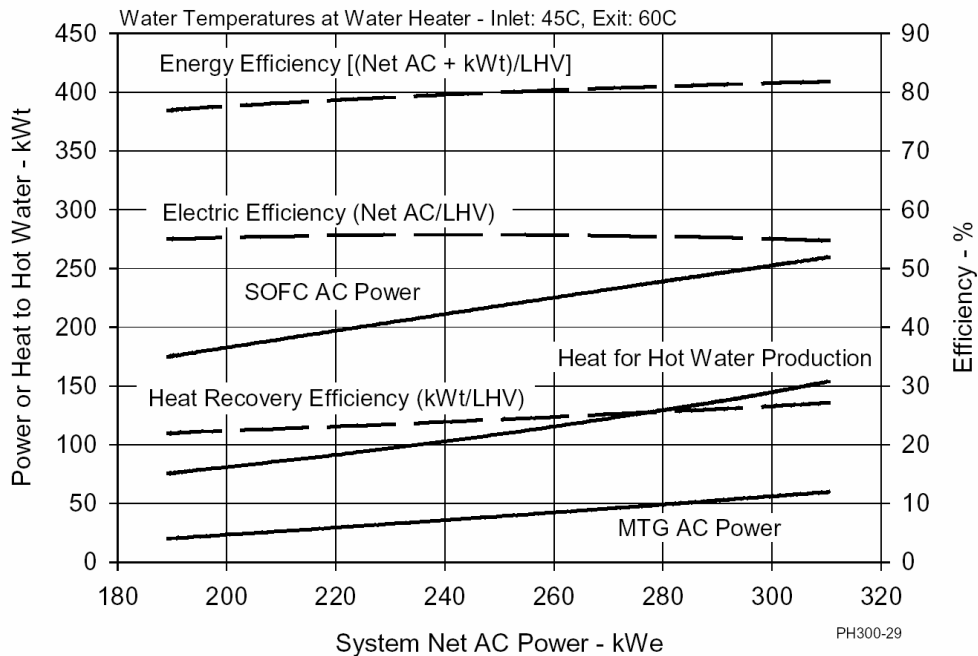
1) Site Acceptance Test

In de praktijk blijkt dat onder andere het regelen van een dergelijk hybride systeem de aandacht behoeft. SWPC gaf aanvankelijk aan (KEMA, 2002) twee typen hybride units op de markt te willen brengen, van 300 kW en van 1 MW. Het bleek echter moeilijk om een juiste gasturbine te vinden. Deze moet, onder ander wat betreft de drukverhouding over de turbine, passen bij de SOFC. Voor de 1 MW unit bleek geen geschikte turbine te vinden en de voorbereidingen voor een demonstratieproject in Duitsland zijn dan ook gestopt (KEMA, 2003). Voor de 300 kW unit is wel een geschikte gasturbine gevonden. De grootte van de SOFC is aangepast aan deze turbine waarbij het totale vermogen van dit systeem op 350 kW komt met een geschat elektrisch rendement van minimaal 55% met verwaarloosbare emissies van NO_x, CO, SO_x en deeltjes (PM10). Van dit systeem worden er naar verwachting in 2004 twee geleverd aan respectievelijk een Duitse klant (RWE Energie) en een Italiaanse klant (Edison SpA). Zeker gezien de recente vertraging in de plannen van SWPC om hun productiecapaciteit uit te breiden (zie paragraaf 4.4) zal een hybride systeem voor een concurrerende prijs pas in 2008 tot 2010 beschikbaar zijn.

Het hybride systeem van SWPC wordt vooralsnog representatief geacht voor de stand van de technologie van hybride brandstofcellsystemen en dient als leidraad voor de toetsing aan het programma van eisen. Daarnaast kan, op basis van de prestaties van de SOFC-technologie en de gasturbinetechnologie, een betrouwbare inschatting worden gemaakt van prestaties van de SOFC/GT.

Rendementen

Het elektrisch rendement van een SOFC/GT-systeem ligt nu rond de 55%, maar 65 - 70% mag in de toekomst verwacht worden (Lundberg, 2000; Lundberg, 2001). Een totaal rendement van 80 - 90% is, bij een goede thermische integratie, haalbaar (KEMA, 1998). Aan de minimale leveringstemperatuur zal kunnen worden voldaan. Het deellastrendement is moeilijker in te schatten maar vooralsnog wordt aangenomen dat de daling van het turbine-rendement in deellast wordt gecompenseerd door de stijging in het rendement van de SOFC-cellen (zie ook figuur 14).



Figuur 14 De geprognostiseerde deellastprestaties van het 220 kW SOFC/GT systeem dat door Siemens Westinghouse is geleverd aan een Amerikaans energiebedrijf (Veyo, 2002)

Emissies

Omdat de emissies veroorzaakt worden door de SOFC en betrokken worden op de brandstofinput, zijn deze ook gelijk aan die voor een SOFC.

Betrouwbaarheid

Een SOFC/GT-systeem kan niet betrouwbaarder zijn dan de individuele componenten. Een gasturbine voldoet net aan het programma van eisen wat betreft betrouwbaarheid en gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd. Het SOFC-deel mag daarom niet significant bijdragen aan het aantal en de duur van de storingen. In de praktijk blijkt de SOFC-stack nauwelijks een bron van storingen. Studies (Lundberg, 2000; Lundberg, 2001) wijzen op een beschikbaarheid van >92%.

Investeringskosten

De investeringskosten van een SOFC-systeem liggen nu rond de 20.000 EUR per kW_e (KEMA, 2002). De fabrikant voorziet een snelle prijsdaling en verwacht rond 2010 á 2015 rond de 1.000 EUR per kW_e te zitten (zie paragraaf 4.4). Studies gaan ook voor SOFC/GT-systemen uit van kosten van EUR 1.000,- per kW_e.

Onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten

Onderhoud en bedrijf van een SOFC zijn vergelijkbaar met die van een MCFC: vervanging van luchtfilters en van de ontzwavelingsunit. Daarnaast is vervanging van de stack nodig. Studies komen op een bedrijfs- en onderhoudskosten van EUR 0,005 tot 0,006 per kWh (inclusief vervanging van de stack iedere 10 jaar).

Brandstofflexibiliteit

Hiervoor geldt hetzelfde als voor de SOFC. Gasvormige brandstoffen, rijk aan methaan, andere koolwaterstoffen, ammoniak of koolmonoxide zijn, op grond van het werkingsprincipe van de SOFC, goed bruikbaar. Het kan echter zijn dat de thermische balans in de stack verstoord wordt indien er te weinig koolwaterstoffen in de brandstof aanwezig zijn. Dit is een aandachtspunt. Of snel overschakelen tussen twee type brandstoffen mogelijk is, kan nog moeilijk worden ingeschat. Dit zal de praktijk moeten uitwijzen.

Regeling

Bedrijf in deellast van SOFC/GT-systeem is complex omdat zowel de SOFC als de gasturbine geregeld moeten worden. Uit studies blijkt dat bedrijf tot 60% deellast mogelijk is (Veyo, 2002). Of 25% deellast haalbaar is, is niet zeker. De opstarttijd bedraagt, net als bij de SOFC, velen uren omdat de SOFC-stack gelijkmatig opgewarmd moet worden tot circa 1000 °C. De regelsnelheid van de SOFC/GT zal niet groter zijn dan die van de SOFC.

Ruimtebeslag

De footprint van een SOFC/GT zal hoger liggen dan van een SOFC-systeem alleen. Door het bedrijf onder druk wordt de prestaties van de SOFC-stack iets hoger en kunnen de afmetingen van de randapparatuur verlagen. Daarnaast is de energiedichtheid van een gasturbine hoger dan van een SOFC-stack. Dit zal echter geen factor 3 aan verbetering opleveren die nodig is om aan het programma van eisen te voldoen.

Milieubelasting

Qua energiegebruik in de productiefase voldoet de hybride combinatie. De recyclebaarheid van de stackmaterialen dient verder onderzocht te worden.

In tabel 16 is een samenvatting van de prestaties van de SOFC/GT-technologie in het kader van het programma van eisen (zie hoofdstuk 2) gegeven.

Tabel 16 Samenvatting van de prestaties van de SOFC/GT-technologie in het kader van het programma van eisen

eis in PvE	prestaties SOFC/GT
1 energetische prestatie	elektrisch rendement ligt ruim boven dat van een gasmotor, totaal thermisch rendement bij optimaal ontwerp en goede thermische integratie vergelijkbaar tot beter, temperatuurniveau geleverde warmte tot 70 °C mogelijk
2 emissies	emissies verwaarloosbaar, conform SOFC systemen
3 betrouwbaarheid	beschikbaarheid 92% geprognostiseerd. Storingsvrije bedrijfstijd kan voldoen als SOFC-stack niet significant bijdraagt aan het optreden van storingen
4 investeringskosten	nu nog meer dan een factor 10 hoger dan de waarde in het PvE, de verwachting is dat in 2010 een niveau van 1000 EUR/kW _e wordt gehaald. Dit hangt sterk af van verbeteringen in het productieproces
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	studies wijzen op kosten van 0,005 -0,006 EUR per kWh inclusief vervanging van de stack iedere 10 jaar
6 brandstofflexibiliteit	SOFC-technologie is bepalend. In principe is de SOFC geschikt voor verschillende brandstoffen. Aandachtspunt is de thermische belasting van de stack
7 regeling	regelbereik mogelijk niet zo hoog als de eis. Opstarttijd ("koude start") hoog. Regelsnelheid waarschijnlijk lager dan de eis
8 elektrische inpassing	aanname is dat het systeem door de halfgeleideromvormer en conventionele gasturbine/generator-technologie goed kan voldoen aan de gestelde inpassingseisen
9 ruimtebeslag	footprint zal hoger liggen dan voor een SOFC-systeem maar zal de eis niet halen
10 milieueffecten	energiegebruik in productiefase voldoet aan de eis. Stack-materialen zijn mogelijk moeilijk te scheiden, hergebruik moet nader worden onderzocht

5 TE VERWACHTEN ONTWIKKELINGEN

5.1 Onderzoeksprogramma's en overheidsinspanningen

Japan en Amerika hebben van oudsher grote onderzoeksprogramma's op het gebied van brandstofcellen (KEMA, 2001). De Japanse centrale overheid gaf tot 2000 circa EUR 35 miljoen per jaar uit aan brandstofcelonderzoek. In goed gestructureerde programma's (Moonlight programma, Sunshine programma, New Sunshine programma) werd en wordt onderzoek en ontwikkeling van de brandstofcellen gesteund. In een 28-jarig programma (1993-2020) worden brandstofcellen en waterstoftechnologie financieel ondersteund met EUR 2,4 miljard (www.fuelcelltoday.com). Belangrijke partners in de ontwikkelingen zijn de energiebedrijven en recentelijk ook de automobielbedrijven. De focus van het onderzoek in Japan is in de loop van tijd veranderd. In 1992 was dit nog voornamelijk MCFC- en PAFC-onderzoek, nu is de PAFC uit het onderzoeksprogramma verdwenen en komt er steeds meer aandacht voor de SOFC en de SPFC. Totaal word in Japan jaarlijks circa EUR 200 - 250 miljoen aan overheidsgeld in brandstofcelonderzoek gestoken (www.fuelcelltoday.com).

De federale overheid van de VS gaf tot 2001 zo'n EUR 40 miljoen per jaar uit aan brandstofcelonderzoek. Daarvan is altijd al een relatief groot deel voor SOFC-technologie gereserveerd geweest. Ontwikkeling van PAFC-technologie wordt niet meer ondersteund. Recentere programma's zijn het Freedom Car programma (EUR 150 miljoen per jaar) en het SECA (Solid State Energy Conversion Alliance) programma (EUR 25-30 miljoen). Nog recenter is het FreedomFUEL programma dat door President Bush in 2003 is aangekondigd. Hierin wordt in vijf jaar tijd EUR 1,2 miljard besteed aan de ontwikkeling van waterstoftechnologie en brandstofcellen. De belangrijke drijfveer voor de programma's is (net als die voor het TARGET programma in 1970, zie paragraaf 4.2) de vermindering van de afhankelijkheid van energie-import. In 2025 moet de VS naar verwachting 65% van haar energiebehoefte voldoen via import. Een groot deel komt voor rekening van de transportsector (www.freesen.de).

In Europa is het brandstofcelonderzoek versnipperd en wordt het veel minder financieel ondersteund. Totale publieke uitgaven aan brandstofcelonderzoek liggen op 50 - 60 miljoen per jaar. In het Vijfde Kaderprogramma (1999-2002) was circa EUR 120 miljoen beschikbaar voor brandstofcellen. In het Zesde Kaderprogramma (2003 - 2006) is voor "sustainable development, global change en ecosystems" EUR 2,14 miljard uitgetrokken. Er is een High Level Group gevormd met experts op het gebied van waterstof, brandstofcellen en de transportsector. Deze groep moet de Europese Commissie adviseren over deze onderwerpen. Dit kan het begin zijn van een Europees waterstof- en brandstofcelprogramma.

Duitsland heeft in Europa een vooraanstaande rol op het gebied van brandstofcellen. De overheidsuitgaven aan brandstofcelonderzoek (EUR 100 miljoen per jaar) zijn het hoogst in heel Europa. Belangrijke brandstofcelontwikkelaars als Siemens-Westinghouse en MTU hebben hun hoofdkantoor in Duitsland. Elektriciteit uit brandstofcel-WKK systemen in Duitsland wordt gesubsidieerd met EUR 0,0051 per kWh.

De conclusie is dat er vanuit overheden veel strategische belangstelling is voor de ontwikkeling van brandstofcellen en een waterstofeconomie. Vanuit dit perspectief mag verwacht worden dat brandstofcelontwikkelingen een opgaande lijn zullen blijven vertonen.

5.2 Marktverwachtingen

Het verleden heeft geleerd dat het inschatten van een commerciële introductiedatum voor brandstofcelsystemen een moeilijke zaak is. Verder wil commerciële introductie niet zeggen dat al sprake is van een concurrerend product. Fabrikanten duiden met commerciële introductie in de regel de introductie van een seriematig vervaardigd brandstofcelsysteem op de markt aan, dat nog niet per se concurrerend hoeft te zijn. Typerend is bijvoorbeeld dat Honda in 2003 met een kleine serie brandstofcelauto's op de markt wil komen maar pas in 2010 grootschalige introductie verwacht, dat is zeven jaar later.

De inschatting is dat het hoge elektrische rendement van brandstofcelsystemen en de (potentieel) lage onderhoudskosten niet direct een nichemarkt openen maar meer de investeringsruimte voor brandstofcelsystemen vergroten. Indien geconcurrereerd moet worden met bulkelektriciteit uit bijvoorbeeld een STEG (investeringskosten circa EUR 500 per kW_e voor een 350 MW systeem met een elektrisch rendement van circa 60%) is de ruimte voor meerinvestering niet groot en het is de vraag of bijvoorbeeld een SOFC-systeem met powerturbine ooit dit investeringsniveau haalt. Kleinschalige en flexibele levering van elektriciteit (en warmte) is de voornaamste markt voor brandstofcelsystemen.

De ontwikkelingen in Amerika en Japan zullen ook een impuls vormen voor de introductie van brandstofcellen in Europa. De SECA (Solid State Energy Conversion Alliance) zet bijvoorbeeld een ambitieuze doelstelling van USD 400 per kW voor de kostprijs van kleine SOFC-systemen. Opgemerkt dient wel te worden dat de markt in bijvoorbeeld de VS anders is dan die in Europa. In de VS is het productiepark veel minder efficiënt (een gemiddeld rendement van net boven de 30% vergeleken met een rendement van circa 42% in Nederland, onder andere doordat in de VS veel steenkoolcentrales staan). Het productiepark is ook "vuiler" (de NO_x-uitstoot in de VS bedraagt 2,3 kg/MWh tegen 0,5 kg/MWh in Nederland). Als laatste is het elektriciteitsnet in de VS onbetrouwbaarder dan in Nederland.

Dit komt door de vele bovengrondse lijnen en de lagere bevolkingsdichtheid. In buitenstedelijk gebied in Amerika ligt circa 50% van het elektriciteitsdistributienet terwijl daar maar 8% van de het totale elektriciteitsgebruik plaatsvindt. Dit is een aantrekkelijke markt voor brandstofcellen omdat het aanleggen of verzwaren van het elektriciteitsdistributienet al gauw duurder is dan het installeren van decentrale opwekking. In Nederland zal een toepassing in de markt dan ook op zijn eigen specifiek merites in die markt beoordeeld moeten worden.

5.3 Marktpotentieel voor de glastuinbouw in Nederland

Het marktpotentieel voor brandstofcellen in de glastuinbouw kan worden onderscheiden in een technisch marktpotentieel (waar zijn, technisch gezien, plaatsingsmogelijkheden voor brandstofcellen) en een economisch marktpotentieel (waar is plaatsing van brandstofcellen rendabel). De economische haalbaarheid van brandstofcellen wordt in een separate rapportage uitgewerkt, in deze paragraaf wordt gekeken naar het technische marktpotentieel.

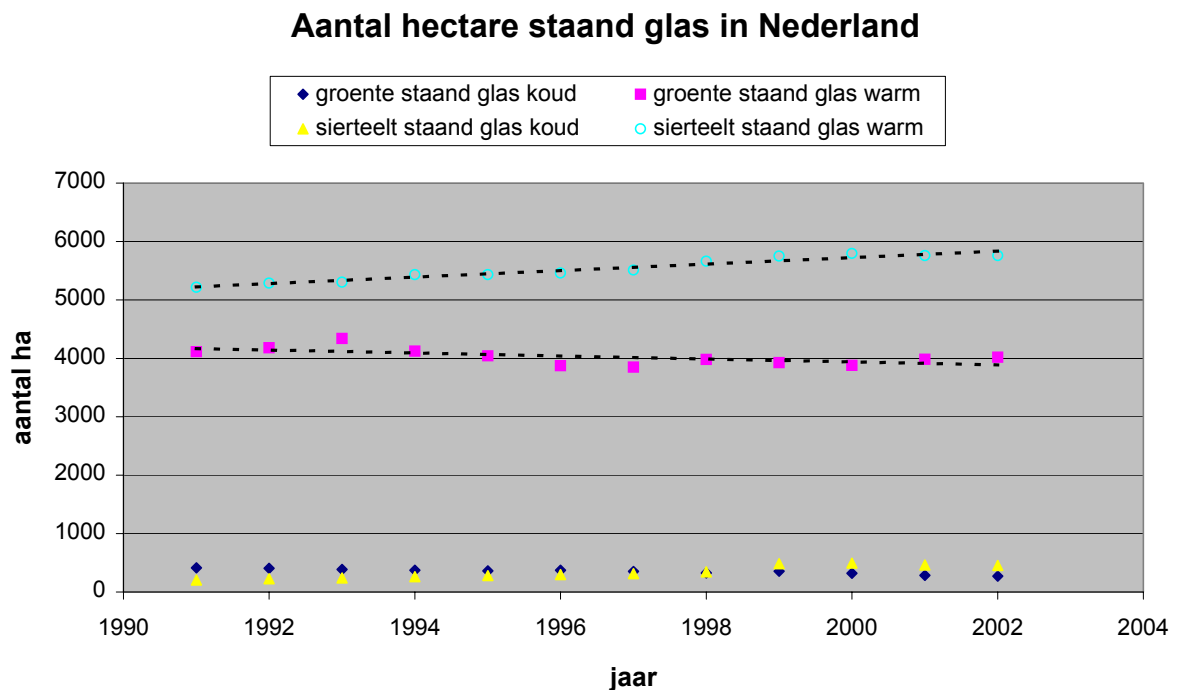
Het technisch potentieel kan worden onderscheiden in:

- potentieel bestaande glastuinbouw
- potentieel nieuwbouw/herstructurering
- potentieel voor belichte teelt
- potentieel voor onbelichte teelt.

Belichte teelten zijn nu nog voornamelijk bloementeelten maar er is een tendens merkbaar om ook in de voedingstuinbouw assimilatiebelichting toe te passen.

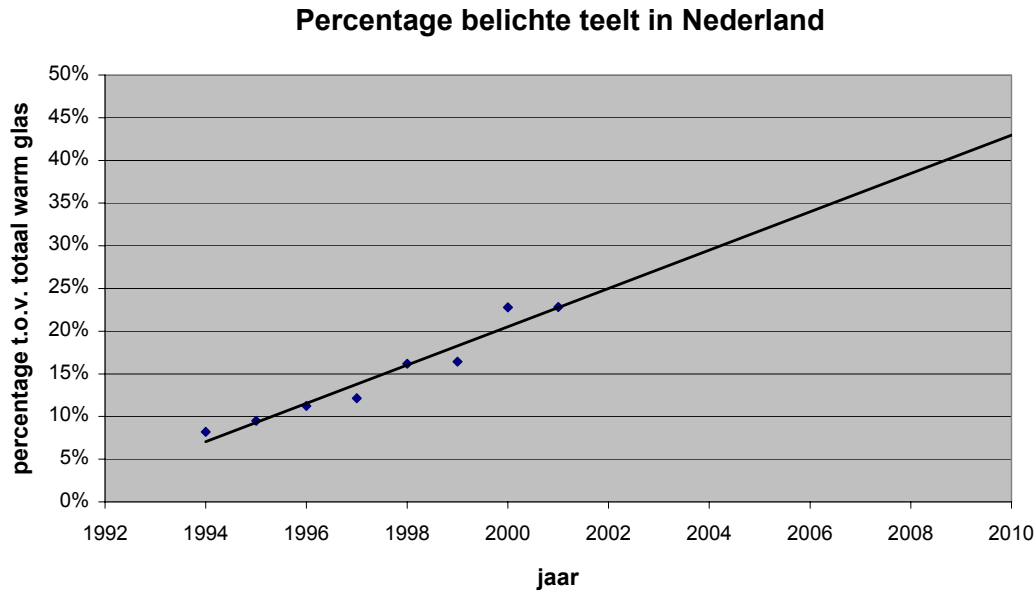
In 2002 bedroeg het totaal oppervlak aan glastuinbouw in Nederland (verwarmd glas) 9777 ha. Door het ministerie van LNV en LTO-Glastuinbouw zijn een tiental grootschalige glastuinbouwgebieden afgesproken om plek te geven aan verkassende telers uit het Westland en verspreide glastuinbouwbedrijven uit de regio waar deze locaties zich bevinden (Dorsthorst, 2003). In totaal is 2400 ha (bruto, circa 1400 netto) herstructureringsgebied afgesproken. Van dit herstructureringsgebied is slechts een klein deel al daadwerkelijk ingevuld. Dit biedt zowel marktkansen als bedreigingen voor de introductie van brandstofcellen. De kansen zijn dat de herstructurering ook mogelijkheden biedt voor de implementatie van nieuwe energiesystemen als brandstofcellen. De bedreiging is dat de ontwikkeling van de brandstofcel achter deze herstructurering aanloopt en dat tegen de tijd dat de brandstofcel commercieel op de markt is, ook de herstructurering is voltooid. Met veel relatief nieuwe installaties wordt de vervangingsmarkt een stuk kleiner.

Om een inschatting te kunnen maken van het technisch marktpotentieel voor brandstofcellen is in figuur 15 is de ontwikkeling van het aantal hectare stand glas over de afgelopen jaren weergegeven. Gemiddeld neemt de sierteelt toe met 55 ha per jaar en neemt de groenteteelt af met 25 ha per jaar, een netto groei van 30 ha per jaar. Als zichtjaar voor de bepaling van het marktpotentieel wordt het jaar 2010 genomen.



Figuur 15 Ontwikkeling van het aantal hectare glas in Nederland in de afgelopen jaren (CBS, landbouwtellingen)

Uitgaande van de genoemde groeicijfers bedraagt het aantal ha verwarmd glas voor sierteelt in 2010 6285 ha en voor groenteteelt 3682 ha. Een deel daarvan is belichte teelt. Het percentage belichte teelt is de laatste jaren sterk gestegen van 8% in 1994 naar 22% in 2001 (figuur 16). Uitgaande van deze trend zou in 2010 meer dan 40% van de teelten belicht worden. Dit lijkt enerzijds vrij veel omdat verzadiging optreedt (bijvoorbeeld: vrijwel alle rozenteelten worden inmiddels belicht), anderzijds zijn er al onderzoeken gaande naar de haalbaarheid van de assimilatieverlichting van groenteteelten. In dat geval is meer dan 40% reëel. In de marktpotentieelbepaling wordt uitgegaan van 40% belichte teelt in 2010.



Figuur 16 Ontwikkeling van percentage belichte teelt ten opzichte van het totaal aan verwarmd glas in Nederland (bron: LEI) en de lineaire trend daarin

Voor belichte teelten wordt een WKK-installatie uitgelegd op het gevraagde elektrische vermogen. Het elektrische vermogen voor assimilatieverlichting per ha neemt nog steeds gestaag toe. In 2010 wordt uitgegaan van 870 kW_e/ha (lichtniveau circa 10.000 lux). Voor onbelichte teelten wordt uitgegaan van een thermisch vermogen van 500 kW per hectare wat bij een warmte/kracht-verhouding van 1,0 (voor een typisch brandstofcelsysteem) neerkomt op 500 kW_e/ha. Vooralsnog is er van uitgegaan dat de herstructurering in 2010 zo goed als voltooid is en geen invloed heeft op de nieuwbouw van installaties.

Uitgaande van een gemiddelde levensduur van de energie-installatie van 15 jaar en daarmee een gemiddeld vervangingspotentieel van één vijftiende van het totaal aan installaties per jaar (minus wat er verdwijnt in de groenteteelt) kan in 2010 405 MW_e aan brandstofcellen geïnstalleerd worden (zie tabel 17). Hiervan is circa de helft voor onbelichte teelten en daarmee ook circa de helft voor belichte teelten (uitgaande van 40% belichte teelt). Voor het groeipotentieel wordt ook uitgegaan van een percentage van 40% belichte teelt. Het groeipotentieel is beduidend lager (36 MW_e per jaar, zie tabel 17).

Tabel 17 Technisch potentieel voor de implementatie van brandstofcellen in 2010

	totaal	vervangingsmarkt²⁾		groeimarkt	
	ha	ha	MW_e	ha	MW_e
belichte teelt ¹⁾	3987	254	221	22	19
onbelichte teelt	5980	368	184	34	17
totaal	9967	622	405	56	36

1) 15% van alle warm glas

2) uitgaande van een gemiddelde levensduur van energie-installaties van 15 jaar

Opgemerkt wordt dat de risico's van implementatie van brandstofcellen in de onbelichte teelt groter zijn dan in de belichte teelt. Bij onbelichte teelt hangt de economische haalbaarheid sterk af van de terugleververgoeding voor elektriciteit. Deze kan aanzienlijk fluctueren en is in de regel veel lager dan de vermeden kosten voor inkoop van elektriciteit voor assimilatie-verlichting.

5.4 Afbreukrisico's

Een belangrijke vraag in het kader van dit project is de vraag hoe groot de kans is dat de ontwikkeling van brandstofcellen uiteindelijk niet leidt tot commerciële systemen die ingezet kunnen worden in de glastuinbouw. Hoe groot is het afbreukrisico? Het afbreukrisico kan worden afgemeten aan een aantal factoren waarvan de belangrijkste zijn:

- is het productieproces van brandstofcelstacks al volwassen, kunnen er technisch volwaardige producten geleverd worden (met name wat betreft prestaties en levensduur)?
- is het productieproces goedkoop genoeg dan wel zijn er goede perspectieven voor (goedkope) massaproductie?
- is er een (brede) markt voor brandstofcellen, hebben ze een toegevoegde waarde ten opzichte van conventionele systemen?
- zijn er marktpartijen die als launching customer willen optreden?
- hoe breed is het ontwikkelingsveld, op hoeveel plaatsen wordt gewerkt aan de ontwikkeling en vercommercialisering van brandstofcellen?
- wat is het draagvlak voor de ontwikkeling en vercommercialisering van brandstofcellen (publiek, politiek) en vertaalt zich dit ook in financiële ondersteuning?

- worden de ontwikkelingen gesteund door grote, draagkrachtige fabrikanten met ervaring op het gebied van elektriciteitsopwekking die brandstofcellen zien als een strategische ontwikkeling en lange adem genoeg hebben om deze ontwikkeling door te zetten?
- zijn er meerdere fabrikanten die een zelfde type brandstofcellen ontwikkelen?

De meeste van deze factoren vallen positief uit voor brandstofcellen. Brandstofcellen hebben een duidelijke toegevoegde waarde (lage emissies, goed rendement bij lage vermogens), ontwikkelingen worden wereldwijd gedaan en ondersteund (met name in de V.S. en Japan) en de publiciteit (als maat voor het draagvlak) rond brandstofcellen is de laatste tien jaar enorm toegenomen. Echter het ontbreken van één factor kan al voldoende zijn om een ontwikkeling af te remmen of geheel te stoppen.

De volgende afbreukrisico's worden in het kader van bovengenoemde factoren voorzien:

- kostenreductie is voor alle brandstofcelsystemen een "hot item". De MCFC en de SPFC bieden in theorie nog de meeste perspectieven voor massaproductie en kostenreductie en de MCFC maakt die belofte ook al deels waar. De SPFC wordt onder andere grootschalig ontwikkeld voor de transportsector. Het vereiste prijsniveau in deze sector (EUR 100 per kW) is dusdanig laag dat het prijsniveau voor stationaire toepassingen zeker gehaald kan worden. Het productieproces van de SOFC is nog erg duur maar wordt geleidelijk aan goedkoper. Recente berichten geven echter aan dat goedkopere productiemethoden invloed blijken te hebben op de kwaliteit van de SOFC-cellen. Dit is een belangrijk aandachtspunt
- internationale ontwikkelingen richten zich nog vrijwel uitsluitend op de SOFC en de SPFC. De PAFC is uitontwikkeld en ook de ontwikkeling van de MCFC is beperkt tot één fabrikant. Tekenend is dat ECN recent heeft besloten om haar patenten op MCFC-gebied van de hand te doen
- brandstofcellen geschikt voor de glastuinbouw (MCFC, SOFC) worden ontwikkeld door een beperkt aantal grote fabrikanten. Dit houdt ook het risico van een plotselinge strategiewijziging in. Bijvoorbeeld Alstom zag zich door slechte bedrijfsresultaten gedwongen om haar brandstofcelactiviteiten vrij onverwachts geheel te staken. Daar staat tegenover dat een andere grote fabrikant (UTC Fuel Cells) deze ontwikkeling juist heeft opgepakt.

Samenvattend wordt gesteld het klimaat voor de ontwikkeling en commerciële introductie van brandstofcellen momenteel gunstig is. De afbreukrisico's voor de fosforzure cel worden laag ingeschat omdat dit brandstofcelsysteem al vrijwel uitontwikkeld is. Andere factoren (relatief hoge prijs, relatief lage rendement) zijn remmend voor de toepassing in de glastuinbouw. De polymere cel is nog in de ontwikkelingsfase maar wordt voor een zeer breed toepassingsgebied ontwikkeld. De afbreukrisico's worden ook laag ingeschat. De

afbreukrisico's voor de hoge-temperatuur brandstofcellen worden hoger ingeschat. Voor de MCFC vanwege de beperkte ontwikkelingsbasis (slechts één fabrikant) en de onzekerheid over de prestaties over de langere termijn, voor de SOFC vanwege de onzekerheden over het productieproces (kostenreductie versus kwaliteit). Voor de SOFC/GT komt daar een extra risico bij dat samenhangt met integratieproblemen tussen de gasturbine en de brandstofcelstack.

6 KEUZE KANSRIJKE SYSTEMEN

6.1 Mogelijke systeemconfiguraties

In de voorgaande hoofdstukken is een overzicht gegeven van de status en de ontwikkeling van een aantal brandstofceltypen. Deze brandstofceltypen zijn ruwweg te verdelen in:

- lage-temperatuur brandstofcellen (SPFC, PAFC)
- hoge-temperatuur brandstofcellen (MCFC, SOFC)
- hybride brandstofcelssystemen (SOFC/GT).

Uit voorgaande hoofdstukken is duidelijk geworden dat lage-temperatuursystemen om een uitgebreidere brandstofvoorbewerking vragen omdat de brandstofcelstack alleen waterstof kan omzetten en geen koolmonoxide, methaan e.d. en bovendien gevoeliger is voor vervuilingen in de brandstof (voornamelijk ammoniak en koolmonoxide). Hoge-temperatuur brandstofcellen hebben deze nadelen niet en bieden bovendien de mogelijkheid tot (relatief eenvoudige) CO₂-afscheiding. Desondanks hebben hoge-temperatuur brandstofcellen ook brandstofvoorbewerking nodig in de vorm van ontzwaveling en prereforming (zie bijlage E).

De vraag rijst of het niet interessant is om voor brandstofcellen een centrale brandstofvoorbewerking te realiseren en de brandstofcelssystemen bij de individuele tuinders te voorzien van schone, direct bruikbare brandstof. Dit levert schaalvoordelen op. Bovendien maakt het een overgang naar biobrandstoffen relatief eenvoudig omdat deze alleen aan de centrale brandstofprocessor behoeven te worden aangeboden. Een optie met centrale brandstofvoorbewerking kan dus toekomstvaster zijn.

Nadelen zijn dat bij een centrale brandstofvoorbewerking de warmte die hierbij vrij komt, getransporteerd moet worden naar de kassen (of anders ongebruikt blijft) en ook de rookgassen met CO₂ alleen centraal beschikbaar zijn. Dit brengt extra kosten voor distributienetten met zich mee. Gezien de op dit moment beschikbare units en aansluitend bij de huidige stand van de technologie (productie van warmte, kracht en CO₂ bij de kas zelf) wordt vooralsnog uitgegaan van een brandstofcelstelsysteem bedreven op fossiele brandstof die, net als een conventionele WKK, bij de kas wordt geplaatst.

6.2 Vergelijking van systemen

In hoofdstuk 4 zijn de diverse typen brandstofcelssystemen behandeld. De prestaties van deze systemen zijn ingeschat op basis van studies en (praktijk)ervaring. In tabel 18 zijn de

prestaties van de verschillende brandstofcelsystemen onderling vergeleken. Daarbij is de volgende legenda gehanteerd:

- een "+" indien duidelijk beter dan in het programma van eisen, een "-" indien duidelijk slechter en een "0" indien onbekend of geen duidelijk verschil
- om de onderlinge ranking tussen de brandstofcelsystemen duidelijk te maken kunnen meerdere "plussen" en "minnen" worden uitgedeeld
- bij investeringskosten wordt beoordeeld op de huidige investeringskosten, bij de overige items op reële verwachtingen voor deze technologie bij commerciële introductie
- de elektrische inpassing van brandstofcelsystemen wordt als beter ingeschat dan conventioneel omdat er mogelijkheden zijn tot levering van blindvermogen en power quality sturing (uitgaande van een moderne DC/AC-inverter in het brandstofcelsysteem).

Tabel 18 Samenvatting van de prestaties van de verschillende brandstofcel-technologieën.

criterium	brandstofceltype ¹⁾				
	PAFC	MCFC	SPFC	SOFC	SOFC/GT
1 energetische prestatie	0	+	0	+	++
2 emissies	++	++	++	++	++
3 betrouwbaarheid	0	0	0	0	0
4 huidige investeringskosten	-	--	---	---	---
5 onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten	0	0/-	0	0	+
6 brandstofflexibiliteit	+	+	+	+	+
7 regelbereik	-	0	0	0	-
8 opstarttijd ²⁾	--	--	-	--	--
9 regelsnelheid	--	--	-	--	--
10 elektrische inpassing	+	+	+	+	+
11 ruimtebeslag	--	--	--	--	-
12 milieubelasting	0	0	0	0/-	0/-
grote beschikbare/gedemonstreerde systemen ³⁾	200 kW	250 kW	250 kW	100 kW	220 kW
status beschikbare systemen	seriematige productie	kleine serie	prototypen	prototypen	prototypen
aantal systemen van genoemde grootte in bedrijf (geweest)	>200	circa 10	3	1	1
vooruitzichten vermindering investeringskosten	-	+	+	+	++
afbreukrisico	0	-	0	-	-
verwachting marktintroductie	2003	2005-2008	>2008	2006-2009	2008-2010

1) PAFC: fosforzure brandstofcel (phosphoric acid fuel cell)

MCFC: gesmolten-carbonaat brandstofcel (molten carbonate fuel cell)

SPFC: polymere brandstofcel (solid polymer fuel cell)

SOFC: vast-oxide brandstofcel (solid oxide fuel cell)

SOFC/GT: hybride combinatie van een SOFC met een gasturbine

2) bij een zogenaamde "koude" start, dat wil zeggen dat het systeem vanaf kamertemperatuur opstart. Een warme start zal sneller gaan maar kost energie om het systeem warm te houden

3) in het verleden zijn twee 4,5 MW PAFC-systemen, een 11 MW PAFC-systeem en een 2 MW MCFC-systeem gedemonstreerd maar dit waren eenmalige demonstraties, vooralsnog zonder commercieel perspectief

Uit tabel 18 en uit hoofdstuk 4 ontstaat het volgende beeld:

- lage-temperatuursystemen (SPFC en de PAFC) hebben geen beter rendement dan conventionele systemen (gasmotor, microturbine). In dat opzicht vormen lage-temperatuur brandstofcellen geen verbetering
- alle brandstofcelsystemen scoren duidelijk beter wat betreft emissies van schadelijke stoffen. Voor etheen, lachgas en ammoniak zijn geen concrete metingen bekend, maar op grond van het werkingsprincipe van de brandstofcelsystemen mag worden aangenomen dat de emissies voldoen aan het programma van eisen. Voor een demonstratieproject is meting van deze componenten echter wel een aandachtspunt
- de PAFC is het enige systeem dat in een grote serie (> 100 stuks) wordt geproduceerd. De kosten van dit systeem zullen naar verwachting hoger blijven dan gesteld in het programma van eisen. De MCFC wordt ook al seriematig (kleine serie) geproduceerd, de overige systemen verkeren nog in de prototype fase. Dit weerspiegelt zich ook in de (huidige) prijs per kW_e
- de leidende fabrikanten van de SPFC, MCFC en SOFC schermen met toekomstige systeemkosten van EUR⁵ 1000,-- tot 1500,-- per kW_e. In hoeverre dit realiseerbaar is, is nu nog onzeker. Op de SPFC staat de grootste druk wat betreft kostenreductie omdat in de transportsector (een grote markt voor de SPFC) de prijzen per kW voor de "motor" van een auto een factor 10 onder die in de stationaire markt liggen
- wat betreft start/stop-gedrag scoren alle brandstofcellen slechter dan conventionele systemen. De opwarmtijd van de stack en/of de brandstofprocessoren is hierbij het grootste struikelblok. Opstarten vanuit een "hot stand-by" toestand gaat veel sneller, maar het stand-by houden vraagt extra energie. Inzet van brandstofcellen in de glastuinbouw vraagt daarom om een herziening van de regelstrategie. Voor een demonstratieproject is dit een belangrijk aandachtspunt
- wat betreft onderhoudskosten scoren SOFC-systemen (met en zonder gasturbine) het beste. De MCFC scoort slechter vanwege de onzekerheid over de levensduur van de stack. De lage-temperatuur brandstofcellen zijn complexer van opzet (brandstof-processing, watermanagementsystemen), vergen daardoor meer onderhoud en scoren daardoor ook slechter
- in het huidige perspectief voldoen alle brandstofcelsystemen aan de eisen wat betreft betrouwbaarheid. Deze eisen liggen al op een hoger niveau dan de prestaties van een gasmotor
- brandstofcelsystemen zijn volumineus. Rekening moet worden gehouden met circa drie maal zoveel benodigd grondoppervlak dan voor een conventioneel systeem van gelijke grootte

⁵ Zie eerder voetnoten over wisselkoers tussen euro en de Amerikaanse dollar.

- brandstofcelssystemen voldoen bijna aan het programma van eisen wat betreft geluid- en trillingemissie. De geluidemissie (veroorzaakt door randapparatuur als pompen en ventilatoren) ligt iets hoger dan de gestelde eis maar niet hinderlijk veel hoger (in de zin dat gehoorbeschermende maatregelen of een geluidwerende omkasting nodig is).

Indien op zeer korte termijn (minder dan een jaar) een demonstratie met een brandstofcel in een kas moet worden georganiseerd, lijkt de PC25C fosforzure brandstofcel van UTC Fuel Cells de enige keus. Het is echter de vraag of deze brandstofcel, gezien het matige rendement, op de lange termijn iets toevoegt aan bijvoorbeeld de CO₂-reductiedoelstellingen in de glastuinbouwsector. Dit geldt ook voor de polymere brandstofcel.

Op de iets langere termijn lijkt een MCFC-unit van MTU haalbaar. Deze unit betekent een duidelijke verbetering in rendement en emissies (en daarmee in CO₂-reductie en reductie van andere broeikasgassen als methaan). Belangrijke items zijn de levensduur en de degradatie (en daarmee de onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten) van dit type brandstofcel. Onzekerheid over deze items houdt een afbreukrisico in.

Op de langere termijn zijn hybride SOFC/GT systemen van SWPC zeer interessant. Deze systemen hebben een ongeëvenaard hoog elektrisch rendement en kunnen zelfs concurreren met centrale opwekking met een grote STEG (indien netverliezen en transport- en distributiekosten worden meegenomen). Belangrijk item voor deze brandstofceltechnologie is het verlagen van de productiekosten. De fabrikant geeft hiervoor verschillende opties. De fabrikant verwacht dan ook op langere termijn SOFC/GT-systemen tegen een concurrerende prijs te kunnen leveren. Belangrijk is wel of de verbeteringen (in kostenopzicht) van het productieproces geen negatieve gevolgen hebben voor de huidige goede levensduurverwachtingen voor dit type brandstofcel. Dit is een belangrijk afbreukrisico.

7 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

7.1 Conclusies

Uit het voorgaande worden de volgende conclusies getrokken:

- de aandacht voor en de ontwikkeling van brandstofcellen is vooralsnog blijvend. Er is de laatste 15 - 20 jaar sprake van een stijgende trend in het aantal brandstofcelconferenties, het aantal professionele brandstofcelbladen, het aantal demonstraties van brandstofcelsystemen en het aantal publicaties over brandstofcellen in kranten en populaire tijdschriften
- een belangrijk voordeel van brandstofcelsystemen zijn de lage emissies. Vaak blijken emissies onder de detectiegrens van de gebuikte apparatuur te liggen en daarmee ruim te voldoen aan de gestelde eisen. Rookgasbemesting met een brandstofcel is daarom uitstekend uitvoerbaar en vormt een laag risico (al is de concentratie CO₂ in de rookgassen door de hoge luchtfactor vergeleken met een ketel of gasmotor laag). Het aspect van schone rookgassen is belangrijk nu de trend ontstaat om bij moderne kierdichte kassen in de winter de rookgassen van de WKK niet meer te gebruiken voor bemesting maar over te stappen op dosering van pure CO₂. Opgemerkt wordt dat voor etheen, lachgas en ammoniak geen concrete metingen bekend zijn. Op grond van het werkingsprincipe van de brandstofcelsystemen mag met grote zekerheid worden aangenomen dat ook deze emissies voldoen aan het programma van eisen. Voor een demonstratieproject is meting van deze componenten echter wel een aandachtspunt
- lage-temperatuursystemen (SPFC en de PAFC) hebben geen beter rendement dan conventionele systemen (gasmotor, microturbine). In dat opzicht vormen lage-temperatuur brandstofcellen geen verbetering ten opzichte van de huidige gasmotoren. Hoge-temperatuur brandstofcellen (MCFC en SOFC) en hybride brandstofcellen (SOFC/GT) hebben een beduidend hoger elektrisch rendement. Dit levert een duidelijk economisch voordeel op (minder brandstofkosten, lagere gevoeligheid voor fluctuaties in de brandstofprijzen). Tevens kan door het hogere elektrische rendement volstaan worden met een lagere warmtebenuttingsgraad om toch te voldoen aan het Besluit voorzeningen en installaties
- de fosforzure brandstofcel (PAFC) is het enige systeem dat in een relatief grote serie wordt geproduceerd. De kosten van dit systeem zullen naar verwachting hoger blijven dan gesteld in het programma van eisen. De MCFC wordt ook al seriematig (kleine serie) geproduceerd, de overige systemen verkeren nog in de prototype fase. Dit weerspiegelt zich ook in de (huidige) prijs per kW_e
- de leidende fabrikanten van de SPFC, MCFC en SOFC schermen met toekomstige systeemkosten van EUR 1.000,- tot 1.500,- per kW_e. In hoeverre dit realiseerbaar is, is nu nog onzeker. Op de SPFC staat de grootste druk wat betreft kostenreductie omdat in

de transportsector (een grote markt voor de SPFC) de prijzen per kW voor de "motor" van een auto een factor 10 onder die in de stationaire markt liggen. Het bereiken van genoemde systeemkosten zal zeker nog enige jaren op zich laten wachten. Als realistisch wordt 2010 ingeschat voor alle systemen

- wat betreft start/stop-gedrag scoren alle brandstofcellen slechter dan conventionele systemen. De opwarmtijd van de stack en/of de brandstofprocessoren is hierbij het grootste struikelblok. Opstarten vanuit een "hot stand-by" toestand gaat veel sneller, maar het stand-by houden vraagt extra energie. Inzet van brandstofcellen in de glastuinbouw vraagt daarom om een herziening van de regelstrategie. Voor een demonstratieproject is dit een belangrijk aandachtspunt
- omdat alle brandstofcellen al een vorm van brandstofvoorbewerking kennen, is het relatief eenvoudig alternatieve brandstoffen (LPG, huisbrandolie, biogas, bio-olie, synthegas uit biomassavergassing) toe te passen in brandstofcellensystemen. Afhankelijk van de vervuilingen in de brandstoffen kan een extra reinigingsstap nodig zijn, met name om kleine deeltjes en chloorverbindingen te verwijderen. De brandstofflexibiliteit maakt dat de brandstofcel een belangrijke rol kan gaan spelen in een toekomstige verduurzaming van de energievoorziening
- brandstofcellensystemen zijn volumineus. Rekening moet worden gehouden met circa drie maal zoveel benodigd grondoppervlak dan voor een conventioneel systeem van gelijke grootte.

7.2 Aanbevelingen

In paragraaf 7.1 is geconcludeerd dat de lage-temperatuur brandstofcellen energetisch gezien geen verbetering vormen ten opzichte van de huidige gasmotor. Met name de hoge-temperatuur brandstofcellen (de gesmolten carbonaat brandstofcel, MCFC, en de hybride vast-oxide brandstofcel, SOFC/GT) bieden goede perspectieven voor de glastuinbouw. Met deze systemen is een significante reductie van het primair energiegebruik en de vervuilende emissies voor de sector mogelijk.

Wel is aan beide type brandstofcellen een afbreukrisico verbonden in de zin dat de ontwikkelingen in de toekomst nog niet zeker zijn. Dit komt met name door onzekerheden in het productieproces van de stacks (met name of voldoende hoge betrouwbaarheid en voldoende lage kosten kunnen worden gerealiseerd) en het feit dat zowel voor de MCFC als de SOFC (op 100 kW-schaal) op dit moment slechts één fabrikant in de markt is. Dit risico wordt echter laag ingeschat, gezien de perspectieven en de marktvooruitzichten voor deze typen brandstofcellen.

Er wordt aanbevolen op een relatief korte termijn (2 jaar) een demonstratie met een gesmolten-carbonaat brandstofcel te realiseren omdat deze systemen al op commerciële basis worden verkocht en ook al in kleine series worden geproduceerd. Hiermee kan het potentieel van deze technologie voor de glastuinbouw gedemonstreerd worden. Aan een demonstratie met een hybride brandstofcelsysteem (SOFC/GT) zijn meer risico's verbonden hoewel dit type brandstofcel wat betreft prestaties nog betere perspectieven biedt. Dit type brandstofcel is nog niet in kleine series geproduceerd en een demonstratie van een (semi-commercieel) systeem zal pas op langere termijn plaats (circa 5 jaar) kunnen vinden.

Belangrijke aandachtspunten voor een demonstratie met een hoge-temperatuur brandstofcelsysteem zijn:

- meting van de emissies in de rookgassen met gevoelige apparatuur (geen standaard apparatuur voor rookgassen maar apparatuur voor luchtkwaliteitmetingen). Dit moet de (gerechtvaardigde) aanname dat de emissies van brandstofcellen verwaarloosbaar zijn voor eens en altijd bevestigen
- start-stop bedrijf met een hoge-temperatuur brandstofcel is niet haalbaar. Er zal een nieuwe regelstrategie moeten worden toegepast die rekening houdt met de lange opstarttijd van hoge-temperatuur brandstofcellen dan wel met de energieverliezen die gepaard gaan met "hot stand-by"
- intensieve monitoring van het brandstofcelsysteem, met name wat betreft onderhouds-behoefte, storingsstatistiek, rendement en degradatie in relatie tot de bedrijfsvoering is belangrijk om te komen tot een afgewogen oordeel over de toekomstmogelijkheden van deze technologie.

LITERATUUR

Appleby, A.J. and Foulkes, F.R., 1989. Fuel Cell Handbook, Van Nostrand Reinhold, ISBN 0-442-31926-6.

Barak, M., 1966. Fuel Cells - present position and outstanding problems, Advanced Energy Conversion, vol. 6, pag. 29-55.

Blomen, L.J.M.J. en Mugerwa, M.N., 1993. Fuel Cell Systems, Plenum Press, ISBN 0-306-44158-6.

CBS, 2003. Toelichting bij tabel "Luchtverontreiniging, emissies door mobiele bronnen" uit StatLine database, via <http://statline.cbs.nl>.

Dorsthorst, D., 2003. Grote verschillen tussen wens en werkelijkheid 10 locaties, vakblad voor de bloemisterij 51/52 (2003).

DTe, 2002. Netcode, versie april 2002, via: <http://www.dte.nl>.

DTI, 1992. Environmental Aspects of Battery and Fuel Cell Technologies, PA Consulting Group for Department of Trade and Industry (GB), oktober 1992.

EDB, 2001. EDB/ELSAM 100 kWe SOFC Field Test, Final Report Executive Summary, EnergieNed, januari 2001.

Edlund, 2000 (Edlund, D.J. en Pledger, W.A.). An integrated Fuel processor For PEM Fuel Cells, Northwest Power Systems, LLC.

FCDIC, 1991. Fuel Cell RD&D in Japan, Fuel Cell Development Information Center, augustus 1991.

Gerwen, 2003. High Temperature Solid Oxide Fuel Cells; Fundamentals, Design and Applications (editors S.C. Singhal and K. Kendall), Hoofdstuk 13: Applications and Demonstrations, Elsevier Science Ltd, 2003.

Hannover, 2003. Excellence in Fuel Cells, conferentie Hannover Fair 2003, 10-11 april 2003.

Heissenberger, T., 2001. Fuel Cell Technology - ready for take-off? 18e World Energy Council, Buenos Aires, oktober 2001.

Ikushima, 1997. Demonstration of 5 MW-class and 1 MW-class PAFC Plants, Fuel Cell Now, vol. 3, nr. 2, januari 1997.

InfoMil, 2002. Warmtekrachtinstallaties, Besluit voorzieningen en installaties, informatieblad Novem/Senter, oktober 2002, via <http://www.infomil.nl>.

KEMA, 1993 (Kok, W.C. en Schipperen, P.J.M.). Milieu-aspecten van gebruikte brandstofcellen, KEMA-rapport 94463-KES/MAD d.d. 10 mei 1993.

KEMA, 1994 (Gerwen, R.J.F. van). Statusrapport brandstofceltechnologie 1994, update 1994, KEMA-rapport 41677-IES 94-2041 d.d. 29 december 1994.

KEMA, 1996 (Mesland, A.J. en Gerwen, R.J.F. van). Global estimate of the market potential for gas turbines in Western Europe, KEMA-rapport 41979-IES 96-1096 d.d. 17 oktober 1996.

KEMA, 1996a (Venderbosch, H.W.). Oriëntatie ontzwaveling van aardgas voor brandstofcellen, KEMA-rapport 34051-FPP 95-4612 d.d. 10 januari 1996.

KEMA 1997 (Mesland, A.J.). Statusrapport brandstofceltechnologie, update 1997, KEMA-rapport 64560-KST/ENR 97-3249 d.d. 17 december 1997.

KEMA, 1998 (gerwen, R.J.F. e.a.). In passing van een vast-oxide brandstofcel in een woonwijk, KEMA-rapport 97565564-KST/ENR 98-2002 d.d. 10 december 1998.

KEMA, 2000 (Gerwen, R.J.F. van en Mesland, A.J.M.). Statusrapport brandstofcellen 1999, KEMA-rapport 99560311-KPS/SEN 00-3014 d.d. 24 januari 2000.

KEMA, 2001 (Bartels, C.J.). Het ontwikkelen van een deellastmodel voor een vast-oxide brandstofcelmodule met een gasturbine, afstudeerverslag EV 2066, mei 2001.

KEMA, 2002 (Gerwen, R.J.F. van). Potentieelscan hoogrendement hybride brandstofcelsystemen op basis van een vast-oxide brandstofcel, KEMA-rapport 50161016-KPS/SEN 01-3048 d.d. 19 april 2002.

KEMA, 2003 (Ruijter, J.A.F. de). Verslag van het bezoek aan het Nation Fuel Cell Research Center (NFCRC), University of California, Irvine (VS), 7 mei 2003.

Kuwata, 1997. Multifuel-type PAFC Energy System Applicable for Telecommunication Application, Fuel Cell Now, vol. 3, nr. 2, januari 1997.

Lovins, A.B., 2002. Small is profitable, Rocky Mountain Institute, VS, ISBN 1-881071-07-3.

Lundberg, W.L. et al., 2000. Pressurized Solid Oxide Fuel Cell/Gas Turbine Power System, Department of Energy (VS), contract nr. DE-AC26-98FT40355, februari 2000.

Lundberg, W.L. et al., 2001. A High Efficiency PSOFC/ATS-Gas Turbine Power System, Department of Energy (VS), contract nr. DE-AC26-98FT40455, februari 2001.

Mauzey, 2000 (Mauzey, J. et al.). Automotive Fuel Processor, Abstracts van het 2000 Fuel Cell Seminar, Portland (OR), VS, 30 oktober t/m 2 november, pp. 534-537.

METC, 1994. Fuel Cells '94 Contractors Review Meeting, Morgantown Energy Technology Center, Morgantown (VS), 17-18 augustus 1994.

Novem, 1995. Rookgasbehandeling voor CO₂-bemesting bij warmte/krachtkopeling in de glastuinbouw, januari 1995.

NYSERDA, 1997. 200 kW Fuel Cell Monitoring and Evaluation Program, final report 97-3, New York State Energy and Development Authority, februari 1997.

PBG, 1999. CO₂ in de glastuinbouw, Proefstation voor Bloemisterij en Glasgroente, Naaldwijk, derde druk.

PBNA, 1990. Poly-technisch zakboekje, Koninklijke PBNA, Arnhem, 1990.

Pehnt, M., 2002. Life Cycle Assessment of Fuel Cell Systems, via: <http://www.ifeu.de>.

PIER, 2001. 220 kWe solid oxide fuel cell/microturbine generator hybrid proof of concept demonstration report, Public Interest Energy Report, nr. P600-01-009, California Energy Commission, maart 2001.

Polman, E.A. et al., 2001. Kwaliteit gasmotoren in Nederland, onderzoek naar de emissie van het aardgasgestookte W/K-gasmotorenpark, GASTEC-rapport GL/010476/Pln, 23 november 2001.

Powell, M.R. et al., 2002. Ammonia-based hydrogen generation for fuel cell power supplies, 23rd Army science conference, December 2-5, 2002, Orlando, Florida.

Rastler, D. e.a., 1992. Demonstration of a molten carbonate fuel cell stack on coal derived gas, 1992 Fuel Cell Seminar, 29 november - 2 december, Tuscon (VS).

Reimert. R. et al., 2002. Erdgasaufbereitung für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen, BWK jrg. 54, nr. 9.

ROB, 1999. Reductieplan Overige Broeikasgassen, instrument in de Uitvoeringsnota klimaatbeleid van juni 1999, via <http://www.robklimaat.nl>.

ROES, 2000 (Roes, J. et. al.). Electricity and heat via natural gas reforming/PEMFC for residential power supply, Abstracts van het 2000 Fuel Cell Seminar, Portland (OR), VS, 30 oktober t.m. 2 november, pp. 313-316.

STB, 2001. Besluit van 18 oktober 2001, houdende regels voor voorzieningen en installaties (Besluit voorzieningen en installaties milieubeheer) (86 blz.), Staatsblad 487.

Ullmann, 2201. Ullmann's Encyclopedia, Sixth Edition, 2001 Electronic Release, Wiley-VCH.

Veyo, S.E. et al., 2002. Status of pressurized SOFC/gas turbine power system development at Siemens Westinghouse, Proceedings of the ASME TURBO EXPO 2002, 3-6 juni 2002, Amsterdam, Nederland.

Vosbeek, M., 2002. Convenant Benchmarking Energie-efficiency, KEMA-blad Dialoog nr. 15, augustus 2002.

Wagenaar, B.M. et al., 2003. Bio-olie in gascentrale, Energietechniek 9, september 2003.

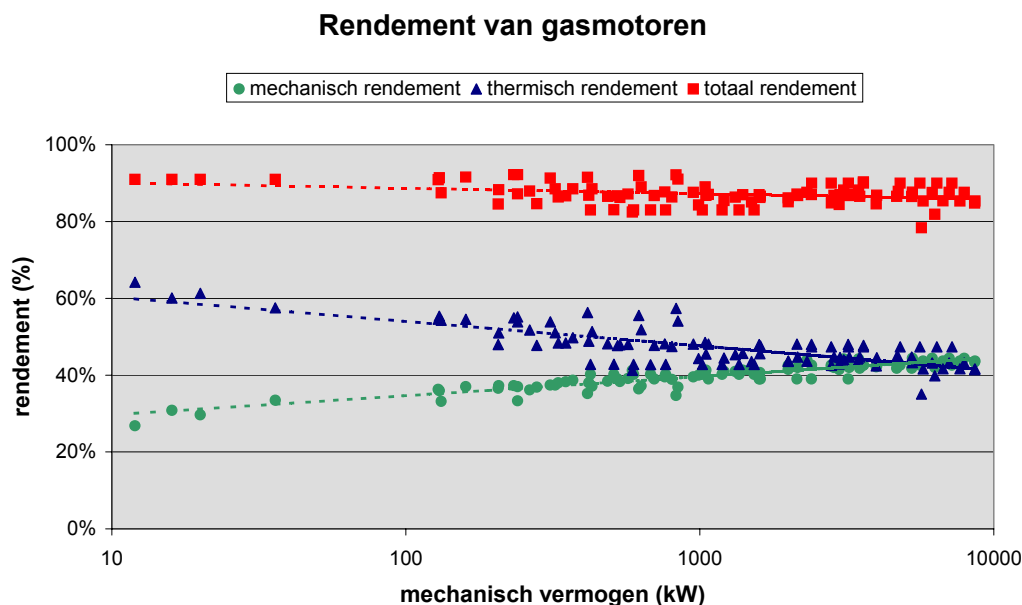
Wärtsilä, 2002. Reciprocating Engines in Distributed Energy and CHP Applications, 3rd Annual National CHP Roadmap Workshop DER & CHP in Federal Facilities, Boston, October 23-25, 2002 (*twee voor de hand liggende typfouten in tabel zijn gecorrigeerd*).

Wild, P.J. de et al., 2002. Removal of sulphur-containing odorants from natural gas for PEMFC-based micro-combined heat and power applications.

Zacharias, F., 2001. Gasmotoren, Vogel Buchverlag, ISBN 3-8023-1-1796-3.

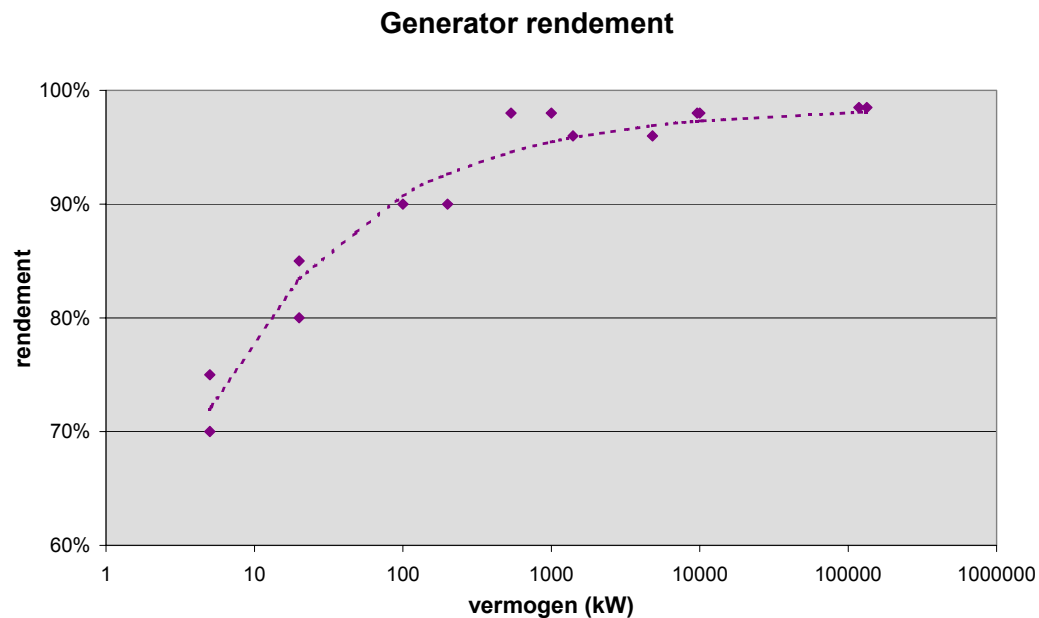
BIJLAGE A PRAKTIJKRENDEMENTEN VOOR GASMOTOREN

Om een referentie te hebben voor het elektrisch en het thermisch rendement van een WKK-systeem is in de literatuur gezocht naar praktijkwaarden voor rendementen voor gasmotoren. Op basis van een uitgebreid handboek over gasmotoren [1] is in figuur A1 een overzicht gegeven van het mechanische en het thermische rendement van in de markt zijnde gasmotoren. In figuur A1 is tevens een trendlijn weergegeven die wordt gezien als representatief voor de stand der techniek. Het betreft hier vollastrendementen. Het mechanische rendement stijgt bij toenemend vermogen ten koste van het thermisch rendement. Het totaal rendement is varieert weinig (85%-95%).



Figuur A1 Overzicht van praktijkrendementen voor gasmotoren op basis van de literatuur [1]

In figuur A1 staan mechanische rendementen weergegeven. Om deze om te rekenen naar een elektrisch rendement dient ook de efficiëntie van de generator bekend te zijn. Op basis van literatuurgegevens [2, 3, 4, 5] is daarom een inschatting gemaakt van de stand van de techniek wat betreft het rendement van generatoren. De resultaten staan weergegeven in figuur A2. Ook in deze grafiek is een trendlijn weergegeven die representatief wordt geacht voor de stand van de techniek.



Figuur A2 Overzicht van praktijkrendementen voor elektrische generatoren op basis van de literatuur [2, 3, 4, 5]

Op basis van de trendlijnen kan een inschatting gemaakt worden van de gemiddelde stand der techniek voor gasmotor WKK-systemen. Deze is weergegeven in tabel A1 voor een aantal waarden van het elektrisch vermogen van het systeem. Daarbij is aangenomen dat de verliezen in de generator niet als nuttige warmte worden gebruikt. Deze tabel dient als basis voor het stellen van eisen.

Tabel A1 Gemiddelde rendementen voor gasmotor-WKK op basis van de trendlijnen uit figuur A1 en figuur A2

elektrisch vermogen (kW)	(deel)rendementen gasmotor-WKK				
	mechanisch	thermisch	generator	elektrisch	totaal
10	30,2%	59,7%	78,5%	23,7%	83,4%
20	31,6%	58,0%	83,5%	26,3%	84,3%
50	33,4%	55,6%	88,1%	29,5%	85,0%
100	34,9%	53,7%	90,7%	31,6%	85,4%
200	36,3%	51,9%	92,6%	33,6%	85,5%
500	38,3%	49,4%	94,5%	36,1%	85,5%
1000	39,7%	47,5%	95,5%	37,9%	85,4%
2000	41,2%	45,6%	96,2%	39,6%	85,2%
5000	43,2%	43,1%	96,9%	41,8%	84,9%
10000	44,7%	41,2%	97,3%	43,5%	84,6%

LITERATUUR BIJLAGE A

- [1] Zacharias, F., Gasmotoren, Vogel Buchverlag, 2001, ISBN 3-8023-1-1796-3
- [2] Riva, M., Utilization of renewable energy sources and energy-saving technologies by small-scale milk plants and collection centres, FAO animal production and health paper 93 ISBN 92-5-103102-9, via <http://www.fao.org>
- [3] Research and development of high efficiency components for an intercooled, recuperated CHP gas turbine for combined heat and power generation, Thematic network for cleaner & more efficient gas turbines, via <http://www.came-gt.com>
- [4] Hirschenhofer, J.H. et al., Fuel Cell Handbook, fourth edition, november 1998, uitgave: US Department of Energy, DOE/FETC-99/1076
- [5] Lundberg, W.L. et al., A high efficiency PSOFC/ATS-gas turbine power system, februari 2001, voor US Department of Energy, Contract No, DE-AC26-98FT40455

BIJLAGE B UITWERKING EMISSIE-EISEN

Deze bijlage gaat dieper in op bestaande grenswaarden (hetzij op wettelijke, hetzij op praktische basis) die momenteel worden gehanteerd voor emissies van schadelijke stoffen en op geschikte grenswaarden voor het programma van eisen. Uitgangspunt hiervoor zijn de emissie-eisen voor een gasmotor-WKK.

In tabel B1 is een overzicht gegeven van mogelijke emissies van schadelijke stoffen en grenswaarden op basis van regelingen voor een gasmotor-WKK en op basis van andere toepasbare regelingen en grenswaarden. Het wettelijk kader voor emissie-eisen aan gasmotoren is het Besluit emissie-eisen stookinstallaties B (BEES B). Voor de grenswaarden van stoffen die schadelijkheid zijn voor gewassen blijken verschillende waarden te bestaan. Deze zijn, waar nodig, gecorrigeerd. Bij twijfel is de meest recente waarde gehanteerd.

Tabel B1 Overzicht emissies schadelijke stoffen en grenswaarden die voor een gasmotor-WKK (kunnen) worden gesteld [1-6]

type emissie	schadelijkheid	GWP ¹⁾	grenswaarden
CO ₂	broeikasgas	1	geen grenswaarde, indirecte grenswaarde via eisen aan de rendement (zie paragraaf 2.2). MAC ⁹⁾ -waarde is 5000 ppm
CH ₄	broeikasgas	21	gemiddeld 1,8% ²⁾ voor gasmotoren in NL, nog geen eisen maar dit staat onder discussie
N ₂ O	broeikasgas	310	geen eisen BEES B voor gasgestookte WKK, SCR ³⁾ heeft als bijproduct N ₂ O. MAC-waarde is 80 ppm
NO _x	verzurend, smogvormend, schadelijk voor gewassen	-	< 140 g/GJ ⁴⁾ voor systemen > 50 kW volgens BEES B, tot 100 g/GJ in vergunning mogelijk; concentraties >15 g/GJ NO (grenswaarde kas 250 ppb) of >9,2 g/GJ NO ₂ (grenswaarde kas 100 ppb) zijn schadelijk voor gewassen. MAC-waarde voor NO is 25 ppm, voor NO ₂ 2 ppm
NH ₃ ⁵⁾	verzurend, schadelijk voor gewassen	-	< 7,3 g/GJ om schade aan planten te voorkomen (grenswaarde kas 200 ppb)

type emissie	schadelijkheid	GWP ¹⁾	grenswaarden
CO	risico's voor gezondheid	-	geen eisen in BEES B, MAC-waarde is 25 ppm
C ₂ H ₄	zeer schadelijk voor gewassen	-	< 0,35 g/GJ om schade aan planten te voorkomen (grenswaarde kas 8 ppb)
O ₃ ⁵⁾	schadelijk voor gewassen	-	< 2,9 g/GJ om schade aan planten te voorkomen (grenswaarde kas 30 ppb) MAC-waarde 0,06 ppm
SO ₂	verzurend, smogvormend, schadelijk voor gewassen	-	geen eisen BEES B voor gasgestookte WKK , < 2,0 g/GJ om schade aan planten te voorkomen (grenswaarde kas 15 ppb ⁶⁾)
NMVOS ⁷⁾	smogvormend, carcinogeen	-	geen eisen BEES B voor gasgestookte WKK; zie ook aparte eis voor etheen
PM10 ⁸⁾	smogvormend, gezondheidsrisico's (longen)	-	geen eisen BEES B voor gasgestookte WKK

- 1) Global Warming Potential, de schadelijkheid van deze stof in verhouding tot CO₂ (op massa-basis)
- 2) massa% ten opzichte van de methaaninput
- 3) SCR: selectieve katalytische reductie van NO_x met behulp van ureum
- 4) betrokken op GJ brandstofinput (onderwaarde), correctiefactor van 1/30 maal het motorrendement (in %) met een minimum van 1
- 5) kunnen vrijkomen bij de toepassing van rookgasreiniging, de waarde voor O₃ wijkt af van de waarde in [4] omdat daar hoogst waarschijnlijk een omrekenfout is gemaakt
- 6) naar schriftelijke opgave van PPO (Wageningen), grenswaarde berekend conform [4]
- 7) Niet-Methaan Vluchtige Organische Stoffen
- 8) fijn stof, deeltjes met een doorsnede < 10 micrometer
- 9) grenswaarde op basis van volksgezondheid

Uit tabel B1 volgt dat alleen voor NO_x een wettelijke norm is voor de uitstoot is vastgesteld. De uitstoot van CO₂ is al geregeld via de eisen aan het rendement. De uitstoot van CH₄ (methaan) en N₂O (lachgas) is niet geregeld maar het is waarschijnlijk dat, gezien het broeikas effect van deze gassen, er wel een regelgeving voor nodig is. Zo is het duidelijk dat bij 1,8% uitstoot van methaan [5] met een GWP van 21, de reductie op CO₂-uitstoot door de toepassing van WKK (in plaats van gescheiden opwekking) nihil of zelfs negatief kan zijn.

Aan de overige emissies uit tabel B1 zijn, waarschijnlijk omdat deze op grond van de toegepaste brandstof (aardgas, propaan of butaan) "zo goed als verwaarloosbaar zijn", geen eisen gesteld. Dat neemt niet weg dat er toch sprake kan zijn van emissies van fijn stof en NMVOS [5]. Fijn stof is door Polman et al. [5] niet gemeten, de aanwezigheid van NMVOS wel. Deze bedroeg circa 65 g/GJ (ethaan en etheen). Tevens is de N₂O-uitstoot van gasmotoren met SCR gemeten. Deze bedroeg voor systemen met SCR maximaal 7,6 g/GJ en gemiddeld 2,5 g/GJ.

Voor stikstofoxides (NO_x), ammoniak, etheen, zwaveldioxide en ozon zijn in tabel B1 ook grenswaarden gegeven in verband met de schadelijkheid voor gewassen in een kas [3, 4]. Deze grenswaarden zijn berekend op basis van mogelijke ophoping van deze schadelijke stoffen in een kas bij een lage ventilatiegraad (ventilatievoud van 0,5 maal de kasinhoud per uur). Het zijn daarmee grenswaarden voor een ongunstige situatie die vooral in de winter kan voorkomen.

In het licht van het programma van eisen is het goed om niet klakkeloos uit te gaan van de normen voor huidige gasmotoren. Allereerst zullen deze waarschijnlijk strenger worden in de toekomst. Daar zal vast rekening mee moeten worden gehouden gezien het feit dat brandstofcellen pas over enige jaren commercieel op de markt zullen komen als concurrent voor de gasmotor. Daarnaast is het logisch, ook aan CH₄- en N₂O-emissie grenzen te stellen op basis van hun bijdrage aan het broeikas-effect. Voor de overige emissies is het goed het begrip "zo goed als verwaarloosbaar" te kwantificeren zodat daar duidelijkheid over bestaat. Daarnaast of daarbij dienen ook grenswaarden op basis van de schadelijkheid voor gewassen te worden meegenomen in de formulering van het programma van eisen.

Wat betreft NO_x-emissies zijn er al strengere regels voor concurrerende technologieën. Gasturbines moeten volgens BEES B voldoen aan een grens van 65 g/GJ waarbij aanscherping tot 45 g/GJ mogelijk is. Volgens het Göteborg Protocol moeten gasmotoren gaan voldoen aan een eis van 80 g/GJ. Er bestaan ook plannen om voor verbrandings-emissies in 2010 uit te gaan van een grenswaarde van 50 g/GJ [7]. Indien gekeken wordt naar de schadelijkheid voor gewassen ligt de grens nog lager namelijk 15 g/GJ voor NO en 9,2 g/GJ voor NO₂ [4]. Deze grenswaarden mogen niet worden opgeteld omdat beide stikstofoxiden op een overeenkomstige manier schadelijk zijn voor gewassen. Deze grenswaarden gelden voor een ongunstige situatie (winter, weinig ventilatie). Recent zijn nog strengere effectgrenswaarden voor NO_x en etheen gepubliceerd, maar deze gelden voor langdurigere blootstelling en een omrekening naar g/GJ wordt niet gegeven [8].

Bijlage B blad 4

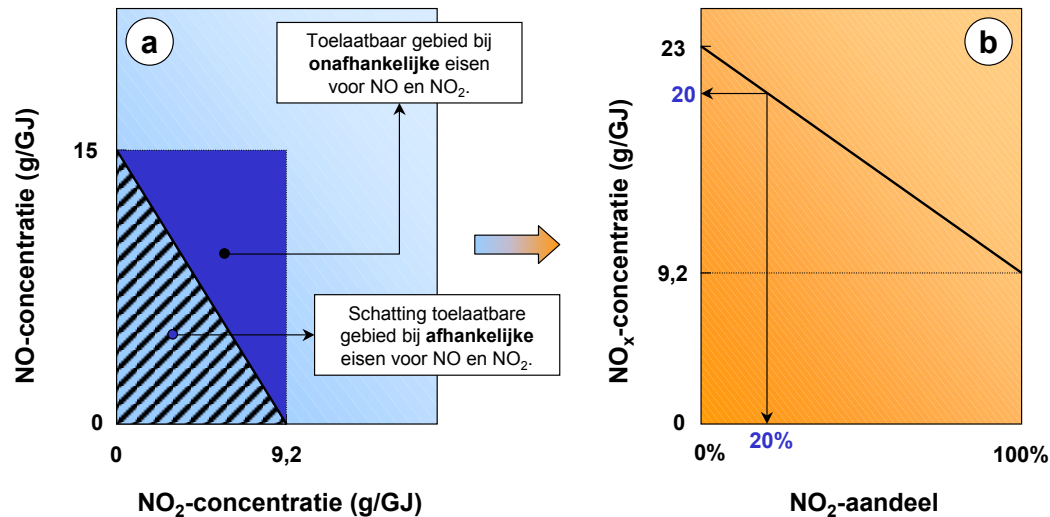
In de praktijk wordt de NO_x -emissie gemeten door rookgassen te oxideren, waardoor NO overgaat in NO_2 . De daarna totaal gemeten NO_2 -concentratie is meteen de NO_x -concentratie. In de praktijk bestaat de verbrandingsemis­sie van stikstofdioxiden voor 90 tot 95% (op volumebasis) uit NO. Omdat NO een lagere molecuulmassa heeft dan NO_2 (NO: 30 g/mol, NO_2 : 46 g/mol) wordt NO (letterlijk en figuurlijk) zwaarder meegeteld.

Indien we in de normstelling voor het programma van eisen willen aansluiten bij de praktijk (zowel wat betreft normstelling als wat betreft meetpraktijk), dient een norm op basis van de NO_x -uitstoot geformuleerd worden. Daarbij zijn twee aandachtspunten te formuleren:

- omrekening van NO naar NO_x (met name het voorkomen van een te zware eis)
- bepaling van een grenswaarde waarin de onderlinge afhankelijkheid van NO en NO_2 wordt meegenomen.

Voorgesteld wordt om aan te nemen dat er een lineair verband bestaat tussen de maximaal toelaatbare NO- en NO_2 -concentraties op basis van schadelijkheid voor de gewassen. Dit verband is in figuur B1a weergegeven (schuine lijn tussen de punten (9,2, 0) en (0, 15)). Op basis van dit lineaire verband kan een relatie gevonden worden tussen het aandeel NO_2 (volumebasis) in het totaal aan stikstofdioxiden en de gemeten NO_x -concentratie op de schadelijkheidsgrens. Hieruit volgt dat de NO_x -grenswaarde (afhankelijk van het aandeel NO_2) hoger mag zijn dan de strengste eis van 9,2 g/GJ. Bij een (conservatieve) aanname van een aandeel van 20% NO_2 ligt de NO_x -grenswaarde (berekend als NO_2) op 20 g/GJ (figuur B1b). Dit wordt als grenswaarde in het programma van eisen gehanteerd.

Het is ook mogelijk om de lijn uit figuur B1b als grenswaarde te hanteren. Dat wil zeggen dat afhankelijk van het aandeel NO_2 in de totale stikstofdioxide-uitstoot een andere grenswaarde voor NO_x wordt gehanteerd. Dit betekent echter dat een extra meting van het oorspronkelijke NO_2 -aandeel nodig is. Bovendien wordt in de huidige praktijk alleen NO_x gemeten en dit zijn ook de waarden die bekend zijn in de literatuur voor gasmotoren, gasturbines en brandstofcelsystemen. Uit praktische overwegingen wordt daarom voorgesteld om één eis voor de NO_x -emissie te hanteren (20 g/GJ bij een forfaitair aandeel NO_2 van 20% op volumebasis). Deze eis sluit aan bij de praktijk. Een verwarmingsketel met een Low- NO_x brander (maximaal 60 mg/m³ NO_x bij 3% O_2), die normaliter zonder verdere rookgasreiniging wordt gebruikt voor rookgasbemesting, stoot maximaal 17 g/GJ NO_x uit. Dit ligt netjes onder de gestelde grenswaarde.



Figuur B1 Aangenomen verband tussen grenswaarden voor de NO- en de NO₂-concentratie in verband met schade aan gewassen (a) en het daaruit volgende verband tussen het aandeel NO₂ in de stikstofoxiden in het rookgas (op volumebasis) en de NO_x-concentratie (b)

De huidige emissie van methaan van gasmotoren (1,8% van de methaaninput op massabasis wat overeenkomt met 360 g/GJ) levert een broeikasgasequivalent van 7,6 kg/GJ CO₂ op. Dit is 14% van de verbrandingsuitstoot aan CO₂ (volledige verbranding van Slochteren aardgas levert 56 kg/GJ CO₂ op). Gasturbines (als een concurrerende technologie) leveren circa 5 g/GJ methaan uitstoot. Dit is in broeikasgasequivalenten minder dan 1% van de CO₂-inhoud van volledig verbrand aardgas. Gesteld wordt dat de emissie van methaan (CH₄) en lachgas (N₂O) ieder niet meer dan (arbitrair) 0,5% mogen bijdragen aan de CO₂-emissie door verbranding van het ingaande aardgas. Dit betekent een grenswaarde van 15 g/GJ voor methaan en 1 g/GJ voor lachgas.

Voor fijn stof (PM10) wordt in BEES B geen waarde genoemd. Om toch een kwantitatieve uitspraak te kunnen doen, wordt gekeken naar BEES A, ondanks het feit dat een glastuinbouwbedrijf hier niet onder valt. In BEES A wordt een grenswaarde van 5 mg/m³ rookgas (bij 3% zuurstof) genoemd. Dit komt overeen met circa 2 g/GJ voor Slochteren aardgas en wordt als grenswaarde voor het programma van eisen aangehouden.

Bijlage B blad 6

Voor wat betreft NMVOS-emissie biedt het zogenaamde oplosmiddelenbesluit (Besluit houdende regels inzake het beperken van de emissie van vluchtige organische stoffen bij het gebruik van organische oplosmiddelen) aanknopingspunten. In dit besluit worden, naast vele andere grenswaarden voor specifieke stoffen en omstandigheden, emissiegrenswaarden voor totaal VOS van 2-20 mg per Nm³ rookgas genoemd, afhankelijk van de schadelijkheid van de stoffen. Uitgaande van 3% zuurstof in afgas komt dit overeen met 0,7-7 g/GJ. Dit is veel minder dan de door Polman et al. [5] gemeten concentratie van 65 g/GJ (ethaan en etheen) voor gasmotoren. Nu hebben de grenswaarden in het oplosmiddelenbesluit betrekking op gevaarlijkere stoffen voor de gezondheid dan ethaan en etheen. Anderzijds is etheen voor gewassen ook in lage concentraties bijzonder schadelijk. Vooralsnog wordt (arbitrair) een grenswaarde van 5 g/GJ aangehouden, zijnde een significante verbetering ten opzichte van de gemeten waarde voor huidige gasmotoren.

Koolmonoxide is in lage concentraties niet schadelijk voor gewassen en er zijn ook geen eisen verwoord in BEES B. Het is wel schadelijk voor de mens. De MAC-waarde ligt op 25 ppm. Het CO-gehalte in rookgassen kan variëren van 2000 ppm voor een armmengsel WKK tot minder dan 1 ppm voor een Low-NO_x gasketel. Een WKK met rookgasreiniger stoot maximaal 15 ppm CO uit [4]. Uitgaande van deze 15 ppm en van een luchtfactor van circa 3 komt dit overeen met circa 15 gr/GJ. Dit wordt als grenswaarde aangehouden.

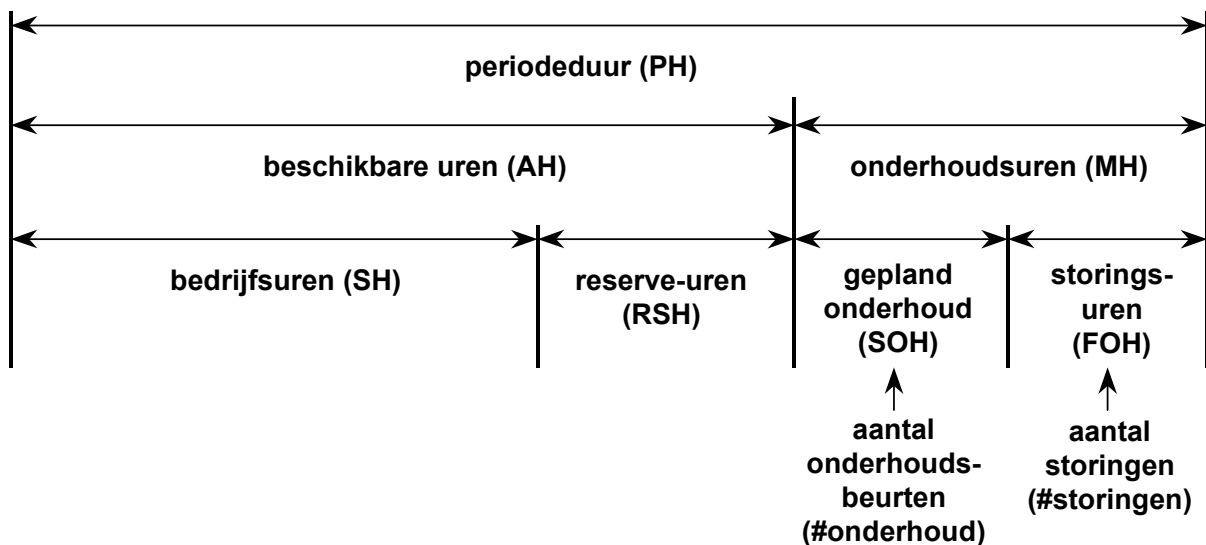
Voor ammoniak, etheen, zwaveldioxide en ozon zijn grenzen gegeven op basis van de schadelijkheid voor gewassen (zie tabel B1). Deze worden zonder meer overgenomen in het programma van eisen. Zwaveldioxide vormt een uitzondering in de genoemde schadelijke emissies, omdat uit het gehalte zwavel in de brandstof direct de uitstoot bepaald kan worden (voor zover dit er niet uitgehaald wordt, zoals bij brandstofcellen). In kleinverbruikersaardgas is het zwavelgehalte (voornamelijk de geurstof thiofeen) circa 10 mg per m³ aardgas. Dit komt overeen met minder dan 1 g/GJ SO₂-equivalent. Gegeven een grenswaarde voor SO₂ van 2 g/GJ voldoen aardgasgestookte systemen dus altijd aan de SO₂-norm.

LITERATUUR BIJLAGE B

- [1] CBS, 2003. Toelichting bij tabel "Luchtverontreiniging, emissies door mobiele bronnen" uit StatLine database, via <http://statline.cbs.nl>.
- [2] InfoMil, 2002. Warmtekrachtinstallaties, Besluit voorzieningen en installaties, informatieblad Novem/Senter, oktober 2002, via <http://www.infomil.nl>.
- [3] Novem, 1995. Rookgasbehandeling voor CO₂-bemesting bij warmte/krachtkoppeling in de glastuinbouw, januari 1995.
- [4] PBG, 1999. CO₂ in de glastuinbouw, Proefstation voor Bloemisterij en Glasgroente, Naaldwijk, derde druk.
- [5] Polman, E.A. et al., 2001. Kwaliteit gasmotoren in Nederland, onderzoek naar de emissie van het aardgasgestookte W/K-gasmotorenpark, GASTEC-rapport GL/010476/Pln, 23 november 2001.
- [6] ROB, 1999. Reductieplan Overige Broeikasgassen, instrument in de Uitvoeringsnota klimaatbeleid van juni 1999, via <http://www.robklimaat.nl>.
- [7] Vosbeek, M., 2002. Convenant Benchmarking Energie-efficiency, KEMA-blad Dialoog nr. 15, augustus 2002.
- [8] Dijkstra, T., 2003. Rookgassen potentiële bron gewasschade, Vakblad voor de Bloemisterij 36, 5 september 2003.

BIJLAGE C DEFINITIES BETROUWBAARHEID EN BESCHIKBAARHEID

De betrouwbaarheid (reliability) en de beschikbaarheid (availability) van een energie-opwekker kan worden uitgedrukt in een aantal indices. Deze bijlage geeft hiervan een overzicht. Tot onderhoud worden in deze bijlage zowel gepland onderhoud als niet gepland onderhoud (storing) gerekend.



geplande bedrijfsduur: gepland aantal draaiuren (inclusief onderhoud, exclusief storingen)	POD = PH - RSH - SOH
beschikbaarheid (%): aantal uren dat vermogen geleverd had kunnen worden	AF = (PH - MH) / PH
storingsfractie (%): percentage van de onderhoudsuren dat toegeschreven kan worden aan storingen (niet-gepland onderhoud)	FOR = FOH / MH
fractie gepland onderhoud (%): percentage van de gehele periode gereserveerd voor onderhoud	SOF = SOH / PH
bedrijfsfactor (%): percentage bedrijfsuren ten opzichte van de gehele periode	SF = SH / PH
gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd: gemiddelde bedrijfsduur tussen twee storingen	MTBFO = SH / (#storingen)
gemiddelde onderhoudsduur: gemiddelde uitbedrijf duur ten gevolge van gepland onderhoud of storingen.	MDT = MH / (#storingen + #onderhoud)

aanduiding	Nederlandse omschrijving	Engelse omschrijving
PH	periodeduur	Period Hours
AH	beschikbare uren	System Available Hours
MH	onderhoudsuren	System Down for Maintenance
SH	bedrijfsuren	System Operating Service Hours
RSH	reserve-uren	Reserve Standby Hours
SOH	gepland onderhoud	Scheduled Outage Hours
FOH	storingsuren	Forced Outage Hours
POD	geplande bedrijfsduur	Period of Demand
AF	beschikbaarheid	Availability Factor
FOR	storingsfractie	Forced Outage Rate
SOF	fractie gepland onderhoud	Scheduled Outage Factor
SF	bedrijfsfactor	Service Factor
MTBFO	gemiddelde storingsvrije bedrijfstijd	Mean Time Between Forced Outages
MDT	gemiddelde onderhoudsduur	Mean Down Time
#storingen	aantal storingen in periode PH	
#onderhoud	aantal malen onderhoud in periode PH	

BIJLAGE D NORMSTELLING VOOR DE FOOTPRINT

In tabel D1 zijn kentallen voor een aantal willekeurige installaties weergegeven. Uit deze tabel blijkt dat de footprint van conventionele installaties sterk afhangt van het vermogen van de installatie. Een enkele grenswaarde voor de footprint voor alle vermogens is daarom niet zinvol.

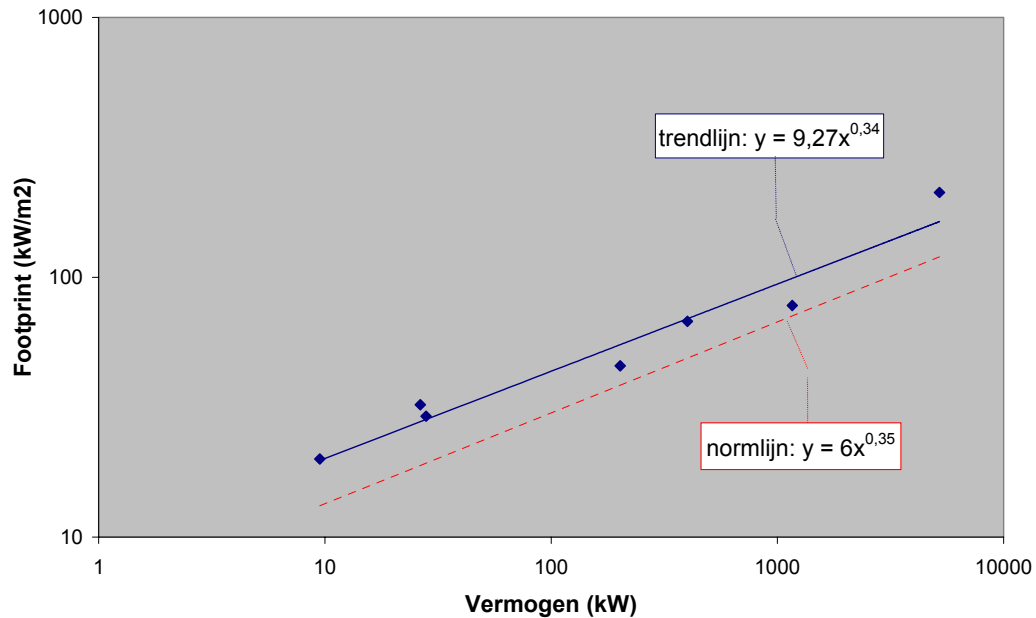
Tabel D1 Praktijkgegevens betreffende het ruimtebeslag van een aantal WK-installaties en stand-alone generatorsets (exclusief warmteafgiftesysteem)

fabrikant/type		elektrisch vermogen (kW)	specifiek vermogen (kW/kg)	vloer-belasting (kg/m ²)	vermogens-dichtheid (kW/m ³)	footprint (kW/m ²)
EcoPower	gasmotor	5	0,013	374	4,4	4,8
SenerTec	gasmotor	5,5	0,011	681	7,2	7,2
Mase	dieselmotor	9,5	0,037	531	29,1	20,0
Mase	dieselmotor	26,4	0,051	524	26,8	32,3
CapStone	gasturbine	28	0,057	510	15,4	29,2
Cummins	dieselmotor	202	0,076	598	35,5	45,6
Cummins	dieselmotor	400	0,086	791	38,7	67,7
CaterPillar	gasmotor	1165	0,075	1037	30,0	77,9
Solar Taurus 60	gasturbine	5200	0,159	1339	73,2	212,2

In figuur D1 is de relatie tussen de footprint en het vermogen van de units uit tabel D1 weergegeven. Het blijkt dat deze relatie goed benaderd kan worden met de mathematische vergelijking (trendlijn):

$$F = 9,27 P^{0,34} \quad (D1)$$

met F: de footprint in kW/m²
P: het vermogen in kW



Figuur D1 Het vermogen versus de footprint van een aantal conventionele WKK-installaties en de voorgestelde normlijn voor het programma van eisen

In figuur D1 is tevens een ondergrens (normlijn) weergegeven waar alle in tabel D1 genoemde units boven liggen. Voorgesteld wordt om deze lijn te hanteren voor de bepaling van de grenswaarde (minimumwaarde) voor de footprint bij een gegeven vermogen. Overwogen kan worden om beneden een bepaalde vermogensgrens (bijvoorbeeld 10 kW) een vaste minimumwaarde aan te nemen omdat beneden dit vermogen het verschil in footprint er waarschijnlijk weinig toe doet.

BIJLAGE E BRANDSTOFVOORBEWERKING

E.1 Inleiding brandstofvoorbewerking

Brandstofvoorbewerking is, zeker voor lage-temperatuur brandstofcellen, één van de belangrijkste stappen in een brandstofcelsysteem. De ontwikkeling van de SPFC (polymere brandstofcel) voor de mobiele en de stationaire markt (en dan met name de micro-WKK markt) heeft de ontwikkeling van de brandstofprocessors een nieuwe impuls gegeven. Brandstofprocessors zetten vloeibare en gasvormige brandstoffen (aardgas, biogas, methanol, benzine, diesel en dergelijke) om in een waterstofrijk gas, geschikt voor toepassing in een brandstofcel. Afhankelijk van het type brandstofcel is een verdergaande brandstofbewerking nodig (zie ook paragraaf 3.2, figuur 4). Tabel E1 geeft een overzicht van fabrikanten en samenwerkingsverbanden op dit gebied [1].

Tabel E1 Fabrikanten en samenwerkingsverbanden op het gebied van brandstofprocessors [1]

fabrikant/ samenwerkingsverband	land	activiteiten
DBB Fuel Cell Engines/ BASF AG	Duitsland	innovatief katalytisch systeem voor stoomreforming
GEC Alstom/ BG technology	Europa	ontwikkeling BOP ¹⁾ , gasbehandeling en reformertechnologie voor Alstom-Ballard SPFC-eenheid
Johnson Matthey	Engeland	ontwikkeling HotSpot reformer en Demonox technologie voor CO-verwijdering
Northwest Power Systems	V.S.	brandstofprocessor voor de reforming van methanol en diesel
Nuvera (samengaan van Epyx en DeNora)	Engeland, Italië	ontwikkeling "multi fuel" reformer
Shell/UTC Fuel Cells	Nederland	diverse programma's op het gebied van waterstof (SIR) en katalytische partiële oxidatie van koolwaterstoffen (SHY)

1) BOP = Balance Of Plant

In de volgende paragrafen wordt verder ingegaan op de verschillende stappen die in de brandstofvoorbewerking voor brandstofcelsystemen van belang zijn.

E.2 Ontzwaveling

Alle brandstofceltypen zijn gevoelig voor zwavelhoudende stoffen in de brandstof. Ontzwaveling is nodig tot een niveau van circa 0,1 ppm⁶ omdat anders de katalysatoren in de reformer (nikkel) of de brandstofcel (nikkel of platina) vervuild raken en het rendement van het gehele systeem drastisch daalt [2, 3].

Normaal aardgas in Nederland (consumentenkwaliteit) bevat 0,5-4 mg "natuurlijk" zwavel per Nm³ aardgas⁷ en 6,5 mg zwavel per Nm³ aan zwavelhoudende geurstof, in totaal dus circa 10 mg/Nm³ zwavel wat overeenkomt met circa 7 ppm. In Nederland wordt een alkylthiool (tetrahydrothiofeen) toegevoegd als geurstof [4]. Biogassen en diesel bevatten in de regel meer zwavel. Hoogzwavelige diesel bevat bijvoorbeeld 350 ppm zwavel, laagzwavelige diesel (EU-norm voor 2005) nog 50 ppm.

Voor de ontzwaveling van gasvormige brandstoffen zijn er twee belangrijke mogelijkheden [2, 3, 5]:

1. omzetting van alle zwavelhoudende stoffen in waterstofsulfide (H₂S) met behulp van waterstof op een cobalt-molybdeen katalysatorbed. Daarna wordt het gevormde waterstofsulfide gebonden aan zinkoxide. Een nadeel is dat deze reacties plaatsvinden bij circa 400 °C en er een extra toevoeging van waterstof nodig is. Zinkoxide is echter relatief goedkoop. De investeringskosten van deze methode (reactoren op hogere temperatuur, waterstofregelsysteem) zijn dus relatief hoog maar de bedrijfsvoeringskosten (waterstof en zinkoxide) zijn relatief laag. Deze methode lijkt daarom vooral geschikt voor grootschaligere toepassingen
2. adsorptie van zwavelhoudende componenten aan actieve kool, zeolieten of moleculaire zeven. Deze adsorptie vindt plaats bij kamertemperatuur. De reactor is relatief eenvoudig en goedkoop (niet veel meer dan een vat met adsorbens waar gas doorheen stroomt), echter het adsorbens is duurder. Deze methode is meer geschikt voor kleinere systemen.

⁶ ppm: parts per million = aantal volumedelen per miljoen

⁷ een Nm³ is een normaalkubieke meter onder standaardcondities van 1 atm. en 0 °C

Bijlage E blad 3

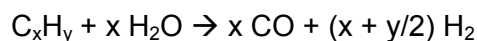
In de praktijk wordt meestal actieve kool gebruikt voor het adsorberen van zwavelhoudende stoffen. Een nadeel is, dat actieve kool weinig selectief is en ook hogere koolwaterstoffen uit de brandstof adsorbeert. Een ander nadeel is dat met name de geurstof thiofeen slecht geadsorbeerd wordt. Dat leidt tot een snelle verzadiging van het adsorbens en daarmee hoge vervangingskosten (zowel uurloon als kosten van het adsorbens zelf). Een praktijk-experiment in Nederland [6] resulteerde om deze reden in ontzwavelingskosten van 1,6 eurocent per kWh.

Recent is er echter een zeer selectief adsorbens op basis van natuurlijke mineralen getest [3]. De claim is dat dit materiaal veel goedkoper is dan een conventioneel adsorbens en dat de selectiviteit een factor 8 hoger is. Dit laatste houdt in dat veel minder (niet-zwavelhoudende) hogere koolwaterstoffen worden ingevangen en dat 8 keer minder adsorbens nodig is om dezelfde hoeveelheid zwavel in te vangen. Dit komt overeen met een adsorptievermogen van 9 gram thiofeen per liter adsorbens of 0,5 gewicht%. Aangenomen dat dit adsorbens minstens de helft goedkoper is dan actieve kool, zullen de kosten van ontzwaveling reduceren met een factor 16 ten opzichte van het eerder genoemde bedrag. Dit komt overeen met maximaal 0,1 eurocent per kWh.

Een alternatieve weg is het ontwikkelen van een zwavelbestendige katalysator voor de reformer. De brandstof kan dan eerst gereformd worden (zie paragraaf E.3). In de reformer worden alle zwavelhoudende componenten afgebroken tot H₂S en/of SO₂. Omdat een reformer toch al op een hogere temperatuur werkt (circa 800 °C) kan het gas daarna eenvoudig ontzwaveld worden in een zinkoxidebed. Voor zover bekend zijn er nog geen commerciële brandstofprocessors op de markt die voorzien zijn van zwaveltolerante katalysatoren.

E.3 Reforming

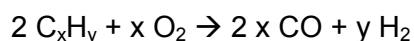
Onder reforming wordt verstaan het chemisch omzetten van koolwaterstoffen in waterstof en koolmonoxide. De twee belangrijkste processen hiervoor zijn stoomreforming en partiële oxidatie. Bij stoomreforming wordt de koolwaterstofverbinding (bijvoorbeeld methaan, aardgas, benzine, diesel, methanol, biogas, bio-olie) met behulp van stoom bij hoge temperatuur omgezet volgens:



Het resultaat is een mengsel van koolmonoxide en waterstof. Stoomreforming van methaan (aardgas) vindt in de regel bij een temperatuur rond de 800 - 1000 °C plaats. Stoomreforming is een endotherm proces, er is warmte nodig om het proces te laten verlopen. Deze warmte wordt geproduceerd door het extern verbranden van brandstof (bijvoorbeeld niet-gebruikte brandstof uit een brandstofcelstack). Om de warmte over te dragen aan het stoomreformingproces zijn verschillende reformerontwerpen mogelijk die gebruik maken van warmteoverdracht door geleiding of straling. Het voert te ver om hier verder op in te gaan.

Doordat overdracht van warmte nodig is via straling of geleiding, is stoomreforming in de regel een traag proces. Het opstarten van de reactor duurt lang en ook de reactie op belastingvariaties is traag. De efficiëntie van een stoomreformingproces is relatief hoog (70 - 80%) [7, 8], gebaseerd op de enthalpieverhouding van de ingaande brandstof en de uitgaande waterstof). Echter, de efficiëntie van de reformer hangt sterk af van de hoeveelheid stoom die wordt toegevoegd en van de integratie met bijvoorbeeld een brandstofcelstelsysteem. Zo dient de benodigde stoom gemaakt te worden uit water, wat extra verdampingswarmte kost. Voor het aanvuren van de reformer kan brandstof gebruikt worden die vrijkomt uit een brandstofcelstack. De warmte die vrijkomt bij het reformingproces kan nuttig gebruikt worden. Het rendement van de brandstofprocessor op zich is dus een parameter die pas in systeemverband goed kan worden beoordeeld.

Bij partiële oxidatie wordt alleen zuurstof toegevoegd. De reactievergelijking wordt dan:



Deze reactie is exotherm, er komt warmte bij vrij. Omdat er geen indirecte warmteoverdracht nodig is naar het reformingsproces via geleiding of straling, zijn reactoren voor partiële oxidatie in de regel klein, snel en naar verwachting ook goedkoop in vergelijking tot stoomreformers. De efficiency is echter laag. Een ander nadeel is, dat in de praktijk gebruik gemaakt wordt van lucht in plaats van zuivere zuurstof. Omdat lucht circa 80% stikstof bevat, wordt ook de waterstof sterk verdund. Circa 30 - 35% van het reformaat bij partiële oxidatie met lucht bestaat uit waterstof [9]. Bij partiële oxidatie is een katalysator niet noodzakelijk maar wordt wel toegepast.

Bijlage E blad 5

Een tussenweg is de zogenaamde autotherme reforming. Hierbij wordt zowel zuurstof als stoom toegevoegd, waarbij netto geen warmte wordt opgenomen of afgestaan door de reactor. De eigenschappen van de autotherme reformer liggen tussen die van de stoom-reformer en de partiële reformer in.

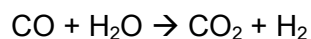
Voor de volledigheid wordt opgemerkt dat in een reformer een aantal ongewenste reacties kunnen optreden. De belangrijkste daarvan zijn:

1. koolstofvorming door het "kraken" van hogere koolwaterstoffen. Door koolstofvorming kunnen gaskanalen verstopt raken. De remedie is om voldoende stoom toe te voegen
2. koolstofvorming door de Boudouard-reactie ($2 \text{CO} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{C}$) en door CO-hydrogenatie ($\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{C}$). De remedie is eveneens om voldoende stoom aan het aardgas toe te voegen. In de praktijk wordt de zogenaamde stoom-koolstofverhouding als maat gehanteerd. Deze dient rond de 2 á 3 te liggen om koolstofvorming te voorkomen
3. vorming van ammoniak ($3 \text{H}_2 + \text{N}_2 \rightarrow 2 \text{NH}_3$). Dit komt vooral voor bij stoomreforming van Nederlands aardgas van Slochterenkwaliteit (met circa 14% stikstof) of bij partiële oxidatie. Ammoniak kan schadelijk zijn voor bijvoorbeeld polymere- en fosforzure brandstofcellen en is ook schadelijk voor de gewassen.

Door de relatief lage temperatuur in een reformer, vergeleken met een conventionele gasturbineverbrandingskamer is de NO_x -vorming in een reformer laag. Om het kraken van hogere koolwaterstoffen in een brandstofcelstack te voorkomen, wordt vaak prereforming toegepast waarbij alle hogere koolwaterstoffen worden afgebroken tot CH_4 , CO_2 , CO en/of H_2 , maar waarbij nog niet alle methaan is omgezet.

E.4 Omzetting koolmonoxide in waterstof

In alle reformers wordt een mengsel van hoofdzakelijk waterstof en koolmonoxide geproduceerd. Voor hoge-temperatuur brandstofcellen is koolmonoxide een goede brandstof, in lage temperatuur brandstofcellen (PAFC, SPFC) vergiftigt het in meer of mindere mate de platina katalysator. Daarom wordt via de zogenaamde water-gas shiftreactie, koolmonoxide omgezet in waterstof met behulp van stoom:



Deze reactie is exotherm. In de praktijk worden vrijwel altijd twee shiftreactoren toegepast, de hoge-temperatuur shiftreactor (bij circa 350 °C) en de lage-temperatuur shiftreactor (bij circa 200 °C). De koolmonoxideconcentratie na de lage-temperatuur shiftreactor is, uitgaande van stoomreforming, circa 0,4% [5]. Voor een fosforzure brandstofcel (PAFC) is dit acceptabel. Voor een polymere brandstofcel (SPFC) is dit percentage CO echter schadelijk. Een verder CO-verwijdering is dan noodzakelijk (zie paragraaf E.5).

E.5 Verwijdering van koolmonoxide

Een polymere brandstofcel heeft een tolerantie voor CO van maximaal 10 ppm (0,01%). Er zijn in de praktijk drie manieren om dit niveau te bereiken [5]:

1. toepassing van een preferente-oxidatiereactor. Onder toevoeging van een kleine hoeveelheid lucht wordt de nog aanwezige koolmonoxide met behulp van zuurstof en een selectieve katalysator omgezet in kooldioxide. De selectiviteit van de katalysator is van groot belang omdat bij een lage selectiviteit ook waterstof wordt omgezet in water wat rendementsverlies betekent
2. methaniseren volgens de reactie $\text{CO} + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ (in feite dus omgekeerde reforming). Dit heeft als nadeel dat ook CO_2 gemethaniseerd kan worden volgens $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$. Methaan wordt niet omgezet in een SPFC maar is ook niet schadelijk voor de stack (het is wel een broeikasgas!). Als de niet-gebruikte brandstof uit de brandstofcelstack wordt verbrand of teruggevoerd in de reformer, wordt het gevormde methaan nuttig gebruikt. Als de katalysator niet selectief genoeg is, kan de water-gas shiftreactie omgekeerd optreden (zie paragraaf E.4) waardoor juist CO wordt gemaakt in plaats van verwijderd. Dit is een belangrijk aandachtspunt bij het ontwerp van een methaniseringsreactor
3. als laatste is fysische scheiding mogelijk met behulp van pressure-swing absorptie of membraanscheiding [10]. Dit zijn processen die veel energie of een hoge druk vragen en voor toepassing in een kleinschalig brandstofcelsysteem niet geschikt zijn.

Beide chemische methoden (selectieve oxidatie en methaniseren) kunnen reeds bij omgevingsdruk worden uitgevoerd en zijn, op de schaalgrootte van de beoogde brandstofcelsystemen, een betere keuze dan fysische scheiding met membranen of pressure-swing absorptie. In de huidige praktijk wordt preferente oxidatie (PROX) van CO nog het meest toegepast.

E.6 **Verwijdering van ammoniak**

In geval van stoomreforming van Slochteren kwaliteit aardgas (met een gehalte van circa 14% aardgas) of in geval van partiële oxidatie van brandstoffen met omgevingslucht ontstaat ammoniak in de reactor door de reactie tussen stikstof en het gevormde waterstof. Ammoniak is schadelijk voor het membraan van een polymere brandstofcel. Op basis van de verwachte samenstelling van het reformaat en op basis van Powell [11] wordt de ammoniakconcentratie in aardgas na stoomreforming geschat op 1-35 ppm. Volgens Powell [11] is een concentratie van minder dan 1 ppm noodzakelijk om schade aan het membraan van de brandstofcel te voorkomen.

Voor het verwijderen van ammoniak in deze lage concentraties is adsorptie een goede methode. Actieve kool [11] blijkt toepasbaar en heeft een capaciteit van circa 1% op gewichtsbasis. Dit ligt een factor 10 boven de capaciteit voor thiofeen. Powell maakt melding van een specifiek ontwikkeld adsorbens met een 10 maal hogere capaciteit (10 gewicht%). Over de kosten van dit nieuwe adsorbens doet Powell geen melding. Indien uitgegaan wordt van actieve kool als adsorbens en indien rekening gehouden wordt met de hogere capaciteit voor ammoniak, het verschil in moleculair gewicht tussen ammoniak en thiofeen en het verschil in concentratie van thiofeen en ammoniak in de brandstof kan een voorzichtige schatting gemaakt worden van de kosten voor ammoniakverwijdering. Deze bedragen maximaal 0,16 eurocent per kWh maar kunnen, afhankelijk van de kosten van het alternatieve adsorbens en de concentratie ammoniak in de brandstof een factor 10 tot 100 lager uitvallen.

E.7 **Verwijdering van kooldioxide**

Na de in de voorgaande paragrafen behandelde reinigungsstappen rest nog een schoon gasmengsel met alleen H_2 , CO_2 , H_2O en N_2 . Voor een SPFC-cel is dit (eventueel na het uitkoelen van het water) voldoende. De alkalische cel is echter gevoelig voor CO_2 . Dit vormt, samen met het basische elektrolyt van de cel, slecht-oplosbare zouten die schade veroorzaken. Zowel uit de brandstof als uit de lucht naar de SPFC toe dient CO_2 verwijderd te worden.

Fysische scheiding is, zoals reeds besproken in paragraaf E.5, praktisch niet haalbaar. Mogelijkheden zijn natte wassing in bijvoorbeeld een kaliumhydroxideoplossing of adsorptie aan lithium. De eerste methode is het meest geschikt voor de hogere concentraties in het reformergas, de tweede methode is meer geschikt voor lucht, waarin de concentratie aan CO₂ veel lager is. De verwijdering van CO₂ uit de lucht is relatief bewerkelijk omdat het om grotere volumina gaat dan bij het reformergas. Lucht bevat immers veel meer stikstof en zuurstof die ook het wasproces moeten doorlopen.

E.8 Toepassing van biobrandstoffen

Biobrandstoffen dienen in principe vloeibaar of gasvormig te zijn om in brandstofcel-systemen te kunnen worden toegepast. Dit is een kwestie van systeemdefinitie. Brandstofcel-systemen kennen al een brandstofvoorbewerkingsstap die in principe geschikt is voor vloeibare en gasvormige koolwaterstofbevattende brandstoffen, voor vaste biobrandstoffen zou een aparte vergassings- of pyrolysestap nodig zijn die vooralsnog niet tot een brandstofcel-systeem wordt gerekend.

Gasvormige biobrandstoffen kunnen afkomstig zijn van vergassing of vergisting van biomassa hetzij in een speciale installatie, hetzij op "natuurlijke" wijze (bijvoorbeeld stortgas). Vloeibare biobrandstoffen zijn onder te verdelen in:

- afgewerkte vetten en oliën
- koud geperste oliën
- biodiesel (veresterde koud geperst bio-olie)
- pyrolyse-olie.

De in deze appendix behandelde brandstofvoorbewerkingsstappen zijn in principe geschikt om van al deze biobrandstoffen een waterstofrijke mengsel te maken. Van belang is vooral welke vervuilingen er in de biobrandstoffen aanwezig zijn. Naar de invloed van vervuiling in brandstoffen op brandstofcel-systemen is uitgebreid onderzoek gedaan (zie onder andere [12, 13, 14, 15, 16]). Naast de reeds behandelde zwavelverbindingen, ammoniak en koolmonoxide zijn chloorverbindingen, organische siliciumverbindingen en fijne deeltjes de belangrijkste schadelijke verontreinigingen in biobrandstoffen. Chloorverbindingen veroorzaken corrosie in alle typen brandstofcellen. Organische siliciumverbindingen (siloxanen) kunnen bij verhitting overgaan in siliciumoxide dat kan neerslaan binnen de brandstofcel. Fijne deeltjes kunnen verstopping van de gaskanalen en de katalysatorbedden veroorzaken.

Bijlage E blad 9

Het gebruik van biobrandstoffen vraagt dus om extra reinigungsstappen om chloorverbindingen, siloxanen en stofdeeltjes te verwijderen. Chloorverbindingen kunnen met actieve kool verwijderd worden. Voor de verwijdering van siloxanen (die overigens niet vaak voorkomen in biobrandstoffen) wordt in de regel een natte wassing met speciale vloeistoffen gebruikt. Voor zover stofdeeltjes een eventueel aanwezige natte wassing overleven, kan naar verwachting een standaard stoffilter, afgestemd op de deeltjesgrootte, worden toegepast.

Biobrandstoffen kunnen een aanzienlijk percentage water bevatten. Voor een brandstofcel-systeem hoeft dit geen probleem te zijn omdat waterdamp nodig is voor de omzetten van koolwaterstoffen in waterstof en kooldioxide.

Biogassen, afgewerkte vetten en oliën en pyrolyse-olie bevatten in de regel zoveel verontreinigingen dat bovengenoemde extra reinigungsstappen noodzakelijk zijn. Koudgeperste bio-olie en biodiesel zijn relatief schone brandstoffen en kunnen naar inschatting (praktijkexperimenten zijn niet bekend) zonder extra reiniging (hoogstens met een wat groter uitgevoerde ontzwavelingssectie) in een brandstofcelsysteem worden gebruikt. Het omzetten van bio-olie in biodiesel is dan een overbodige stap. Dit is een voordeel van brandstofcel-systemen boven dieselmotoren.

LITERATUUR BIJLAGE E

- [1] KEMA, 2000 (Gerwen, R.J.F. van en Mesland, A.J.M.). Statusrapport brandstofcellen 1999, KEMA-rapport 99560311-KPS/SEN 00-3014 d.d. 24 januari 2000.
- [2] KEMA, 2002 (Gerwen, R.J.F. van). Potentieelscan hoogrendement hybride brandstofcelsystemen op basis van een vast-oxide brandstofcel, KEMA-rapport 50161016-KPS/SEN 01-3048 d.d. 19 april 2002.
- [3] Wild, P.J. de et al., 2002. Removal of sulphur-containing odorants from natural gas for PEMFC-based micro-combined heat and power applications.
- [4] KEMA, 1996a (Venderbosch, H.W.). Oriëntatie ontzwaveling van aardgas voor brandstofcellen, KEMA-rapport 34051-FPP 95-4612 d.d. 10 januari 1996.

- [5] Reimert. R. et al., 2002. Erdgasaufbereitung für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen, BWK jrg. 54, nr. 9.
- [6] EDB, 2001. EDB/ELSAM 100 kWe SOFC Field Test, Final Report Executive Summary, EnergieNed, januari 2001.
- [7] Mauzey, 2000 (Mauzey, J. et al.). Automotive Fuel Processor, Abstracts van het 2000 Fuel Cell Seminar, Portland (OR), VS, 30 oktober t/m 2 november, pp. 534-537.
- [8] ROES, 2000 (Roes, J. et. al.). Electricity and heat via natural gas reforming PEMFC for residential power supply, Abstracts van het 2000 Fuel Cell Seminar, Portland (OR), VS, 30 oktober t.m. 2 november, pp. 313-316.
- [9] Edlund, 2000 (Edlund, D.J. en Pledger, W.A.). An integrated Fuel processor For PEM Fuel Cells, Northwest Power Systems, LLC.
- [10] Ullmann, 2201. Ullmann's Encyclopedia, Sixth Edition, 2001 Electronic Release, Wiley-VCH.
- [11] Powell, M.R. et al., 2002. Ammonia-based hydrogen generation for fuel cell power supplies, 23rd Army science conference, December 2-5, 2002, Orlando, Florida.
- [12] KEMA, 1992 (Janssen, F.J.J.G.). Vervuiling van de fosforzure brandstofcel, KEMA-rapport 94463-CMO 92-3038 d.d. 6 augustus 1992.
- [13] KEMA, 1994 (Venderbosch, H.W.). Vervuiling en degradatie van de gesmolten-carbonaat brandstofcel (MCFC), KEMA-rapport 41545-FPP 93-4032 d.d. 21 januari 1994.
- [14] KEMA, 1994 (Venderbosch, H.W.). Vervuiling en degradatie van de vast-oxyde brandstofcel (SOFC), KEMA-rapport 41675-FPP 94-4085 d.d. 7 december 1994.

Bijlage E blad 11

- [15] Hoogers, G., Renewable fuel cell power from biogas, Renewable Energy World, november-december 2001, via: http://www.jxj.com/magsandj/rew/2001_06/-renewable_fuel_cell.html.
- [16] IEA Bioenergy, Task 24. Upgrading and utilization of biogas, via: www.novaenergie.ch/iea-bioenergy-task37/Dokumente/Biogas%20upgrading.pdf.