

Sachverständigenauftrag

„Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme“

Laufzeit des Vorhabens: 01. Juli 2011 – 29 Februar 2012

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vertreten
durch den Projektträger Jülich (PtJ – ERG 4)

Auftragnehmer: IZES gGmbH

Version: überarbeiteter Endbericht

Ansprechpartner: Dr. Bodo Groß
Altenkesseler Str. 17A1
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
E-Mail: gross@izes.de

Autoren: Bodo Groß
Alexander Zipp
Hermann Guss
Michael Brand
Uwe Leprich

Saarbrücken, den 31. August 2012

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	IX
1 Stand der Technik	1
1.1 Stationäre Brennstoffzellen mit überwiegender Wertschöpfung in Deutschland	1
1.1.1 BAXI Innotech GmbH	1
1.1.2 Ceramic Fuel Cells Limited	3
1.1.3 Hexis AG	4
1.1.4 Riesaer Brennstoffzellentechnik GmbH	5
1.1.5 Vaillant GmbH	6
1.1.6 Weitere & ehemalige Akteure	7
1.2 Brennstoffzellen Europa	8
1.3 Brennstoffzellen Nordamerika	9
1.4 Brennstoffzellen Japan	10
1.5 Zusammenfassung	11
2 Brennstoffzellensysteme im internationalen Vergleich	12
2.1 Vergleich technologischer Kenndaten	12
2.2 Vergleich der nationalen strategischen Zielsetzung	13
2.3 Zusammenfassende Gesamtbetrachtung	14
3 Vergleich der nationalen Markteinführungsstrategien und Programmen zu Brennstoffzellensystemen	16
3.1 USA	16
3.1.1 Department of Energy	16
3.1.2 Department of Defense	20
3.1.3 Sonstige Ministerien	21

3.1.4	Förderung durch Bundesstaaten	22
3.1.5	Steuergutschriften	22
3.2	Japan.....	24
3.2.1	Fuel Cell Commercialization Conference of Japan.....	24
3.2.2	Ministry of Economy, Trade and Industry	26
3.3	Europa	29
3.3.1	Forschungsrahmenprogramm	29
3.3.2	EUREKA.....	31
4	Rahmenbedingungen für die Markteinführung von Brennstoffzellensystemen	33
4.1	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.....	33
	Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur KWKG-Novelle	36
4.2	Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	37
4.3	Energiesteuergesetz.....	39
4.4	Stromsteuergesetz.....	41
4.5	Energiewirtschaftsgesetz.....	42
4.6	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz	45
5	Wettbewerbsbedingungen für Brennstoffzellen im Stromsystem	47
5.1	Strom- und Wärmepreisszenarien	47
5.2	Exkurs: Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung	50
5.3	Ein Level Playing Field für Stromerzeugungstechnologien.....	52
5.4	Zusammenfassende Bewertung	56
6	Analyse der Technologie Brennstoffzelle als Zukunfts- und Brückentechnologie.....	57
6.1	KWK als Effizienztechnologie	58
6.2	Besondere Rolle der Brennstoffzelle	62
7	Überblick über das Portfolio möglicher Förderinstrumente	65
8	Vorschlag für ein Markteinführungsprogramm	69
8.1	Technische Benchmarks	69

8.2 Brennstoffzellen mit 0,25 - 5 kW _{el} Leistung.....	71
8.3 Brennstoffzellen mit > 5 kW _{el} Leistung.....	87
Literatur	89
Anhang I: Ablauf der Einsatzsimulation (Ausgleich FEE)	94
Anhang II: Eingaben und Annahmen der Einsatzsimulation	95
Anhang III: Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitrahmen des DoE zur Markteinführung der Brennstoffzelle	20
Abbildung 2: Kommerzialisierungsszenario von Brennstoffzellenfahrzeugen nach FCCJ	24
Abbildung 3: Szenario des METI für die Markteinführung der stationären Brennstoffzelle.....	28
Abbildung 4: Budgetaufteilung des FCH-JU im Jahr 2009	30
Abbildung 5: Durchschnittliche Jahresgesamtkosten bei der Stromeigenverwertung privater Haushalte (Quelle: [Prognos/BEA 2011, S.63].....	35
Abbildung 6: Auswirkung der 70 % Nutzungsgradgrenze für Energiesteuerentlastung auf die Betriebsweise einer KWK-Anlage [eigene Berechnungen].....	41
Abbildung 7: Grenzübergangspreis für Erdgas in verschiedenen Szenarien (Quelle: [BWMi 2011] [ÖKOI/Prognos 2009], [Nitsch et al 2010a] ,[BReg 2010b.]	48
Abbildung 8: Haushaltspreise für Strom und Gas und deren Verhältnis (Quelle: [ÖKOI/Prognos 2009, S.50], [BMWi 2011], eigene Berechnungen).....	49
Abbildung 9: Level Playing Field von Stromerzeugungstechnologien (eigene Darstellung)	53
Abbildung 10: Funktionsweise des DG-Hybrid Incentive [Leprich et al. 2008, S. 24]	55
Abbildung 11: CO ₂ -Einsparung der KWK-Erzeugung in Millionen Tonnen (Quelle: [Prognos/BEA 2011, S. 104]).....	61
Abbildung 12: Endenergieverbrauch zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung in KWK-Anlagen (eigene Darstellung auf Basis von [Nitsch et al. 2010b, S.44 ff.].....	62
Abbildung 13: CO ₂ -Emissionen der betrachteten Techniken auf der Basis des KWK-Verdrängungsmix (Quelle: [FfE 2007, S. 191], verändert IZES gGmbH)	63
Abbildung 14: Jahreskostenvergleich über eine Lebensdauer von 10 Jahren verschiedener KWK-Technologien mit 1 kWel Leistung zum Zeitpunkt der geplanten Markteinführung.....	74
Abbildung 15: Investitionsförderung (2013-2016) pro Anlage in Abhängigkeit der elektrischen Leistung.....	79

Abbildung 16: Investitionsförderung (2017-2020) pro Anlage in Abhängigkeit der elektrischen Leistung.....	80
Abbildung 17: Verlauf der jährlichen geschätzten Summe der Investitionsförderung.....	82
Abbildung 18: Bonus-Energieumwandlungsvergütung.....	83
Abbildung 19: Höhe der Bonus-Energieumwandlungsvergütung für verschiedene Leistungsklassen.....	84
Abbildung 20: Verlauf der jährlichen geschätzten Summe für eine Bonusvergütung für Brennstoffzellen $\geq 0,25 \text{ kW}_{\text{el}} \leq 5 \text{ kW}_{\text{el}}$	85
Abbildung 21: Verlauf des jährlichen Budgets des Markteinführungsprogramms für die Szenarien A, B und C.....	86
Abbildung 22: Verlauf des kumulierten Budgets des Markteinführungsprogramms für die Szenarien A, B und C.....	86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aktive Brennstoffzellenhersteller mit überwiegender Wertschöpfung in Deutschland.....	1
Tabelle 2: Brennstoffzellen bis 5 kW _{el} mit hohem Anteil deutscher Wertschöpfung und japanischer Hersteller”	12
Tabelle 3: Budget des Hydrogen & Fuel Cell Programme in Millionen Euro.....	19
Tabelle 4: Budget des Residential PEM-Fuel Cell Demonstration Program	21
Tabelle 5: Projektliste der NEDO.....	27
Tabelle 6: Aktuelle EUREKA-Projekte zur Brennstoffzellenforschung.....	32
Tabelle 7: Mögliche EEG-Einspeisevergütungen für Brennstoffzellen (Stand Juli 2011)	37
Tabelle 8: Brutto-Brennstoffnutzungsgrad fossiler Kraftwerke in 2009 (Quelle: UBA 2011a).....	59
Tabelle 9: Technische Benchmarks für die Programmphasen in Abhängigkeit der Netto-Leistung.....	71
Tabelle 10: Entwicklung der Stückzahlen und Investitionskosten in Japan, abgeleitete Lernfaktoren.....	76
Tabelle 11: Szenario-Annahmen	77
Tabelle 12: Szenario-Stückzahlen für das Markteinführungsprogramm	77
Tabelle 13: Höhe der Investitionsförderung für Brennstoffzellen $\geq 0,25 \leq 5$ kW _{el}	78

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BZH	Brennstoffzellenheizgerät
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DoD	Department of Defense
DoE	Department of Energy
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
el.	elektrisch
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCCJ	Fuel Cell Commercialization Conference of Japan
FP	Forschungsrahmenprogramm
IBZ	Initiative Brennstoffzelle
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NIP	Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
PEM	Proton Exchange Membrane
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
StromStG	Stromsteuergesetz
th.	thermisch
vNNE	vermiedenen Netznutzungsentgelte

1 Stand der Technik

1.1 Stationäre Brennstoffzellen mit überwiegender Wertschöpfung in Deutschland

In Tabelle 1 sind öffentlich zugängliche Informationen derzeit aktiver Hersteller mit überwiegender Wertschöpfung in Deutschland auf dem Gebiet Entwicklung, Herstellung und Vertrieb von stationären Brennstoffzellensystemen aufgelistet. Es sind weitere Firmen aktiv, jedoch öffentlich keine Informationen bezüglich deren Entwicklungsstände verfügbar. Nachfolgend werden die Aktivitäten detailliert vorgestellt. Die Bereiche „frühe Märkte“, Mobilität, Forschung & Entwicklung und nicht zuletzt die Aktivitäten im Bereich der Zulieferindustrie werden im Rahmen dieser Zusammenfassung nicht betrachtet. In der folgenden Tabelle sind die Brennstoffzellensystemhersteller alphabetisch geordnet. Zur besseren Vergleichbarkeit der einzelnen Systeme enthält Tabelle 1 zusätzlich Informationen zum Brennstoffzellentyp und der maximalen elektrischen und thermischen Leistung.

Firma	Bezeichnung	Technologie	Leistung (el./th.)
BAXI Innotech GmbH	GAMMA 1.0	NT-PEFC	1 kW / 1,7 kW
Ceramic Fuel Cells Limited	BlueGen™	SOFC	2 kW / 1 kW
Hexis GmbH	Galileo 1000 N	SOFC	1 kW / 2 kW
Riesaer Brennstoffzellentechnik GmbH	Inhouse5000	NT-PEFC	5 kW / 10 kW
Vaillant GmbH	%	SOFC	1 kW / 2 kW

Tabelle 1: Aktive Brennstoffzellenhersteller mit überwiegender Wertschöpfung in Deutschland

Die nachfolgenden Informationen stammen, wenn nicht anders gekennzeichnet, aus den Fuel Cells Bulletin der Jahre 2010 und 2011.

1.1.1 BAXI Innotech GmbH

Typenbezeichnung:	GAMMA 1.0
Technologie:	NT- PEFC (Betriebstemperatur 70 °C)
Brennstoff:	Erdgas

Entwicklungsphase:	Gamma Phase, Kleinserie
Anzahl der Geräte im Einsatz:	~ 140 ¹ Anlagen
max. elektrische Leistung:	1,0 kW
max. thermische Leistung:	1,7 kW
thermische Zusatzleistung:	3,5 bis 20 kW (integrierter Brennwertkessel)
max. elektrischer Wirkungsgrad:	0,32
max. Gesamtwirkungsgrad:	0,85 (nur Brennstoffzellenheizgerät)

Die Gesellschaft wurde im Jahr 2000 als european fuel cell GmbH mit Sitz in Hamburg gegründet. Seit 2002 gehört die Gesellschaft als Tochterunternehmen der international agierenden BAXI Gruppe mit Sitz in Derby an, welcher auch die Unternehmen August Brötje GmbH sowie die SenerTec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH angehören. Seit März 2007 firmiert die european fuel cell GmbH unter dem aktuellen Namen BAXI Innotech GmbH. Seit November 2009 bilden die BAXI Gruppe und die bisherige DeDietrich Remeha Gruppe die neue Firmengruppe BDR Thermea. Dementsprechend verfügt BAXI Innotech über ein gut ausgebautes und leistungsfähiges Vertriebsnetz in Europa.

Der aktuelle technische Stand des Brennstoffzellenheizgeräts (BZH) GAMMA 1.0 wurde auf Grundlage der zwischen 2005 und 2009 im Feld getesteten BETA 1.5 bzw. BETA 1.5 plus Geräte erarbeitet. Der darin eingesetzte eigenentwickelte Brennstoffzellenstapel mit 1,5 kW elektrischer und 3,0 kW thermischer Leistung wurde beim GAMMA 1.0 Gerät durch einen Stapel der Firma Ballard Power Systems Inc. mit Sitz in Kanada ersetzt. Dazu haben die beiden Unternehmen zu Beginn des Jahres 2009 einen Liefer-, Lizenz- und Kooperationsvertrag für die ersten beiden Phasen des callux-Projekts abgeschlossen. Ballard gehört hinsichtlich der Herstellung von Brennstoffzellenstapeln zur Weltspitze. Die Kompletteräte der Serie GAMMA 1.0 werden weiterhin in Hamburg gefertigt und dort vor Auslieferung getestet. Der von BAXI im GAMMA 1.0 eingesetzte Brennstoffzellenstapel hat eine elektrische Leistung von 1,0 kW und eine thermische Leistung von 1,7 kW bei einer durchschnittlichen Betriebstemperatur von 70 °C. Die Gesamtanlage hat eine Größe von etwa 1600*600*600 mm. Aufgrund der möglichen Leistungsmodulation zwischen 30 und 100 % Volllast, in Verbindung mit dem BAXI Energiemanagementsystem, sollen jährliche Laufzeiten von bis zu 5.000 Stunden erreicht werden. Die gewonnenen Erkenntnisse aus dem callux-Projekt, in Kombination mit dem Aufbau einer eigenen automatisierten Fertigungslinie, sollen die Kosten des Gamma 1.0 BZH möglichst

¹ Davon etwa 120 Anlagen im Rahmen des callux Projekts (Stand Februar 2012)

früh an ein marktfähiges Niveau heranführen. Im Rahmen des callux-Projekts sollen bis Ende 2012 etwa 350 GAMMA 1.0 BZH installiert und intensiv getestet werden um bis zum Jahr 2015 die nötigen Betriebserfahrungen für eine erfolgreiche, durch ein entsprechendes Programm flankierte, Markteinführung zu generieren. Die Markteinführung selbst soll Anfang 2014 beginnen.

Das BZH GAMMA 1.0 wird seit 2008 im Rahmen des bundesweiten callux-Feldtests, dem derzeit in der Umsetzung befindlichen Praxistest zur Marktvorbereitung von Brennstoffzellen, eingesetzt und intensiv erprobt. In Kooperation mit E.ON Hanse sollen alleine im Hamburger Wirtschaftsraum etwa 100 BZH installiert werden. Mittlerweile sind bundesweit etwa 140 Geräte in Betrieb (Stand: Februar 2012). Gemäß Aussage von Herrn Gummert, Geschäftsführer von BAXI Innotech, steht die Markteinführung des BZH bevor, lediglich einige technische Aufgabenstellungen sowie die Kostenreduzierung seien noch zu lösen bzw. zu erreichen.

1.1.2 Ceramic Fuel Cells Limited

Typenbezeichnung:	BlueGen™
Technologie:	SOFC (Betriebstemperatur ~ 750 °C)
Brennstoff:	Erdgas
Entwicklungsphase:	Gamma Phase
Anzahl der Geräte:	~ 140 Anlagen verkauft (+ 500 bis Ende 2012)
max. elektrische Leistung:	2,0 kW
max. thermische Leistung:	1,0 kW
max. elektrischer Wirkungsgrad:	0,60 (bei 1,5 kW)
max. Gesamtwirkungsgrad:	0,85

Als Ausgründung aus einem australischen Forschungsinstitut wurde das Unternehmen 1992 mit Hauptsitz in Melbourne gegründet. Im Jahr 2006 wurde gemeinsam mit der EWE AG und der Gebr. Bruns Heiztechnik GmbH mit der Entwicklung eines Brennstoffzellenheizgeräts begonnen. Im Oktober 2009 startete Ceramic Fuel Cells Limited (CFCL) die automatisierte Kleinserienproduktion von SOFC- Stapeln im Industriepark Oberbruch in Heinsberg, Nordrhein-Westfalen. Das BZH BlueGen™ wurde im Jahr 2010 CE zertifiziert. Nach Angaben von CFCL können derzeit pro Woche bis zu 20 komplette BlueGen™ BZH in Heinsberg gefertigt werden. Die Gesamtproduktionskapazität in Heinsberg liegt bei 10.000 Einheiten pro Jahr. CFCL betreibt zum jetzigen Zeitpunkt (Stand Januar 2012) Tochtergesellschaften – sowohl

Produktion als auch Vertrieb – in Großbritannien, Holland und Deutschland und beschäftigt weltweit etwa 130 Mitarbeiter, davon etwa 25 in Deutschland.

Das BlueGen™ BZH hat gemäß Datenblatt eine maximale elektrische Leistung von 2 kW bei einer korrespondierenden thermischen Leistung von maximal 1 kW. Kernkomponente des BZH, mit den Maßen von etwa 900*600*600 mm, ist das von CFCL gefertigte Brennstoffzellenmodul Gennex™, welches bei einer durchschnittlichen Temperatur von 750 °C betrieben wird. Außer der Hauptanwendung als Beistell-BZH im Bereich von Ein- und Zweifamilienhäusern ist das Gennex™ Modul grundsätzlich auch für den Einsatz als reiner Stromgenerator, z. B. in Verbindung mit Elektromobilität geeignet.

Mit Stand Januar 2012 meldet, dass bisher mehr als 130 BlueGen™ BZH an Kunden aus neun Staaten (Australien, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Holland, Italien, Japan, Schweiz und USA) ausgeliefert wurden. Nach erfolgter Förderzusage im Juli 2011 werden beispielsweise gemeinsam mit EWE und Bruns Heiztechnik bis Ende 2012 200 BlueGen™ BZH im Rahmen des nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzelle (NIP) installiert und im Feld getestet.

Hervorzuheben ist der hohe elektrische Wirkungsgrad des BlueGen™ BZH, den CFCL mit 60 % bei einer elektrischen Einspeiseleistung von 1,5 kW angibt. Mit diesem Wert liegt das BlueGen™ BZH weit über den von der Konkurrenz publizierten Werten. Laut Aussage von CFCL erreicht das BZH somit den höchsten elektrischen Wirkungsgrad weltweit. Die technischen Voraussetzungen für eine Markteinführung ab 2013/14 sollen mit Hilfe des Feldtests erreicht werden. Das BlueGen™ BZH ist als Beistellgerät konzipiert und kann deshalb stromgeführt betrieben werden.

1.1.3 Hexis AG

Typenbezeichnung:	Galileo 1000 N (Vau2 → Vau3) [RBZ WS 2011]
Technologie:	SOFC (Betriebstemperatur > 800 °C)
Brennstoff:	Erdgas
Entwicklungsphase:	Gamma Phase, Kleinserie
Anzahl der Geräte im Einsatz:	~ 100 Anlagen in Betrieb
max. elektrische Leistung:	1,0 kW
max. thermische Leistung:	2,0 kW
thermische Zusatzleistung	5 bis 20 kW (integrierter Brennwertkessel)
max. elektrischer Wirkungsgrad:	0,3 (Ziel: 0,35)
max. Gesamtwirkungsgrad:	0,92 (bezogen auf Hu bei TR = 40 °C)

Ende 2005 hat der Schweizer Konzern Sulzer mit Hauptsitz in Winterthur beschlossen, das Geschäftsfeld Brennstoffzellentechnologie und, damit verbunden, die 1997 gegründete Sulzer Hexis AG aufzugeben. Am 01. Januar 2006 übernahm die in der Schweiz ansässige Stiftung Kunst, Kultur und Geschichte 100 % der Aktien der Sulzer Hexis AG und firmiert seit Anfang 2006 eigenständig unter dem Namen Hexis AG. Die Hexis AG hat in Konstanz eine deutsche Tochtergesellschaft mit dem Ziel der Verstärkung ihrer europäischen Aktivitäten gegründet. Die Aktivitäten in Konstanz liegen vor allem in den Bereichen Vermarktung, Service und Ersatzteilversorgung [gwa 2010]. Es bestehen Vertriebs- und Servicekooperationen mit den Firmen HOVAL und Stiebel Eltron.

Das Vorgängermodell der Galileo 1000 N - die HXS 1000 Premiere - wurde von der Sulzer Hexis AG entwickelt. Dieses BZH wurde mehr als 100-mal in groß angelegten Feldtests zwischen 2001 und 2006 erprobt. Der längste Betrieb mit einem Zellstapel dieser Generation betrug etwa 14.000 Stunden bei einer Anlagenverfügbarkeit von über 90 % [gwa 2007]. Das Galileo 1000 N BZH, mit den Abmessungen von etwa 1600*550*550 mm und einer durchschnittlichen Betriebstemperatur von > 800 °C, einer elektrischen Leistung von 1 kW und einer thermischen Leistung von 2 kW wurde bis zum jetzigen Zeitpunkt mehr als 100-mal installiert. Das erste Galileo 1000 N BZH wurde im Dezember 2006 an die E.ON Energie AG nach Deutschland geliefert.

Im Rahmen des callux-Projekts wurden bisher rund 80 Anlagen (Stand: Februar 2012) in Betrieb genommen. Weitere Anlagen wurden bei verschiedenen Energieversorgern in der Schweiz, in Holland und in Deutschland installiert. Insgesamt sollen in callux bis Ende 2012 mehr als 200 Galileo 1000 N ausgeliefert und in Betrieb genommen werden. Ab 2013 soll der „Premiummarkt“ und ab 2017 der Groß-Serienmarkt bedient werden [RBZ WS 2011].

1.1.4 Riesaer Brennstoffzellentechnik GmbH

Typenbezeichnung:	inhouse5000
Technologie:	NT- PEFC (Betriebstemperatur ~ 80 °C)
Brennstoff:	Erdgas
Entwicklungsphase:	Beta Phase, Kleinstserie
Anzahl der Geräte im Einsatz:	im Rahmen des NIP 12 Anlagen geplant
max. elektrische Leistung:	5,0 kW
max. thermische Leistung:	10,0 kW
max. elektrischer Wirkungsgrad:	0,25 – 0,30
max. Gesamtwirkungsgrad:	0,60 – 0,90

Das Brennstoffzellenheizgerät (BZH) inhouse5000 ist ein Gemeinschaftsprodukt einzelner mittelständiger Unternehmen, Institute und Universitäten aus Sachsen. Das Entwicklungskonsortium besteht aus Forschungseinrichtungen sowie Unternehmen der mittelständigen Wirtschaft. Die Entwicklungspartner des BZH inhouse5000 sind unter anderem die TU Bergakademie Freiberg, die DBI-GUT Freiberg, die inhouse engineering GmbH (als Nachfolger der S&R Schalt- und Regeltechnik GmbH), die Riesaer Brennstoffzellentechnik GmbH sowie weitere Firmen und Institute.

Das inhouse5000 BZH wird bei der Riesaer Brennstoffzellentechnik GmbH (RBZ) aus verschiedenen Einzelmodulen gefertigt. Weiterhin werden die Konstruktion des Reformers sowie die Fertigung der Komponenten für das Reformermodule bei der RBZ durchgeführt. Die Kernkomponente der Anlage der PEFC- Brennstoffzellenstapel mit einer derzeitigen Bruttoleistung von 5 kW_{el} und 10 kW_{th} werden, ebenso wie die notwendigen Steuerungs- und Regelungskomponenten, von der inhouse engineering GmbH entwickelt und produziert.

Seit 2010 wurden die ersten fünf von insgesamt zwölf BZH im Rahmen eines zweijährigen Feldtests innerhalb des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie installiert und in Betrieb genommen. Die Anlagen wurden/werden an verschiedenen Standorten (Mehrfamilienhäuser/ Gewerbebetrieb/ Bürogebäude) installiert und unter realen Bedingungen über einen Zeitraum von mindestens zwei Jahren betrieben. In den nachfolgenden beiden Jahren soll dann mit Hilfe der Ergebnisse des Feldtests ein serientaugliches Produkt entwickelt und ab 2013 in einer Kleinserie produziert werden um im Jahr 2015 bis zu 200 Anlagen/Jahr fertigen zu können. Das angestrebte Kostenziel für das serientaugliche BZH beträgt gemäß Aussage des Konsortiums etwa 4.000 € pro kW_{el} [TB 2009, S. 14]. Der Beginn der Markteinführung des inhouse5000 BZH ist nicht vor 2015 zu erwarten.

1.1.5 Vaillant GmbH

Typenbezeichnung:	%
Technologie:	SOFC
Brennstoff:	Erdgas
Entwicklungsphase:	Beta Phase, Kleinstserie
Anzahl der Geräte im Einsatz:	insgesamt etwa 20 Anlagen installiert
max. elektrische Leistung:	1,0 kW
max. thermische Leistung:	2,0 kW
max. elektrischer Wirkungsgrad:	0,30 – 0,34
max. Gesamtwirkungsgrad:	~ 0,85

Die Vaillant Group arbeitet seit 1998 an Brennstoffzellenheizgeräten. Bis Ende 2006 hat Vaillant im Rahmen einer Feldtestreihe seit Ende 2001 insgesamt 60 Niedertemperatur-PEFC BZH installiert, in Betrieb genommen und getestet. Davon wurden 31 Geräte innerhalb eines „virtuellen Kraftwerks“ betrieben. Die Geräte hatten eine elektrische Leistung von $P_{el.} = 4,6 \text{ kW}$ und eine thermische Leistung von $P_{th.} = 7 \text{ kW}$. Insgesamt wurden, bei einer kumulierten Laufzeit von etwa 400.000 Stunden, mehr als 1.000.000 kWh Strom und weit über 2.000.000 kWh Wärme produziert. Diese Gerätegeneration wurde mit Brennstoffzellenstapeln des US-amerikanischen Herstellers Plug Power ausgestattet. Nach Beendigung der Feldtests wurde die Entwicklung der Niedertemperatur-PEFC bei Plug Power eingestellt.

Die darauf folgenden Entwicklungsarbeiten der Firma Vaillant im Bereich der Brennstoffzellentechnologie gliedern sich in zwei Bereiche. Einerseits wurde in einem transatlantischen Konsortium (sieben europäische und zwei US-amerikanische Partner) unter der Führung von Vaillant an der Entwicklung eines Hochtemperatur-PEFC BZH gearbeitet. Das Projekt mit dem Namen NextGenCell wurde von der Europäischen Kommission und dem US Department of Energy gefördert und Ende 2009 beendet. Die Entwicklung dieser Technologie wurde nach Projektende bei Vaillant nicht weitergeführt.

Die aktuellen Entwicklungsarbeiten der Vaillant Group fokussieren sich seit 2008 auf die SOFC- Brennstoffzellentechnologie wobei die Vaillant Group die Systementwicklung des BZH übernimmt und darüber hinaus mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft wie der Staxera GmbH und dem Fraunhofer Institut für Keramische Technologien und Systeme kooperiert. Ziel ist es, die Entwicklungsaktivitäten im Bereich keramischer Hochtemperatur- Brennstoffzellen zu verstärken und diesen Typ Brennstoffzelle auf dem Weg zur Marktreife voranzubringen. Das SOFC BZH verfügt über eine elektrische Leistung von 1 kW und eine thermische Leistung von 2,0 kW und ist für den Einsatz in Einfamilienhäusern ausgelegt. Im Rahmen des callux-Projekts werden die Geräte im Feld getestet. Mit Stand Februar 2012 wurden gemäß www.callux.net seit Oktober 2011 fünf Geräte installiert und in Betrieb genommen.

1.1.6 Weitere & ehemalige Akteure

Innerhalb der Initiative Brennstoffzelle (IBZ) sind derzeit sieben Brennstoffzellenhersteller organisiert. Neben den ausführlich beschriebenen Herstellern BAXI, CFCL, Hexas und Vaillant sind dort auch die Unternehmen Bosch Thermotechnik GmbH, Elcore GmbH sowie Viessmann GmbH & Co KG vertreten. Alle drei Hersteller sind dem Bereich Brennstoffzellenheizgeräte zuzuordnen, wobei Elcore ein Beistellgerät auf PEFC Basis im Leistungsbereich deutlich unterhalb von $1 \text{ kW}_{el.}$ entwickelt. Weiterhin hat das japanische Unternehmen Panasonic am 01. Juli 2011 in Langen ein Brenn-

stoffzellenforschungszentrum eröffnet. Von dort aus soll der Europäische Markt bedient werden.

Die MTU Onsite Energy war ein Tochterunternehmen der Tognum AG. Tognum teilte am 29. Dezember 2010 mit, dass sich nach Vorlage der neuesten Absatzprognosen und einer sorgfältigen Abwägung von Chancen und Risiken das Unternehmen gegen ein weiteres Engagement im Bereich Brennstoffzellen entschieden hat. Das Unternehmen war – gemeinsam mit Fuel Cell Energy aus den USA – globaler Marktführer hinsichtlich Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC). Die Brennstoffzellenanlage HotModule mit der Bezeichnung HM400 leistete zuletzt maximal $P_{el.} = 345 \text{ kW}$. Seit Beginn der Entwicklung wurden insgesamt rund 40 HotModule Systeme installiert und betrieben. Derzeit finden Verhandlungen mit der US-amerikanischen Firma FuelCell Energy bezüglich der Weiterführung und Weiterentwicklung des HotModule statt. In den letzten Jahren sind weitere namhafte Unternehmen aus der Entwicklung von Brennstoffzellen und Brennstoffzellenkomponenten ausgestiegen. Darunter befinden sich die Unternehmen BMW AG (Auxiliary Power Unit, APU) sowie die Siemens AG (stationäre Industrieanwendung mit tubularem Zelldesign). Seit Februar 2011 beschäftigt sich Siemens wieder mit dem ursprünglich entwickelten planaren Zelldesign. Auch die BASF AG hat sich, zumindest am Standort Deutschland, teilweise aus dem Themenfeld Brennstoffzellen-/Membrantechnologie für Brennstoffzellen zurückgezogen.

1.2 Brennstoffzellen Europa

Außerhalb von Deutschland arbeiten vor allem Westeuropäische Unternehmen im Bereich der Brennstoffzellentechnologie. Dabei werden zwei Hauptstrategien verfolgt. Einerseits werden Geräte zur reinen Stromerzeugung, andererseits Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entwickelt. Im Rahmen dieser Studie werden nur die KWK Anlagen behandelt. Diese werden in alphabetischer Reihenfolge genannt und deren aktueller Entwicklungsstand dargestellt.

Ceres Power (UK, SOFC) fokussiert seine Aktivitäten auf ein wandhängendes Gerät mit einer elektrischen Leistung von etwa 1 kW. Die Feldtests werden gemeinsam mit British Gas durchgeführt. Aufgrund der Ergebnisse der ersten Feldtestgeräte wurde es unter anderem notwendig die Steuersoftware anzupassen. Pressemitteilungen von Ceres Power zufolge soll der Markteintritt in UK im ersten Halbjahr 2014 gemeinsam mit British Gas erfolgen.

Topsoe Fuel Cell (Denmark, SOFC) hat seine Aktivitäten auf drei Geschäftsbereiche fokussiert. Neben der Entwicklung von Zusatzstromaggregaten für mobile Anwendungen ist Topsoe auch in den Bereichen Mikro-KWK bzw. Brennstoffzellenheizgeräte sowie dezentrale Kraft-Wärme Kopplung aktiv. Gemeinsam mit Dantherm

Power hat Topsoe ein auf SOFC Technologie basierendes 1 kW_{el} BZH entwickelt. Derzeit werden die Geräte im Feld bei ausgesuchten Betreibern getestet. Eine Kommerzialisierung der Technologie ist nicht vor 2016 zu erwarten. Gemeinsam mit Wärtsilä wird derzeit an der Realisierung einer 250 kW_{el} Anlage gearbeitet. Seit 2007 werden gemeinsam mit Wärtsilä Feldtests mit kleineren Prototypen (20 und 50 kW_{el}) durchgeführt. Weiterhin bestehen Kontakte nach Südkorea bezüglich der Unterstützung bei der dortigen Kommerzialisierung von BZH.

1.3 Brennstoffzellen Nordamerika

Innerhalb dieses Kapitels werden die aktuellen Tätigkeiten der nordamerikanischen Hersteller dargestellt. Auch hier werden nur die Hersteller von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen berücksichtigt.

Ballard Power Systems (NT-PEFC, Kanada) ist weltweit führend bei der Entwicklung von NT-PEFC Systemen. In verschiedenen Konsortien ist Ballard zuständig für den Brennstoffzellenstapel. Prominentes Beispiel in Deutschland ist die Firma BAXI Innotech, welche seit 2009 in dem BZH mit der Bezeichnung Gamma 1.0 einen Brennstoffzellenstapel von Ballard einsetzt. Zuvor hatte Ballard gemeinsam mit Ebara ein 1 kW_{el} BZH für den japanischen Markt entwickelt. Im Januar 2012 hat Ballard eine Tochterfirma in Hürth, Nordrhein Westfalen eröffnet.

In Kooperation mit Dantherm Power (Dänemark) ist Ballard derzeit auch im Sektor „backup-power“ aktiv. Die Produktpalette des Systemintegrators Dantherm umfasst BZ- Backup Systeme im Leistungsspektrum zwischen 2 und 150 kW_{el}. Weitere Kooperationen bestehen mit Automobilherstellern wie beispielsweise Daimler.

ClearEdge Power (HT-PEFC, USA) entwickelt und vertreibt eine 5 kW_{el} HT-PEFC mit der Bezeichnung ClearEdge5. Das ClearEdge5 BZH benötigt eine Betriebstemperatur von etwa 165°C und ist für einen 24/7 Betrieb ausgelegt. In Europa arbeitet ClearEdge mit dem österreichischen Unternehmen GÜSSING RENEWABLE ENERGY GmbH zusammen. Das BZH wird dort unter dem Namen „MeinHauskraftwerk“ vertrieben. In Asien bestehen Kooperationen zu LS Industrial Systems aus Südkorea. Die Wärmeleistung des ClearEdge5 wird mit 7 – 8 kW angegeben. Derzeit werden in den USA umfangreiche Feldtests mit dem BZH durchgeführt. Seit Ende 2011 bietet ClearEdge Power auch größere modular aufgebaute Systeme bis 200 kW_{el} an.

Fuel Cell Energy (MCFC, USA) entwickelt und vertreibt große MCFC Systeme für industrielle Anwendungen. In den HotModule Anlagen von MTU wurden ursprünglich Brennstoffzellenstapel von Fuel Cell Energy (FCE) eingesetzt. Eine Übernahme und Weiterentwicklung des HotModules durch FCE wird momentan in Deutschland diskutiert. FCE hat bis Ende 2011 insgesamt MCFC Anlagen mit einer Gesamtleistung von

etwa 180 MW installiert bzw. als Aufträge vorliegen. POSCO Power aus Südkorea hat beispielsweise Mitte 2011 bei FCE Anlagen mit einer Kapazität von 70 MW elektrischer Leistung bestellt.

UTC (PAFC, USA) entwickelt und vertreibt große PAFC Systeme für industrielle Anwendungen. UTC ist bezüglich der PAFC weltweit führend, und hat bis 2005 rund 280 Systeme der Produktreihe PC 25 A-C mit jeweils 200 kW elektrischer Leistung ausgeliefert. Aktuell vertreibt UTC eine PAFC mit der Bezeichnung PureCell Model 400 mit 400 kW_{el}.

1.4 Brennstoffzellen Japan

Innerhalb dieses Kapitels werden die aktuellen Tätigkeiten der japanischen Hersteller von Brennstoffzellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dargestellt.

Aisin Seiki Co. Ltd., Kyocera Corporation, Toyota Motor Company, Osaka Gas (SOFC) haben gemeinsam ein 700 W SOFC BZH entwickelt. Seit 2007 partizipieren Kyocera und Osaka Gas im Forschungsprojekt "Demonstrative Research on Solid Oxide Fuel Cells" der New Energy Foundation (NEF). Durch die Kooperation mit Toyota und Aisin soll die Kommerzialisierung beschleunigt werden. Bis 2015 soll das Gerät dann zur Marktreife entwickelt werden.

Unter dem Markennamen **ENE-FARM (Panasonic Corporation, Toshiba FC Power Systems Corporation und Eneos Cell Tech [PEFC + SOFC])** haben die beteiligten Firmen gemeinsam die Plattform für ein BZH im Leistungsbereich 700 W – 1 kW entwickelt. Bis 2008 wurden rund 3.300 Geräte im Feld getestet. Bis Ende 2012 sollen weitere etwa 20.000 Geräte installiert werden/worden sein. Beispielsweise wird von Panasonic für das Jahr 2015 als Zielgröße 60.000 – 100.000 verkaufte Einheiten angegeben. Im Juli 2011 hat Panasonic in Langen eine Niederlassung eröffnet um von dort aus den Europäischen Markt bedienen zu können, bzw. die für den Europäischen Markt notwendigen Systemanpassungen durchführen zu können.

Fuji Electric Co. Ltd. (PAFC) entwickelt und vertreibt seit Ende des letzten Jahrtausends PAFC Brennstoffzellenanlagen. Seit 2010 ist eine 100 kW_{el} Anlage mit der Bezeichnung FP-100i marktverfügbar. Gemeinsam mit der Firma N₂telligence GmbH aus Wismar wurde unter dem Namen Quattro Generation im Juli 2010 die erste Anlage in Deutschland in Betrieb genommen. Fuji wirbt für ihre Anlagen mit einer Lebensdauer von mehr als 80.000 Stunden.

1.5 Zusammenfassung

Derzeit konzentrieren sich die nationalen und internationalen Aktivitäten überwiegend auf den Hausenergiesektor. Aktuell sind weltweit etwa 20 verschiedene Hersteller aktiv. Es werden ausschließlich PEFC und SOFC Systeme, sowohl als „vollständige“ Versorgungslösungen als auch als Beistelllösungen, entwickelt. Die internationalen Aktivitäten im Bereich der Brennstoffzellenheizgeräte konzentrieren sich auf den japanischen Markt. Insgesamt ist der Entwicklungsstand der japanischen Geräte weltweit am höchsten einzuschätzen, jedoch müssen die Geräte vor einer Einführung in Europa noch entsprechend angepasst werden.

Im Vergleich zum Stirling- bzw. Otto- oder Dieselmotor sind die aktuell verfügbaren Brennstoffzellenheizgeräte technisch bzw. wirtschaftlich noch nicht konkurrenzfähig. Vorteil der BZH ist deren elektrischer Wirkungsgrad, welcher in der Größenordnung von mindestens etwa 10 % über denjenigen der alternativen Geräte liegt.

2 Brennstoffzellensysteme im internationalen Vergleich

Die Darstellung des aktuellen Stands der Brennstoffzellentechnik im vorhergehenden Kapitel 1 hat gezeigt, dass Geräte mit einem hohen Anteil an deutscher Wertschöpfung in der unteren Leistungsklasse von 1 – 5 kW_{el} zu finden sind. In diesem Sektor zur Gebäude- bzw. Gewerbeversorgung finden sich international vornehmlich in Japan entsprechende Produkte, die sich am Rande der Markteinführung befinden. Daher werden im Folgenden Brennstoffzellengeräte mit wesentlich deutscher Wertschöpfung mit denen aus japanischer Entwicklung anhand von technischen Kennzahlen bewertet sowie die weitere strategische Ausrichtung der Länder beurteilt.

2.1 Vergleich technologischer Kenndaten

Der Vergleich technologischer Kenndaten zwischen Brennstoffzellen mit hoher deutscher Wertschöpfung und denen aus japanischer Fertigung ermöglicht bereits eine erste Einschätzung über den technologischen Stand der Geräte. Neben elektrischen/thermischen Wirkungsgraden und Leistungen stellt vor allem die Anzahl der Geräte im Feldtest bzw. der verkauften Geräte eine aussagekräftige Kennziffer dar. Erfahrungskurveneffekte hängen stark von der produzierten bzw. installierten Stückzahl ab. In Tabelle 2 ist ein Überblick der berücksichtigten Geräte gegeben.

Gerät	Baxi Innotech	CFCL Limited	Hexis	Rieser BZT	Vaillant	Panasonic	Toshiba	Eneos CT	Eneos CT
Gerät	Gamma 1.0	BlueGen	Galileo 1000N	inhouse 5000		ENE-FARM	ENE-FARM	ENE-FARM	
Technologie	NT-PEFC	SOFC	SOFC	NT-PEFC	SOFC	NT-PEFC	NT-PEFC	NT-PEFC	SOFC
Brennstoff	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Geräte im Einsatz	~ 100	~ 90	~ 80	~ 10	~ 10	~ 520 (2008) ⁴	~ 750 (2008) ⁴	~ 1250 (2008) ⁴	N.N.
max. elektrische Leistung	1,0 kW	1,5 kW	1,0 kW	5,0 kW	1,0 kW	0,75 kW	0,7 kW	0,75 kW	0,7 kW
max. thermische Leistung	1,7 kW	0,61 kW	2,0 kW	10,0 kW	2,0 kW	0,94 kW	~ 1 kW	~ 1 kW	~ 0,65 kW
max. el. Wirkungsgrad	0,32	0,6 (bei 1,5 kW)	0,3	0,25-0,30	0,3	0,4	0,36	0,35	0,45
max. Gesamtwirkungsgrad	0,85	0,85	0,92	0,60-0,90	> 0,8	0,9	0,86	0,85	0,87
Lebensdauer (in VBH)		> 20.000	~ 20.000			40.000-50.000	~ 40.000	~ 40.000	
Degradation (pro 1.000 VBH)		~ 1 %	1-2 %	~ 1 %					
Preis		34.500 € ²				~28.000 € ³	~ 26.500 € ³	~28.000 € ³	

Tabelle 2: Brennstoffzellen bis 5 kW_{el} mit hohem Anteil deutscher Wertschöpfung und japanischer Hersteller^{2,3,4}

Die deutschen Hersteller setzen sowohl auf die Niedertemperatur-PEFC als auch auf die SOFC Technologie. Das Gerät der japanischen Hersteller entstand aus einem großen Gemeinschaftsprojekt aus mehreren industriellen Technologieunternehmen und Energieversorgern und trägt daher einen gemeinsamen Namen ‚ENE-FARM‘.

² Laut BHKW-Infozentrum-Newsletter vom 29.12.2011: http://www.bhkw-infozentrum.de/statement/neues_brennstoffzellen_bhkw_fuer_einfamilienhaeuser_verfuegbar_bluegen_cfcl_sanevo.html

³ Inklusive Steuern, ohne Installationskosten.

⁴ Zahlen für Demonstrationsprojekt bis 2008. Für den Zeitraum danach liegen keine herstellerscharfen Angaben vor.

Alle drei ENE-FARM Geräte basieren auf der Niedertemperatur-PEFC Technologie. Im Jahr 2008 waren in umfassenden Demonstrationsprojekten insgesamt ca. 3.300 Geräte im Test. Danach wurden bis Juli 2011 bereits ungefähr 18.000 Geräte der drei Hersteller verkauft [Neef 2011, S. 4]. Diese wurden zu einem hohen Anteil durch staatliche Subventionen für die Gerätebetreiber mitfinanziert (siehe auch Kapitel 3.2).

Die Anzahl der Brennstoffzellen im Feldtest geben einen Eindruck über den Vorsprung der japanischen Hersteller, was Erfahrungen in der Produktion und dem Betrieb der Anlagen angeht. Folglich haben die Hauptkomponenten zum jetzigen Zeitpunkt eine deutlich höhere Lebensdauer und das Brennstoffzellengerät ist kostengünstiger. Die Hersteller BAXI Innotech, Hexis und Vaillant haben im Rahmen des Demonstrationsprojektes callux bisher insgesamt etwas über 200 Anlagen installiert und dabei in fast 700.000 Betriebsstunden über 400.000 kWh Strom produziert. Dabei wurde von einer Gerätegeneration zur nächsten die Serviceeinsätze sehr deutlich reduziert und die Zuverlässigkeit der Hauptkomponenten deutlich verbessert [Schuler 2011, S.10 ff.]. Der elektrische und der Gesamtnutzungsgrad wurden ebenfalls im Laufe des Projektes gesteigert. Das callux-Programm ist ein Beispiel für die Effektivität von Feldtests neuartiger Technologien und soll bis 2012 mit deutlich gesteigerter Stückzahl, bis zu insgesamt 800 Geräte, fortgeführt werden. Gleichzeitig wird dadurch deutlich, welchen Vorsprung das ENE-FARM Projekt derzeit besitzt, was sich in der Zuverlässigkeit, der Lebensdauer und letztendlich in den Kosten der Geräte zeigt.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die japanischen Geräte aufgrund einer frühen Kooperation von Großunternehmen kombiniert mit umfangreichen staatlichen Subventionen über einen Technologie- und Kostenvorsprung in der Brennstoffzellenklasse bis 1 kW_{el} verfügen. Hersteller von Brennstoffzellen aus deutscher Fertigung haben ihrerseits jedoch auch Interessensgemeinschaften mit staatlicher Unterstützung gebildet und machen derzeit große technologische Fortschritte. Zudem sind die Geräte, was Technologie und Konzept betrifft, heterogener. Dies ist zum einen ein Nachteil, da weniger Skaleneffekte realisiert werden können, zum Anderen bietet sich den Endkunden ein breiteres Marktangebot.

2.2 Vergleich der nationalen strategischen Zielsetzung

Das von drei Herstellern gebaute japanische Gerät ENE-FARM befindet sich zurzeit in der Phase der Markteinführung und profitiert massiv von Subventionen der japanischen Regierung. Die „New Growth Strategy“ des Ministeriums für Wirtschaft, Handel und Industrie (vgl. Kapitel 3.2) sieht weiterhin ein starkes Wachstum vor, mit dem langfristigen Ziel 2,5 Mio. Brennstoffzellen bis 2030 zu verkaufen. Die bisher gezahlten Investitionsförderungen sollen schrittweise reduziert werden und bis 2015 auslau-

fen. Neben dem schon weit entwickelten PEFC ENE-FARM Gerät wird auch zunehmend an SOFC Geräten entwickelt.

Das Beispiel der Firma Panasonic zeigt, in welchem Umfang die Produktion und der Verkauf ausgedehnt werden soll. Während 2010 noch 2.800 Geräte verkauft wurden, wird 2011 eine Stückzahl von 4.000 bis 5.000 angestrebt.⁵ Die mittelfristige Verkaufsstrategie sieht eine Steigerung von 10.000 Geräten jährlich auf mehrere 10.000 pro Jahr vor [Neef 2011, S. 13]. Neben einer Diversifikation des Produktangebotes soll auch auf ausländischen Märkten angeboten werden. Panasonic hat bereits das erste Forschungs- und Entwicklungszentrum für Brennstoffzellenheizgeräte in Europa in Langen in der Nähe von Wiesbaden errichtet. Dort soll das ENE-FARM Gerät für den europäischen Markt umgerüstet und getestet werden. Dabei muss trotz des Technologievorsprungs der Kernkomponenten auf die sehr unterschiedlichen Anforderungen des europäischen bzw. deutschen Marktes geachtet werden. Während die Geräte in Japan im Freien installiert werden und daher keine größere Abgasleitung benötigen („Schornstein“), werden Heizungsgeräte in Europa vornehmlich im Keller des Wohngebäudes installiert. Zusätzlich müssen Haupt- und Teilkomponenten der ungleichen Gasqualität angepasst werden.

Das staatlich geförderte callux-Programm sieht eine gesamte Anlagenzahl von 800 bis 2012 vor, welche teilweise bis 2015 betrieben werden sollen. Dies bedeutet eine Vervielfachung der heutigen Brennstoffzellen im Feldtest, ist jedoch zum ENE-FARM Projekt vergleichsweise gering. Nichtsdestotrotz wurden laut Hersteller große Erfolge durch den Umstieg vom Laborbetrieb zu Feldtests in Wohngebäuden erzielt und solche sind auch künftig zu erwarten. Die Herausforderung besteht darin, nach Auslaufen des Programms ein marktfähiges Produkt anzubieten. Von Seiten des NIP ist bisher kein Nachfolgeprogramm vorgesehen. Es besteht zwar eine Kooperation zwischen drei Herstellern innerhalb des Programms, jedoch agieren zwei Hersteller ebenso selbstständig und mit unterschiedlichen Konzepten. Skaleneffekte im Ausmaß des groß aufgelegten japanischen Programms sind daher nicht zu erwarten.

2.3 Zusammenfassende Gesamtbetrachtung

Die Bewertung anhand technologischer Kenndaten und Installationszahlen von Brennstoffzellengeräten zur Wohngebäudeversorgung japanischer Geräte und solchen mit hohem Anteil deutscher Wertschöpfung hat ergeben, dass japanische Geräte einen stückzahlmäßigen großen Vorsprung besitzen und dadurch erhebliche Lerneffekte in der Komponentenverbesserung realisieren konnten. Dadurch besitzen die ENE-FARM Geräte aktuell noch einen Vorteil in Lebensdauer und Herstellungs-

⁵Die tatsächlichen Verkaufszahlen für 2011 waren bei Projektende noch nicht bekannt.

kosten. Diese Vorteile wurden durch eine enge Zusammenarbeit zwischen industriellen Großkonzernen und Energieversorgern sowie sehr hohen staatlichen Subventionen erreicht. Mit Panasonic strebt bereits ein japanischer Hersteller des ENE-FARM Geräts auf den europäischen Markt, wofür allerdings erst noch nicht zu unterschätzende technische Hürden zu überwinden sind.

Das deutsche Demonstrationsprojekt callux hat bisher ebenfalls Erfolge vorzuweisen, agiert allerdings mit deutlich geringeren Stückzahlen und Budgets. Daneben sind auch auf Unternehmensebene technologische Fortschritte gemacht worden. Die große Herausforderung besteht darin, die Lebensdauer der Hauptkomponenten zu verbessern und die Investitionskosten auf ein für den Endkunden attraktives Niveau zu senken. Zurzeit fehlt ein Anschlussprogramm, um die dafür notwendigen kritischen Produktions- und Verkaufszahlen zu erreichen.

3 Vergleich der nationalen Markteinführungsstrategien und Programmen zu Brennstoffzellensystemen

3.1 USA

Die Brennstoffzellentechnologie für den breiten Einsatz in einer Wasserstoffwirtschaft und die dafür notwendige Infrastruktur wird von mehreren Ministerien (Departments) mit unterschiedlichen Schwerpunkten und Budgets gefördert. Im Folgenden werden die Programmschwerpunkte und die eingesetzten finanziellen Mittel, soweit Informationen verfügbar sind, vorgestellt.

3.1.1 Department of Energy

Obwohl die Regierung unter Barack Obama ein Befürworter emissionsfreier Energietechnologie ist, war die Haltung gegenüber Brennstoffzellen zurückhaltender. So sollte das Budget des „Fuel Cell and Hydrogen Programme“ gekürzt werden, was jedoch vom US Kongress abgelehnt wurde. Dennoch liegt das vorgeschlagene Budget für das Geschäftsjahr 2011 (~ 135 Mio. Euro¹²) um 21 % unter den finanziellen Mitteln von 2010.⁶ Die Hauptziele der Forschungs- und Entwicklungsprogramme zu Brennstoffzellen des Department of Energy (DoE) ist die Reduktion der Abhängigkeit von Erdöl und der Emission von Treibhausgasen. Das DoE ist in weitere Dienststellen (Offices) untergliedert:

(1) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE)

Das Office of EERE betreibt und unterstützt Forschung zur Entwicklung und Demonstration von Brennstoffzellen für Transport, stationären und tragbaren Einsatz. Dabei liegt der primäre Fokus auf Anwendungen im Transport, der sekundäre liegt auf der stationären Anwendung. Die bewilligten Mittel werden durch das Office of EERE auf die verschiedenen Forschungsschwerpunkte verteilt und mit konkreten Zielsetzungen belegt. Die Zusammenarbeit erfolgt mit anderen Bundesbehörden, Universitäten, Forschungsinstituten, Partnern aus der Industrie, regionale sowie internationale Partner. Ein essentieller Bestandteil der Programme sind Demonstrationsprojekte, um die Leistung von Brennstoffzellenfahrzeugen und der Wasserstoffinfrastruktur unter realen Bedingungen zu testen und zu bewerten.

(2) Office of Fossil Energie

Das „Hydrogen from Coal“-Programm⁷ strebt die Errichtung von großen, zentralen Erzeugungsanlagen an, die aus Kohle Wasserstoff bzw. Wasserstoff und Strom er-

⁶ FuelCellToday (2010): Semi-Annual Legislation Review: April 2010. S.9

⁷ Ausführliche Informationen unter: http://fossil.energy.gov/programs/fuels/hydrogen/2010_Draft_H2fromCoal_RDD_final.pdf

zeugen, der dann verteilt und an Endkunden geliefert wird. Zudem hat das Office of Fossil Energy die Federführung des „SECA Program“ („Solid State Energy Conversion Alliance“) inne. Das Programm hat eine Laufzeit von insgesamt 25 Jahren (2000-2025) und besteht aus einem Verbund von Firmen, die an der Entwicklung, Optimierung und Kommerzialisierung der SOFC Brennstoffzelle forschen. Vor allem die industrielle Anwendung in Verbindung mit dem fossilen Brennstoff Kohle und der Carbon Capture and Storage (CCS) Technologie soll entwickelt werden. Das Gesamtfördervolumen lag zwischen 2000 und 2010 bei etwa 340 Mio. Euro⁸. Für das Geschäftsjahr 2011 wurden wieder ~ 34 Mio. Euro beantragt.

(3) Office of Science

Das Office of Science fördert und betreibt hauptsächlich Grundlagenforschung zu technischen Komponenten der Brennstoffzelle, um die Haltbarkeit zu erhöhen und die Kosten in der Herstellung zu senken.

(4) Office of Nuclear Energy

Das Office of Nuclear Energy erforscht die Herstellung von Wasserstoff durch nuklear erzeugte Energie. Die beantragten und bewilligten Fördermittel sind in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken.

Das DoE bestimmt in Absprache mit den vier Dienststellen und dem zuständigen „Hydrogen Program Manager“ die inhaltlichen und finanziellen Schwerpunkte der Forschung. Um sicherzustellen, dass nur die besten Vorschläge von den qualifiziertesten Gruppen/Organisationen in neue Projekte umgesetzt werden, wird ein Ausschreibungsverfahren mit unabhängigen Gutachtern durchgeführt. Der Prozess für eingereichte Vorschläge beim DoE folgt einem strukturierten Ablauf:

- (1) Zusammenstellung potenzieller Themen für die Ausschreibung (1. Monat).
- (2) Workshop um konkrete Themen zu bestimmen (3. Monat).
- (3) Start des Ausschreibungsverfahrens (6. Monat).
- (4) Einreichung der Vorschläge (9. Monat).
- (5) Bekanntmachung der berücksichtigten Vorschläge (12. Monat).
- (6) Beginn des neuen Projektes (15. Monat).

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht des Budgets des „Fuel Cell and Hydrogen Program-

⁸ Vgl. Internet: http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/09/seca/presentations/Surdoval_Presentation.pdf ; S. 3 ; 15.10.2010

me“ der letzten Jahre. Nicht erfasst ist dabei ein einmaliges Sonderbudget in Höhe von ca. 30 Mio. Euro für das Office of EERE, welches durch das Konjunkturprogramm „Recovery Act Funds“ bereitgestellt wurde, um Arbeitsplätze in der Brennstoffzellenherstellung, -installation und -wartung zu schaffen. Mit der Förderung wurden zwölf Projekte realisiert, in denen insgesamt 1.000 Brennstoffzellen installiert wurden. Das Budget für das SECA Programm (siehe „Office of Fossil Energy“) ist in Tabelle 3 ebenfalls nicht erfasst.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 beantragt	2012 beantragt
Office of EERE	101,5	116,9	107,6	132,8	144,6	137,3	122,0	96,0	70,4 ⁹
Office of Fossil Energy	3,4	11,6	14,7	15,1	15,3	18,5	18,5	8,4	
Office of Science	0	20,5	22,8	25,5	25,6	26,8	26,8	26,6	
Office of Nuclear Energy	4,3	6,1	16,9	13,2	6,8	5,3	3,5	Noch nicht festgelegt	
DoE total	109,3	155,1	162,0	186,6	192,3	187,9	170,8	131,0	

Tabelle 3: Budget des Hydrogen & Fuel Cell Programme in Millionen Euro¹⁰

Das deutlich höchste Budget steht dem Office of EERE zur Verfügung, ist jedoch seit 2008 kontinuierlich gesunken. Dennoch lässt sich erkennen, dass der Fokus auf Demonstrationsprojekten für Brennstoffzellenfahrzeuge, der stationären Anwendung und der Wasserstoffinfrastruktur zur allgemeinen Versorgung liegt. Das Programm des Office of Nuclear Energy ist seit 2006 stark gesunken, das Ergebnis der Verhandlungen über das aktuelle Budget ist nicht bekannt.

Neben den finanziell großen Programmen „SECA“ und „Fuel Cell and Hydrogen“ ist die „FreedomCar & Fuel Partnership“ ein weiteres Projekt des DoE zur Förderung der Brennstoffzellentechnologie. Daran beteiligt sind, abgesehen von dem DoE, das U.S. Council for Automotive Research (Ford, GM, Chrysler) und große Energieunternehmen (BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell). Gegenstand des Projektes ist die vorwettbewerbliche, und daher mit hohem Risiko verbundene, Forschung zur Reduzierung des Ölverbrauchs und von Emissionen im PKW Sektor.

⁹ Entnommen aus: <http://www.hfc2011.com/wp-content/uploads/2011/06/satyapal.pdf>, S.4, abgerufen am 21.07.2011

¹⁰ Quelle: http://www.iphe.net/docs/2010_Infrastructure_Meeting/1.US.pdf, abgerufen am 21.07.2011

Verwendeter Umrechnungskurs: 1 US\$ = 0,701 € ; 21.07.2010

In der folgenden Abbildung 1 ist der Zeitrahmen des DoE für die geplante Markteinführungsstrategie zu sehen. Im Moment befindet man sich in der anfänglichen Phase der Forschung zu Technologieweiterentwicklung um die Kosten zu senken. Parallel lief Anfang 2010 die Anfangsphase der Marktdurchdringung für portable und stationäre Systeme an und der ersten öffentlichen Investitionen in Einrichtungen der Wasserstoffinfrastruktur. Bis 2015 soll die kommerzielle Einführung von stationären und portablen Brennstoffzellen erreicht sein, in der Zeit bis 2025 überall verfügbar sein und über eine entwickelte, nationale Wasserstoffinfrastruktur versorgt werden.

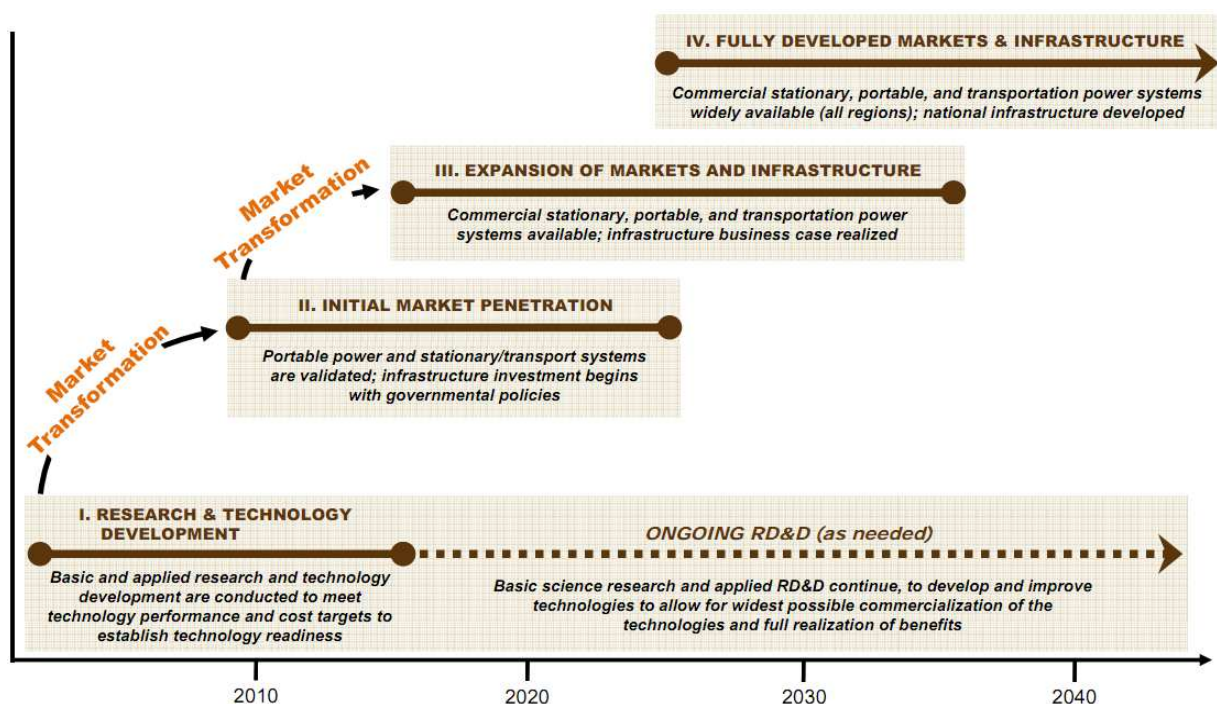


Abbildung 1: Zeitrahmen des DoE zur Markteinführung der Brennstoffzelle¹¹

3.1.2 Department of Defense

Während im DoE die zivile Nutzung der Brennstoffzelle gefördert wird, unterstützt das Verteidigungsministerium (Department of Defense, im Folgenden DoD) die Entwicklung der Brennstoffzelle für militärische Zwecke. Über Projekte mit Nutzen für die direkte militärische Verwendung im Einsatzgebiet sind wenige Daten zugänglich. Hier werden Brennstoffzellen mit geringer Leistung und Gewicht für den Antrieb von unbemannten Luftfahrzeugen (Drohnen) und zur portablen Versorgung von Soldaten erforscht, größere Brennstoffzellen werden als Antrieb in U-Booten genutzt.

¹¹ Siehe unter: http://www.iphe.net/docs/2010_Infrastructure_Meeting/1.US.pdf, S. 17, abgerufen am 21.07.2011

Umfangreichere Informationen existieren über das Residential Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cell Demonstration Program, das eine Laufzeit von vier Jahren, zwischen 2001-2004 hatte. Durchgeführt wurde das Demonstrationsprojekt zum Test von PEM Brennstoffzellen von dem United States Army Engineer Research and Development Center/Construction Engineering Research Laboratory (ERDC/CERL). Ausgestattet wurden Häuser in inländischen Militärstützpunkten unter der Voraussetzung, dass die getesteten Brennstoffzellen alle in den USA produziert wurden. Insgesamt wurden 91 PEM Brennstoffzellen, mit 1 kW bzw. 5 kW elektrischer Leistung, installiert. In der folgenden Tabelle 4 ist die Höhe und Aufteilung des Projektbudgets zu finden.

Jahr	2001	2002	2003	2004
Budget (in Euro) ¹²	2,5 Mio.	2,4 Mio.	3 Mio.	1,7 Mio.

Tabelle 4: Budget des Residential PEM-Fuel Cell Demonstration Program

Zum Projektende hatte die gesamte Flotte von 91 Brennstoffzellengeräten eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 85 %. In den Jahren 2001 und 2002 lag die durchschnittliche Lebensdauer einer 4 – 5 kW Brennstoffzelle bei 4.722 Stunden.¹³

3.1.3 Sonstige Ministerien

Zusätzlich zu den bereits erwähnten Ministerien sind noch Department of Transport (DoT) und das Department of Commerce (DoC) in diversen Projekten, größtenteils in Kooperation mit anderen Ministerien, bezüglich Forschung und Entwicklung von Brennstoffzellengeräten und einer Wasserstoffinfrastruktur beteiligt.

Das DoT ist zuständig für die nötige Sicherheit der Wasserstoffindustrie (beim Transport) und der verfügbaren Wasserstofffahrzeuge. Das DoT arbeitet meist eng mit dem DoE zusammen und hilft bei der Entwicklung von Sicherheitsstandards.

Das DoC unterhält mit dem „National Institute of Standards and Technology (NIST)“ eine Behörde, die Grundlagenforschung zu Brennstoffzellen und Wasserstoffinfrastruktur in Kooperation mit Universitäten und anderen Instituten betreibt. Das NIST unterhält unter anderem die größte Wasserstoff Testanlage in den USA um Komponen-

¹² Verwendeter Umrechnungskurs: 1 US\$ = 0,701 € ; 21.07.2010

¹³ ERDC/CERL (2005), S.19.

ten für eine Wasserstoffinfrastruktur zu entwickeln, wobei der Schwerpunkt auf Speicherung und Verteilung des Rohstoffes liegt.¹⁴

3.1.4 Förderung durch Bundesstaaten

Neben den bundesweiten Förderprogrammen durch die verschiedenen Ministerien finden auch in den einzelnen Bundesstaaten öffentliche Aktivitäten statt, um die Markteinführung der Brennstoffzelle zu beschleunigen. Die Umfänge und Gestaltung der Förderinstrumente unterscheiden sich dabei stark und reichen von Investitionszuschüssen bis zu Steuererleichterungen. Eine umfangreiche Beschreibung der Programme jeden Bundesstaates ist in dem Report „State of the States: Fuel Cells in America“ der Initiative Fuel Cell 2000 (2011) zu finden. Als „Top 5“ der Bundesstaaten mit der erfolgreichsten Förderung und Verbreitung der Brennstoffzellentechnologie wurden Kalifornien, Connecticut, New York, Ohio und South Carolina ausgewählt.

3.1.5 Steuergutschriften

Die Bush-Regierung verlängerte im Oktober 2008 das Investment Tax Credit (ITC)-Programm für Brennstoffzellen um weitere acht Jahre bis zum 31. Dezember 2016. Das Programm sieht Steuergutschriften¹⁵ bei Investition in eine stationäre Brennstoffzelle sowohl für gewerbliche als auch für private Käufer vor. Die Wirkung ist damit vergleichbar mit der einer Investitionsförderung¹⁶ (siehe Kapitel 7). Das ITC-Programm für Brennstoffzellen sieht folgende Steuergutschriften vor:

- Steuergutschrift bis zu maximal 30 % der Investitionskosten oder maximal 3.000 \$ pro kW_{el} für gewerblichen Betrieb bzw. 1.000 \$ pro kW_{el} für die Versorgung eines Wohngebäudes
- Minimum 0,5 kW installierte elektrische Leistung
- Gültig bis 31. Dezember 2016
- Elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 30 %

Bei einer Brennstoffzelle zur privaten Hausversorgung mit 1 kW_{el} zum Preis von 30.000 \$ wären 30 % der Investitionskosten 9.000 \$ bzw. 1.000 \$ pro kW_{el} das Maximum der Steuergutschrift. Es wird in jedem Fall der niedrigere der beiden Werte angesetzt und der Investor bekäme eine Steuergutschrift von 1.000 \$ auf seine

¹⁴ Mehr Informationen zu den Projekten des NIST unter: <http://www.nist.gov/fuel-cells.cfm>, abgerufen am 22.07.2011

¹⁵ Eine Steuergutschrift wird in vollem Umfang direkt von der Steuerschuld abgezogen. Ein Steuerabzug dagegen wird von der Bemessungsgrundlage abgezogen, bevor die Steuerschuld berechnet wird und senkt damit die tatsächliche Steuerschuld nicht in vollem Umfang.

¹⁶ Dies setzt voraus, dass der Investor eine Steuerschuld hat, die mindestens so hoch ist, wie die Steuergutschrift, damit er in vollem Maße davon profitieren kann.

Steuerschulden gutgeschrieben. Dieses Beispiel macht deutlich, dass der Anreiz für eine Investition im Bereich der privaten Hausenergieversorgung im Vergleich zu aktuellen Preisen relativ gering ist. Im gewerblichen Bereich dagegen können Unternehmen von den höheren Steuergutschriften vermehrt profitieren.

3.2 Japan

Die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Japan wird seit der Ölkrise in den 1970er Jahren gefördert. Finanzielle Mittel werden sowohl vom Staat als auch von der Privatwirtschaft zur Verfügung gestellt. Förderprogramme der Vergangenheit waren das „New-Sunshine-Program“ und dessen Nachfolger, das „Development for Safety Use and Infrastructure of H₂“-Programm. Im Folgenden werden zunächst die aktuellen privatwirtschaftlichen und anschließend die öffentlichen Förderungsinitiativen vorgestellt.

3.2.1 Fuel Cell Commercialization Conference of Japan

Die „Fuel Cell Commercialization Conference of Japan (FCCJ)¹⁷“ wurde im Jahr 2001 gegründet. Ihr gehören alle relevanten japanischen Unternehmen und andere Organisationen auf dem Gebiet der Brennstoffzelle an. Ziel der FCCJ ist die Koordination der privatwirtschaftlichen Förderung. Dabei werden Aspekte der Verbreitung und Vermarktung von Brennstoffzellen untersucht und daraus politische Handlungsempfehlungen formuliert. Die Einteilung erfolgt in zwei Arbeitsgruppen: eine zur technologischen Entwicklung und eine zur Vermarktung und sozialen Akzeptanz. Unterstützt werden unter anderem die technische Standardisierung bzw. Regulierung, Demonstrationsprojekte, Forschung und Entwicklung sowie die Entwicklung von Szenarien und Roadmaps für die weitere Entwicklung der Brennstoffzelle. Abbildung 2 zeigt das zeitliche Schema des aktuellen Kommerzialisierungsszenarios für Brennstoffzellenfahrzeuge der FCCJ.



Abbildung 2: Kommerzialisierungsszenario von Brennstoffzellenfahrzeugen nach FCCJ¹⁸

Die FCCJ hat das große **Gemeinschaftsprojekt ENE-FARM** 2008 ins Leben gerufen. In dem Projekt wurden verschiedene Brennstoffzellensysteme zusammengeführt

¹⁷ Mehr Informationen sind auf der Homepage der FCCJ zu finden: <http://fccj.jp/>, abgerufen am 17.08.2011

¹⁸ Nach Abbildung unter: http://fccj.jp/pdf/22_cse.pdf, abgerufen am 17.08.2011

und unter dem Namen ENE-FARM, was soviel wie „Energie“ und „Farm“ bedeutet, zusammengefasst. Direkt an dem Projekt sind sieben große Energieversorger beteiligt, das ENE-FARM Brennstoffzellengerät wurde/wird von fünf Herstellern gebaut (ENEOS Celltech, Toshiba Fuel Cell Power Systems, Ebara Corporation, Panasonic, Toyota). Im Juli 2011 waren bereits insgesamt über 20.000 Geräte installiert, welche überwiegend mit Gas (LPG und „Citygas“) betrieben werden [Neef 2011, S. 4]. Bei den ENE-FARM-Brennstoffzellen handelt es sich um Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen (PEFC) mit einer Leistung im Bereich von 1 kW_{el} bei einem Gesamtwirkungsgrad von 85 – 90 %. Der thermische Wirkungsgrad liegt zwischen 47 – 52 %. Ein großer Teil der Kosten für Brennstoffzellengerät und Installation (ca. 10.500 €) wurden im Jahr 2009 von dem Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie (siehe folgendes Kapitel) übernommen. Das Ziel des Projektes ist es, bis 2030 insgesamt 2,5 Millionen ENE-FARM Geräte in Japan installiert zu haben und somit zu einer Grundausstattung der Haushalte zu etablieren (siehe Abbildung 3).

Die Förderung im Jahr 2011 sieht für den privaten Betreiber einer ENE-FARM Anlage eine Investitionsförderung in Höhe von ca. 8.000 € vor, was ungefähr 32 % der Investitionskosten entspricht.

3.2.2 Ministry of Economy, Trade and Industry

Das Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie (METI) verwaltet die staatliche Förderung der Brennstoffzelle. Dem METI direkt untergeordnet ist die „New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO)“, welche fünf Programme unterhält (Tabelle 5): PEFC, SOFC, Wasserstoff (Hydrogen), Codes und Standards sowie angewandte Forschung (Demonstration). Die NEDO ist eine Verwaltungsbehörde, die verstärkt internationale Zusammenarbeit betreibt, unter anderem auch mit der Nationalen Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie GmbH (NOW) und dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

		Projekt	Laufzeit	Budget ¹⁹	Inhalt
Fuel Cell	PEFC	Strategic Development of PEFC Technologies for Practical Application	2005-2009	2008: 35,2 Mio. Euro	PEFC für Fahrzeuge und Gebäudeversorgung
		Research on Nanomaterials for High Performance Fuel Cells	2008-2014	2009: 15 Mio. Euro	Forschung und Entwicklung zu neuen Materialien für PEFC
		Fuel Cell Cutting-Edge Scientific Research	2008-2009	2009: 6,4 Mio. Euro	Entwicklung von Technologien zur Bewertung und Analyse von PEFC
	SOFC	Development of System and Elemental Technology on SOFC	2008-2010	2009: 9 Mio. Euro	Grundlagenforschung zur Markteinführung von SOFC
Hydrogen		Development of Technologies for Hydrogen Production, Delivery and Storage Systems	2008-2012	2009: 10,2 Mio Euro	Entwicklung von kostengünstigen Systemen zu Herstellung, Transport und Speicherung von Wasserstoff
		Fundamental Research Project on Advanced Hydrogen Science	2006-2012	2009: 8,4 Mio. Euro	Bewertung von Materialien und Ausrüstung um Richtlinien und technische Standards zum Umgang mit Wasserstoff zu erstellen
		Advanced Fundamental Research on Hydrogen Storage Materials	2007-2011	2009: 7,5 Mio. Euro	Fortgeschrittene Forschung zu Materialien zur Wasserstoffspeicherung

¹⁹ Umrechnungskurs: 1 Euro = 133 Yen

Codes & Standards	Establishment of Codes and Standards for Hydrogen Economy Society	2005-2009	2009: 67,7 Mio Euro	Entwicklung von Evaluationsmethoden mit dem Ziel internationale Standards für eine höhere Sicherheit zu entwickeln
Demonstration	Demonstration of Residential PEFC Systems for Market Creation	2005-2009	k.A.	Feldtest von stationären PEFC in Haushalten
	Demonstrative Research on SOFC	2007-2010	2009: 5,4 Mio. Euro	Feldtest von SOFC Systemen in verschiedenen Umgebungen
	Japan Hydrogen and Fuel Cell Demonstration Project	2009-2010	2009: 7,4 Mio. Euro	Forschung zum Nutzen einer Wasserstoffwirtschaft und BZ Fahrzeugen

Tabelle 5: Projektliste der NEDO²⁰

Im Juni 2010 wurde vom METI die „New Growth Strategy“ mit der Zielsetzung entwickelt, die energiepolitischen Programme auf essentielle Kernthemen zu fokussieren und ähnliche oder doppelte Vorhaben zu vermeiden. Dies betrifft unter anderem auch die Weiterentwicklung der Brennstoffzelle für den Fahrzeugeinsatz sowie zur Gebäudeversorgung. Die Technologie wird als wichtiger Bestandteil einer versorgungssicheren und emissionsfreien Energieversorgung angesehen und eine langfristige Förderung scheint dadurch gesichert.

Die mittelfristige Strategieplanung sieht vor, über staatliche Subventionen Märkte für stationäre Brennstoffzellen zu schaffen, den Preis über große Absatzmengen zu senken und so eine Kommerzialisierung bis 2015 zu erreichen. Abbildung 3 veranschaulicht das Szenario des METI für die breite Markteinführung von Brennstoffzellen zur Gebäudeversorgung. Dabei werden 0,7 – 1 kW_{el} PEFC von drei Herstellern (Eneos Celltech, Toshiba, Panasonic) angeboten und in 2011 mit ca. 8.000 Euro pro Stück subventioniert, was etwa 32 % der Investitions- und Installationskosten entspricht (siehe ENE-FARM Projekt). Ausgehend von etwa 60.000 Euro Investitionskosten pro Stück bei unter 1000 Einheiten Produktion pro Jahr in 2004 wurde der Preis auf etwa 26.000 Euro pro Stück bei fast 10.000 Einheiten Produktion pro Jahr in 2011 gesenkt. Mittelfristig wird ein Preis von 4.000 – 5.000 Euro pro Stück angest-

²⁰ Ausführliche Informationen in der Broschüre der NEDO unter: <http://www.nedo.go.jp/content/100079670.pdf> , abgerufen am 23.08.2011

rebt. Das langfristige Ziel sind 2,5 Mio. verkaufte Brennstoffzellen bis 2030 (siehe Abbildung 3).

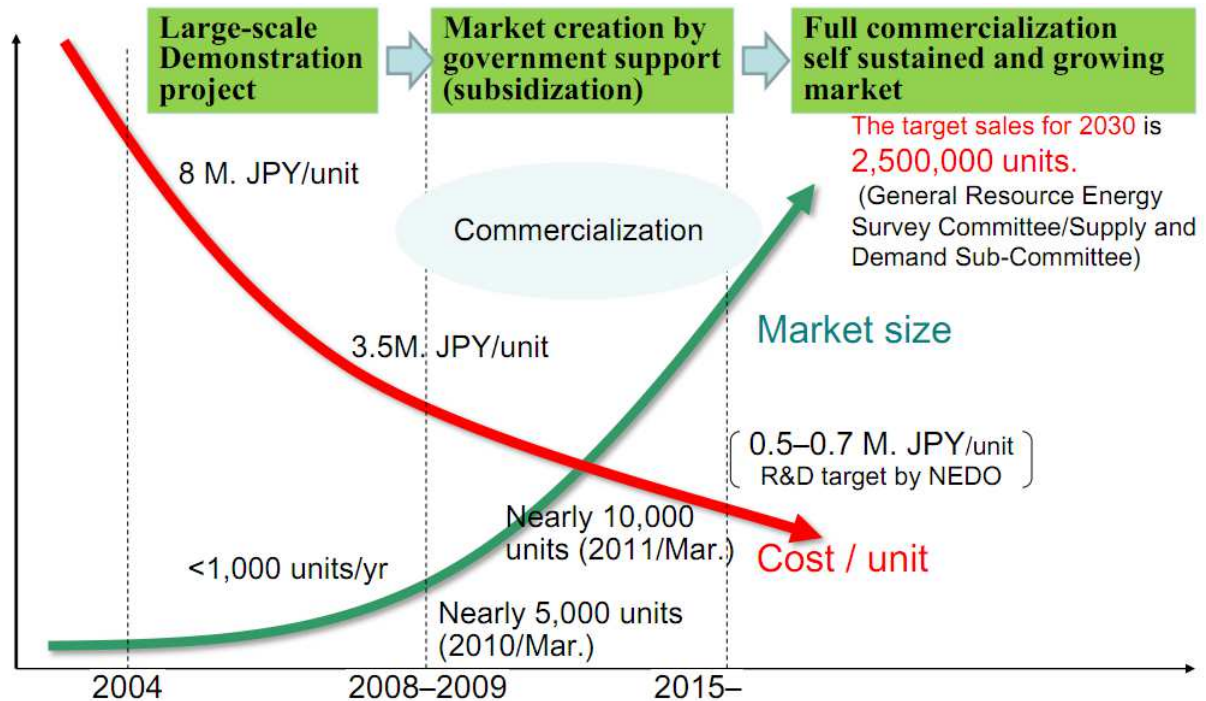


Abbildung 3: Szenario des METI für die Markteinführung der stationären Brennstoffzelle²¹

Das vom METI 2002 ins Leben gerufene „Japan Hydrogen and Fuel Cell Demonstration Project“ soll die Alltagstauglichkeit von Brennstoffzellen-Fahrzeugen aufzeigen. Neben mehreren großen Fahrzeugherstellern sind Energie- und Ölkonzerne an dem Projekt beteiligt. In 2010 wurde Phase II abgeschlossen, in dem ausführliche Daten zu den energiesparenden und umweltschonenden Effekten der Brennstoffzelle gesammelt werden sollte. Aktuell befindet sich das Projekt in Phase III, die bis 2016 andauern wird. In dieser abschließenden Phase werden die Fahrzeuge und die Versorgungsinfrastruktur ansatzweise im alltäglichen Einsatz getestet und deren soziale Akzeptanz, Benutzerfreundlichkeit und Wirtschaftlichkeit im Hinblick auf eine stärkere Verbreitung in 2015 zu verifizieren. Das angestrebte Markteinführungsszenario wurde dabei gemeinsam mit der FCCJ entwickelt (siehe Abbildung 2).

²¹ Vorgestellt auf der „Hydrogen and Fuel Cells International Conference and Exhibition“ in Vancouver, Canada: http://www.hfc2011.com/wp-content/uploads/2011/07/HFC2011_Japan.pdf, S. 14, abgerufen am 23.08.2011

3.3 Europa

Im Unterschied zu den Einzelstaaten Japan oder den USA wird die organisierte Brennstoffzellenforschung des Europäischen Staatenverbundes über die gemeinsamen politischen Organe der Europäischen Union gelenkt. Auf diesem Weg sollen die bisherigen Bemühungen der einzelnen Mitgliedsstaaten effizienter koordiniert und gebündelt werden.

3.3.1 Forschungsrahmenprogramm

Innerhalb der Europäischen Union (EU) bildet das Forschungsrahmenprogramm (FP) einen zeitlich fest umrissenen Rahmen für die Vergabe von Forschungsmitteln aus dem EU-Budget. Darin sind alle Maßnahmen der EU auf dem Gebiet der Forschung, technologischen Entwicklung und Demonstration zusammengefasst und somit zentral organisiert. Auf Vorschlag der Europäischen Kommission wird ein mehrjähriger Finanzrahmen entwickelt, der vom Europäischen Rat und Parlament im letzten Schritt beschlossen wird. Wurden die zentralen Entscheidungen über die Förderungsschwerpunkte gefällt, werden die konkreten Projekte über einen wettbewerblichen Ausschreibungsprozess vergeben.

Das 6. Rahmenforschungsprogramm hatte eine Laufzeit von 2002 – 2006. Die innerhalb des Programms initiierten Forschungsaktivitäten sind nicht auf diesen Zeitraum beschränkt um längerfristige Forschungsvorhaben nicht auszuschließen. Im Bereich der Brennstoffzelle ist das Projekt „Realising Reliable, Durable, Energy Efficient and Cost Effective SOFC Systems“ ein Beispiel für eine vom 6. Rahmenforschungsprogramm unterstützte Forschung. Die Projektdauer betrug vier Jahre, es arbeiteten 26 Projektpartner aus zwölf europäischen Ländern zusammen, die sich aus Vertretern der Industrie, Forschungseinrichtungen und Universitäten zusammensetzten. Mit einem Budget von 18 Mio. Euro wurde an der Entwicklung von neuen Materialien und verbesserten Herstellungsmethoden zur Verlängerung der Lebensdauer von Brennstoffzellen geforscht.

Das aktuelle 7. Rahmenforschungsprogramm hat eine Laufzeit von 2007 – 2014 und ist somit zeitlich an die Planung des EU-Haushaltes gekoppelt, um die bürokratischen Kosten zu vermeiden. Innerhalb des Themas „Energie“ sind Grundlagenforschung zu Brennstoffzellen und Forschung zur Herstellung und Lagerung von Wasserstoff Hauptfördererschwerpunkte²². Als neue Förderinitiative ist das „Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU)“ eingeführt worden. Das FCH-JU ist ein Groß-

²² BMBF (2007), S.37.

projekt, das einer öffentlich privaten Partnerschaft entstammt, und auf Ergebnisse der Europäischen Technologieplattform des FP6 zurück geht, die gegründet wurden, um die wichtigsten Akteure eines Forschungsbereichs (Wissenschaft, Industrie, KMU, Verwaltung, Endverbraucher) zusammenzuführen. Das FCH-JU hat eine Laufzeit von 2008 – 2017 und ein Budget von 470 Mio. Euro aus EU-Mitteln und mindestens 470 Mio. Euro aus privatwirtschaftlichen Geldern. Die Gründungsmitglieder stellen sich aus der EU und der „New Energy World Industry Grouping Fuel Cell and Hydrogen for Sustainability (NEW-IG)“ (Zusammenschluss aus 66 Unternehmen verschiedener Größe) zusammen. Als weiteres Mitglied ist die „N.ERGHY Research Grouping“ (Zusammenschluss von 49 Universitäten und Institute) als Stellvertretung wissenschaftlicher Interessen im Juli 2008 beigetreten. Das Ziel des Programms ist die Beschleunigung der Serienreife von Brennstoffzellen für den stationären sowie den mobilen Bereich (Automobilsektor und diverse portable Anwendungen) in Europa. Gleichzeitig wird an der Herstellung und dem Transport von Wasserstoff für eine funktionierende Infrastruktur geforscht. Die erwarteten Resultate sind²³:

- Starkes Marktwachstum und Vorbereitung der Marktreife von stationären Brennstoffzellen und portablen Anwendungen zwischen 2010 – 2015
- Starkes Marktwachstum und Vorbereitung der Marktreife von Brennstoffzellenfahrzeugen zwischen 2015 – 2020

Das Budget der FCH-JU im Jahr 2009 betrug 72,5 Mio. Euro, der Großteil wurde für die Forschungsbereiche Transport und stationäre Brennstoffzellen verwendet (siehe Abbildung 4).

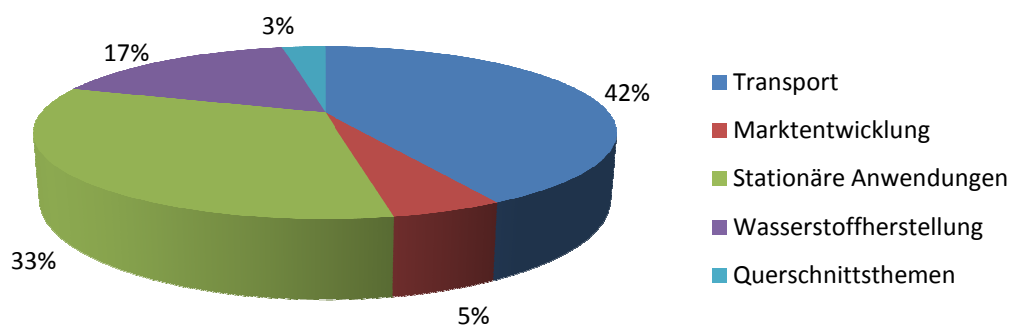


Abbildung 4: Budgetaufteilung des FCH-JU im Jahr 2009²⁴

²³ Mehr Informationen auf der offiziellen Homepage: <http://www.fch-ju.eu/>, abgerufen am 25.08.2011.

²⁴ FCH-JU(2011), S. 13.

3.3.2 EUREKA

EUREKA ist eine Initiative zur Initiierung anwendungsorientierter, grenzüberschreitender Forschung und Entwicklung in Europa. Im Gegensatz zum Forschungsrahmenprogramm der EU ist die administrative Betreuung der Projekte bei EUREKA in einem dezentralen Netzwerk organisiert, ebenso erfolgt die Finanzierung dezentral auf nationaler Ebene. Die „Gruppe Hoher Repräsentanten“, die aus je einem Vertreter der zuständigen Ministerien aller Mitgliedsländer sowie einem Vertreter der zuständigen Generaldirektion der Europäischen Kommission besteht, stellt dabei das höchste Entscheidungsgremium dar. Auf nationaler Ebene agieren Projektkoordinatoren als Ansprechpartner für die Projektteilnehmer. Ein weiterer Unterschied zu dem aktuellen 7. Forschungsrahmenprogramm besteht darin, dass bei EUREKA keine Ausschreibungsverfahren durchgeführt werden. Anstatt dessen geht die Initiative von den Projektpartnern aus, welche selbst Inhalt, Umfang, Art und Dauer der Zusammenarbeit definieren. Daher wird bei EUREKA betont, eine Forschungsinitiative und kein Förderprogramm zu sein, und somit eine wichtige Ergänzung zum Forschungsrahmenprogramm. Da es von EUREKA keine direkten thematischen Vorgaben gibt, lassen sich die Bedeutung und das Budget für die Brennstoffzellenforschung nur schwer bestimmen und es werden nur Beispiele genannt.

Ein aktuelles Projekt mit deutscher Beteiligung zur Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie beschäftigt sich mit der Forschung zu edelmetallfreien Wasserstoff/Luft-Brennstoffzelle für den Fahrzeugeinsatz. Das Projekt hat eine Laufzeit von 36 Monaten (1. Januar 2011 – 1. Januar 2012) mit einem Budget von 2,1 Mio. Euro und wird mit einem israelischen Partner (CellEra Technologies Ltd.) durchgeführt. Ein weiteres EUREKA-Projekt ist „Smart Valve“, das unter norwegischer und schweizerischer Partnerschaft initiiert wurde. Forschungsziel ist die Weiterentwicklung der Ventiltechnik für Brennstoffzellen, die in Fahrzeugen für den Individualverkehr eingesetzt werden. Das Projekt startete am 31. März 2008 und läuft noch bis zum 30. Juni 2012, das Budget beträgt 2.28 Mio. Euro.

Projektnr.	Laufzeit	Budget	Beteiligte Länder	Forschungsinhalt
E!3590	1.11.2005- 1.11.2008	1.42 Mio. Euro	Polen, Spanien, Zypern, Litauen	Brennstoffforschung
E!3636	30.09.2007- 31.07.2010	11.7 Mio. Euro	Norwegen, Deutschland	BZ für den maritimen Einsatz
E!4151	27.12.2007- 27.12.2009	1.78 Mio. Euro	Türkei, Schweden	Kommerzialisierung einer BZ-Membran

E!4704	Genehmigt 05.04.2009	0.7 Mio. Euro	-	BZ für den Einsatz auf einer Yacht
E!4975	31.08.2008- 30.06.2012	2.28 Mio. Euro	Norwegen, Schweiz	Weiterentwicklung der Ventiltechnik
E!5094	Genehmigt 01.01.2010	0.74 Mio. Euro	-	Hochtemperatur PEFC
E!5099	Genehmigt 01.02.2010	0.8 Mio. Euro	-	BZ für den Einsatz in Lagertechnikfahrzeu- gen
E!6057	Genehmigt 01.02.2010	2.75 Mio. Euro	-	BZ mit platinfreier Membran
E!6714	01.01.2011- 01.11.2014	2.08 Mio. Euro	Israel, Deutschland	Edelmetallfreie BZ für den Fahrzeugeinsatz
Gesamt		24.25 Mio. Euro		

Tabelle 6: Aktuelle EUREKA-Projekte zur Brennstoffzellenforschung²⁵

²⁵ Die Tabelle basiert auf den Suchergebnissen der EUREKA-Datenbank zum Stichwort „fuel cell“, unter:
<http://www.eurekanetwork.org/projects>, Abruf am 14.09.2011.

4 Rahmenbedingungen für die Markteinführung von Brennstoffzellensystemen

4.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, genannt Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), ist erstmalig am 1. April 2002 in Kraft getreten. Bei einer im Gesetz vorgesehenen und durchgeführten Zwischenüberprüfung durch das BMWi und BMU im Jahr 2006 wurde festgestellt, dass die bisherigen gesetzlichen Maßnahmen nicht ausreichten, um die angestrebten Ziele zu erreichen. Daraufhin wurde am 6. Juni 2008 die Novellierung des KWKG-Gesetzes im Deutschen Bundestag beschlossen. Das umfassend veränderte KWKG-Gesetz trat am 1. Januar 2009 in Kraft. Das Gesetz wurde zuletzt am 28. Juli 2011 geändert.

Das KWKG ist in erster Linie ein Gesetz, dessen Zweck es ist *„einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 Prozent [...] im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten“* [§1 KWKG 2009], was ungefähr einer Verdopplung des Anteils an der Stromerzeugung zum damaligen Zeitpunkt bedeutete.²⁶ Neben der Technologie-Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, die in verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden kann, verfolgt das Gesetz auch das Ziel der *„Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle“* [§1 KWKG 2009].

Die nach KWKG geförderten Brennstoffzellen, die bis zum 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden/wurden erhalten eine Zuschlagszahlung in Höhe von 5,11 ct/kWh über einen Zeitraum von 10 Jahren. Im Gegensatz zu konventionellen KWK-Anlagen²⁷ existiert kein Limit der geförderten Vollbenutzungsstunden. Zusätzlich dazu wird an den Anlagenbetreiber der ausgehandelte Preis mit dem Netzbetreiber oder, im Falle ohne Vereinbarung, der übliche Preis (EEX Baseload-Preis) plus die vermiedenen Netznutzungsentgelte gezahlt. Als Alternative dazu steht der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms zur Wahl. Zusätzlich zu der rein finanziellen Vergütung gilt nach KWKG ein vorrangiger Anspruch von KWK-Anlagen auf Netzzugang im Fall von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz und somit herrscht eine

²⁶ Aufgrund erheblicher Mängel in der statistischen Datenbasis war der Anteil der KWK-Stromerzeugung schwer zu erfassen (UBA 2007). Mit der Novellierung des KWKG-Gesetzes fand auch dahingehend eine Verbesserung statt, die sich in zukünftigen Statistiken ausdrücken wird.

²⁷ Als konventionelle KWK-Anlagen sind hier welche mit Verbrennungsmotoren sowie Stirlingmotoren gemeint.

Gleichbehandlung mit EEG-Strom. Im Gegensatz zu konventionellen KWK-Anlagen mit einer Leistung größer als 50 kW_{el} bleibt im Fall von Brennstoffzellen die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme und zur Vergütung des erzeugten Stroms auch nach der Förderdauer bestehen. Die Förderung der Brennstoffzelle entspricht somit exakt den Bedingungen, die für Mikro-KWK-Anlagen bis zu einer Leistung von 50 kW_{el} gelten.

Bewertung der Auswirkungen auf die Brennstoffzelle und Weiterentwicklung

Mit seinen grundsätzlichen Mechanismen bildet das KWKG einen guten Ansatz für die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle. Mit der Gewährleistung der Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms, gleichberechtigt mit EEG-Strom, wird eine hohe Sicherheit für den Anlagenbetreiber gewährleistet. Wie bereits erwähnt, werden konventionelle Mikro-KWK-Anlagen (≤ 50 kW_{el}) und Brennstoffzellen identisch gefördert. Beide besitzen im Vergleich zur restlichen Förderstruktur eine unbefristete Bevorzugung bei Abnahme und Vergütung, sowie eine nach Vollbenutzungsstunden unbeschränkte Förderung über 10 Jahre.

Demgegenüber steht das explizite Ziel der „Unterstützung der Markteinführung“ der Brennstoffzelle und deren noch sehr hohen spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu konventioneller KWK in dieser Leistungsklasse. Die Zwischenüberprüfung des KWKG kam zu dem Ergebnis, dass die derzeitige Zuschlagsvergütung für Brennstoffzellen nicht ausreicht, um diese, bezogen auf die durchschnittlichen Jahresgesamtkosten, im Vergleich zu alternativen Technologien konkurrenzfähig zu machen (siehe Abbildung 5). Die kapitalgebundenen Kosten der Brennstoffzelle sind sehr viel höher als die der direkten Konkurrenzanlagen (Stirling- und Verbrennungsmotor). Erst im Jahr 2015 liegen nach einer angenommenen Reduktion der Investitionskosten für eine 1 kW_{el} Brennstoffzelle (inkl. Peripherie) um mehr als 50 % die durchschnittlichen Jahresgesamtkosten auf einem Niveau. Das Gerät ‚BZ 1kW_a‘ stellt dabei eine PEM-Brennstoffzelle mit einer Stromkennzahl von 0,8 dar, das Gerät ‚BZ 1kW_b‘ eine SOFC-Brennstoffzelle mit einer Stromkennzahl von 1,0. Die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit der beiden Technologien sind aufgrund des geringen technischen Unterschiedes sehr gering.

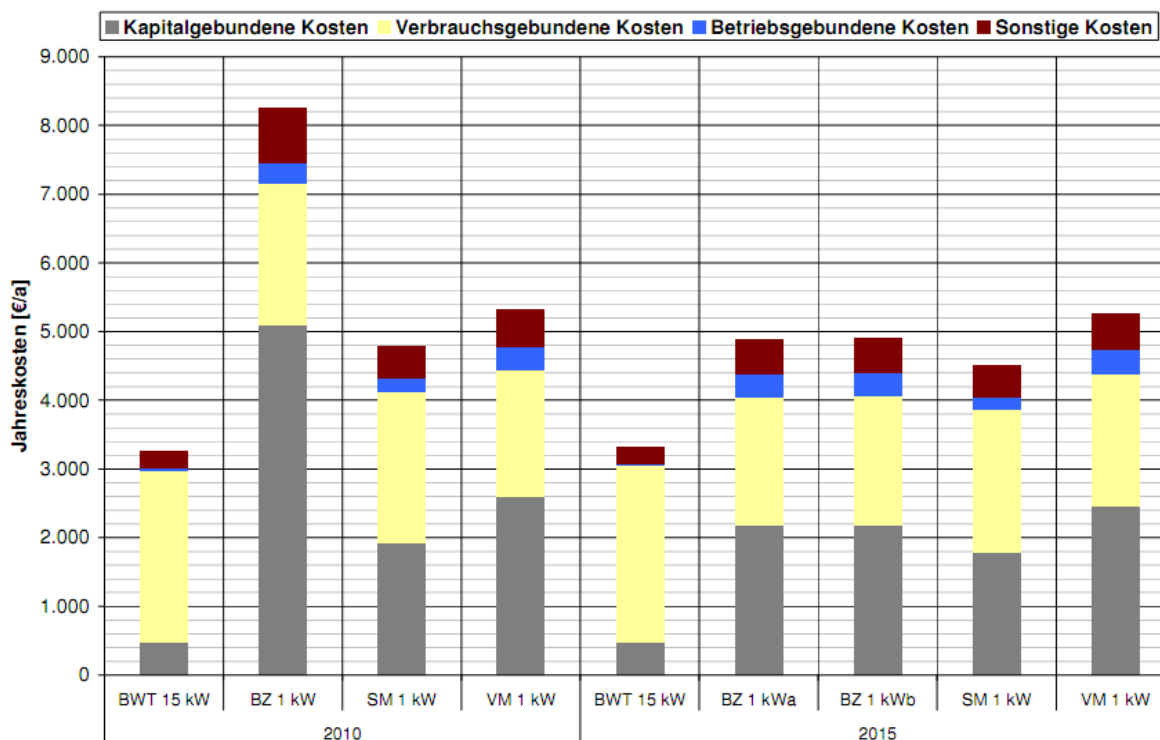


Abbildung 5: Durchschnittliche Jahresgesamtkosten bei der Stromeigenverwertung privater Haushalte²⁸ (Quelle: [Prognos/BEA 2011, S.63])

Die durchgeführte Rechnung zeigt, dass die derzeitige Förderung ausschließlich nach dem KWKG nicht ausreicht, um eine 1 kW_{el} Brennstoffzelle zur Versorgung eines privaten Haushaltes wirtschaftlich darzustellen. Unter Beachtung des Ziels des KWKG der Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle scheint innerhalb des Gesetzes noch Handlungsspielraum für eine Ausweitung und Variation der Förderung zu sein.

Neben der Höhe der Zuschlagsvergütung bietet das KWKG noch andere Optionen, die Rahmenbedingungen für eine Markteinführung der Brennstoffzelle zu optimieren. Nachdem in der letzten Gesetzesänderung vom 28. Juli 2011 bereits die doppelte Deckelung der KWK-Förderung (zum Einen nach Betriebsjahren, zum Anderen nach Vollbenutzungsstunden) aufgehoben wurde, und somit auch eine stärker stromorientierte Fahrweise ermöglicht wurde, sind vor allem für sehr kleine Anlagen Änderungen wünschenswert. Ebenso wurde die Frist der Inbetriebnahme auf den

²⁸ Mit KWKG-Zuschlag und ohne Abführung der EEG-Umlage; BWT-Brennwerttechnik, BZ-Brennstoffzelle, SM-Stirling-Motor, VM-Verbrennungsmotor

31. Dezember 2020 verlängert und somit sinnvoll dem zeitlichen Rahmen des KWK-Gesetzes angepasst.

Darüber hinaus stellen die bisher notwendigen Verwaltungsaufgaben für den Betrieb einer dezentralen KWK-Anlage ein ernst zu nehmendes Hindernis für den wirtschaftlichen Betrieb dar und gestalten sich für viele Antragsteller als schwierig. Speziell im Marktsegment der 1 kW_{el} Anlagen zur Versorgung eines Einfamilienhauses steht der Zeitaufwand für den Anlagenbetreiber zum Erhalt von Förderung und Steuererstattung in einem unausgewogenen Verhältnis zu den Erlösen. Eine mögliche Vereinfachung wäre die Zusammenfassung der jährlichen Zuschlagszahlungen sowie der Erstattung der Energiesteuer zu einer einmaligen Zuschlagszahlung [Prognos/BEA 2011, S.77). Somit wäre der bürokratische Bearbeitungsaufwand verringert der Betrieb Anlagen dieser Leistungsklassen würde attraktiver werden.

Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur KWKG-Novelle

Die Bundesregierung hat am 14. Dezember 2011 einen Regierungsentwurf zur Änderung des KWKG beschlossen. Dieser soll die Unterstützung der Kraft-Wärme-Kopplung weiterentwickeln und zur Erreichung des 25 % Ziel bis 2020 beitragen. Neben einer moderaten Zuschlagserhöhung ab 2013 für Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, wird die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung ausdrücklich berücksichtigt, die Förderung der Nachrüstung von reinen Kondensationskraftwerken mit aufgenommen, Wärmespeicher ab einer gewissen Größe bezuschusst sowie die Modernisierung bestehender Anlagen erleichtert. Darüber hinaus besteht für Anlagen bis zu 2 kW_{el} die Möglichkeit, auf die KWKG Zuschlagsvergütung über zehn Jahre zu verzichten und stattdessen eine einmalige Pauschalzahlung in Anspruch zu nehmen.

Für Brennstoffzellen ergeben sich durch den Gesetzesentwurf keine speziellen oder ausschlaggebenden Änderungen. Die Möglichkeit einer pauschalen Zahlung ist zu gering, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.²⁹ Die Förderung von Wärmespeichern ist eine sinnvolle Komponente, um die Erzeugung von Wärme (bzw. Kälte) und Strom zu entkoppeln und den Betrieb zu flexibilisieren, stellt aber keinen besonderen Anreiz für die Investition in eine Brennstoffzelle dar. Der Zweck des Gesetzes enthält jedoch weiterhin „die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle“ [§ 1 Regierungsentwurf KWKG].

²⁹ Der Anlagenbetreiber kann sich auf Antrag vom Netzbetreiber eine pauschalisierte Zahlung der Zuschläge für die Erzeugung von KWK-Strom für die Dauer von 30.000 Vollbenutzungsstunden auszahlen lassen [§ 7 Absatz 3 Regierungsentwurf KWKG].

4.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz = EEG) wurde zuletzt umfassend auf Grundlage eines Entwurfs der Bundesregierung vom 06. Juni 2011 geändert. Der Deutsche Bundestag verabschiedete das neue EEG am 30. Juni 2011. Im Folgenden wird auf die am 01. Januar 2012 in Kraft tretende Gesetzesnovelle Bezug genommen.

Der Zweck des EEG ist es, „[...] eine nachhaltige Versorgung mit Energie zu ermöglichen [...] und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern“ [§1 EEG 2012]. Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die nach EEG gefördert werden, erhalten 20 Jahre lang eine technologiespezifisch festgelegte Vergütung für ihren erzeugten Strom. Dabei sinkt die Höhe der Vergütung für neu installierte Anlagen jährlich um einen bestimmten Prozentsatz. Diese degressive Gestaltung der Einspeisevergütung soll einen Anreiz zur Weiterentwicklung der geförderten Technologien entfalten. Des Weiteren gilt für EEG-Strom eine vorrangige Abnahmepflicht, welche gleichberechtigt mit der Abnahmepflicht für KWKG-Strom existiert. Brennstoffzellen können entweder nach KWKG oder EEG vergütet werden, eine Kombination ist nicht möglich.

Brennstoffzellen, die Strom aus Gruben-, Klär-, oder Deponiegas bzw. Biomasse erzeugen, sind nach dem EEG förderungswürdig. Technisch möglich wird dies durch den Einsatz eines entsprechenden Reformers. In Tabelle 7 sind die Höhen der verschiedenen Einspeisevergütungen für die niedrigen Leistungsklassen dargestellt. Nach § 27c EEG gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Gruben-, Klär-, oder Deponiegas bzw. als Biomethan, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende des Jahres der Menge entspricht, die an anderer Stelle eingespeist wurde.

Art der EE	§ EEG	Höhe der Vergütung	Jährliche Degression
Deponiegas	§ 24	8,60 ct/kWh bis 500 kW _{el} 5,89 ct/kWh bis 5 MW _{el}	Ab 2013: 1,5 %
Klärgas	§ 25	6,79 ct/kWh bis 500 kW _{el} 5,89 bis 5 MW _{el}	Ab 2013: 1,5 %
Grubengas	§ 26	6,84 ct/kWh bis 1 MW _{el} 4,93 ct/kWh bis 5 MW _{el}	Ab 2013: 1,5 %
Biomasse	§ 27	14,30 ct/kWh bis 150 kW _{el} 12,3 ct/kWh bis 500 kW _{el} 11,0 ct/kWh bis 5 MW _{el} 6,0 ct/kWh bis 20 MW _{el}	Ab 2013: 2,0 %

Tabelle 7: Mögliche EEG-Einspeisevergütungen für Brennstoffzellen (Stand Juli 2011)

Zusätzlich zu der brennstoffabhängigen Einspeisevergütung ist ein sogenannter Gasaufbereitungsbonus möglich. Dieser wird gezahlt, wenn die Anlagen aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde (siehe EEG Anlage 1). In diesem Fall erhöht sich die Vergütung um 1,0 – 3,0 ct/kWh, abhängig von der Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage. In der neuen Fassung des EEG entfällt der sogenannte Technologiebonus in Höhe von 2 ct/kWh für Brennstoffzellen. Laut einem Entwurf des neuesten EEG Erfahrungsberichtes (Stand 3. Mai 2011, S.75) fanden Brennstoffzellen zur Stromerzeugung praktisch keine Anwendung und eine Förderung wurde als nicht sinnvoll erachtet.

Mit der Novelle des EEG wird es möglich sein, für den erzeugten Strom nicht die vorab festgelegte Vergütung zu erhalten, sondern in das Modell der optionalen Marktprämie zu wechseln. Anlagenbetreiber müssen ihren Strom dabei selbst an der Börse vermarkten und erhalten dazu zusätzlich den Betrag der Marktprämie. Dieser ergibt sich bei regelbaren Anlagen als Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem monatlich ex-post ermittelten durchschnittlichen Monatswerte der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX in Leipzig. Zusätzlich wird eine Managementprämie ausgezahlt, welche die die Kosten für Börsenzulassung, die Handelsanbindung und für Personal- und Dienstleistungen etc. ausgleichen soll. Die Marktprämie soll für EEG-Anlagenbetreiber einen Anreiz bieten, ihre Anlagen marktorientiert nach Börsenpreisen zu betreiben und somit zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie beizutragen. Ein Wechsel zwischen fester Einspeisevergütung und Marktprämienmodell ist jeweils zum ersten Kalendertag eines Monats wechseln. Ein weiterer Anreiz für die technische Aufrüstung von Biogasanlagen mit Speichern und ähnlichen Technologien zur Verschiebung der Stromerzeugung wird durch die ebenfalls neue Flexibilitätsprämie gefördert.

Bewertung der Auswirkungen auf die Brennstoffzelle und Weiterentwicklung

Die Vergütung durch das EEG für Brennstoffzellen, die mit Deponie-, Klär-, oder Grubengas bzw. mit Biomasse betrieben werden, reicht mit den gegenwärtigen hohen spezifischen Investitionskosten für keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage. Ein technologiespezifischer Bonus ist für die Brennstoffzelle nicht mehr vorgesehen.

Die Staffelung der Vergütungshöhe in Abhängigkeit der elektrischen Leistung ist wenig differenziert und daher tendenziell als negativ für kleine Anlagen zu beurteilen. Vor allem für die 1 kW_{el} Klasse zur Einfamilienhausversorgung fällt die Förderung für eine einzelne Anlage sehr gering aus.

Die Kosten der EEG-Förderung werden durch eine Umlage auf den Endverbraucher umgewälzt. Strom, der in Eigenerzeugung hergestellt wird, ist von der EEG-Umlage³⁰ befreit. Lässt man eine Anlage jedoch von einem Dritten betreiben und sich mit dessen Strom beliefern, so sieht §37 Abs. 3 des EEG 2012 vor, dass dieser Strom mit der EEG-Umlage belastet wird³¹. Obwohl technisch dieselbe Situation vorliegt und ökonomisch nur eine Umverteilung der Kosten und Einsparungen zwischen Betreiber der Anlage (Contractor) und dem Abnehmer von Strom (und Wärme) stattfindet, wird dieser Fall im Vergleich zu einer Selbstversorgung in Eigeninitiative unterschiedlich behandelt. Damit sollen nicht zweckmäßige und speziell arrangierte Sonderfälle vermieden werden, bei denen die Vermeidung der Kosten durch die Umlage das einzige Ziel sind.

Eine Befreiung der EEG-Umlage für Contractinganlagen würde die Möglichkeit auf einen wirtschaftlichen Betrieb einer Brennstoffzelle verbessern und das private Risiko der Investition beseitigen. Grundsätzlich sollte die Eigenrealisierung und die Bereitstellung über einen Energiedienstleister gleich behandelt werden. Voraussetzung sollten der Eigenverbrauch sowie der Verbrauch und Erzeugung des Stroms im räumlichen Zusammenhang sein. Zusätzlich könnte man den Einsatz bestimmter dezentraler Effizienztechnologien, wie z. B. die Brennstoffzelle als zusätzliche Voraussetzung für die Befreiung fordern und diese somit speziell fördern. Da in der novellierten Fassung des EEG, die ab 1. Januar 2012 in Kraft treten wird, Contractinganlagen weiterhin mit der EEG-Umlage belastet werden, ist in dieser Hinsicht kurzfristig keine Änderung zu erwarten.

4.3 Energiesteuergesetz

Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) trat am 15. Juli 2006 in Kraft und setzte somit die Energierichtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom um. Die Energiesteuer ist eine Verbrauchssteuer im Sinne der Abgabenordnung. Unter Energieerzeugnissen versteht das Gesetz fossile Energieträger, erneuerbare Energieträger sowie synthetische Kohlenwasserstoffe aus Biomasse als Heiz- oder Kraftstoff.

Innerhalb des EnergieStG erhält die Brennstoffzelle keine explizite Erwähnung, sondern wird wie alle Anlagen der KWK-Technologie im Allgemeinen behandelt. Bei ortsfesten KWK-Anlagen, die als **Brennstoff Erdgas** verwenden, regelt § 53 des Ener-

³⁰ Seit 2011 beträgt die EEG-Umlage 3,53 ct/kWh.

³¹ Siehe hierzu Kommentar von [Frenz und Muggenborg 2010].

gieStG die Steuerentlastung (bzw. § 3 die Steuerbegünstigung). Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad³² zwischen 60 % und 70 % werden von dem Ökosteuer-Anteil entlastet (Steuerbegünstigung), was einem Betrag von 0,36 ct/kWh entspricht. Liegt der Nutzungsgrad in einem Jahr bzw. Monat über 70 % wird der gesamte Betrag der Energiesteuer von 0,55 ct/kWh für dieses Jahr/Monat rückerstattet (Steuerentlastung). Der Jahres-/Monatsnutzungsgrad wird bei größeren Anlagen über separat eingebaute Brennstoff- und Wärmemengenzählern erfasst. Bei kleineren Anlagen wird der Wert mit Hilfe der erzeugten Strommengen und/oder Betriebsstunden sowie den technischen Daten der Anlage berechnet, um den kostenintensiven Einbau der Zähler zu ersparen. Die Angaben zur Steuerrückerstattung müssen bis spätestens zum 31. Dezember des Folgejahres dem zuständigen Hauptzollamt mitgeteilt werden, um die Rückerstattung der Energiesteuern des zurückliegenden Jahres zu erhalten. Verspätete Anträge verlieren ihr Anrecht auf Erstattung. Die Meldung kann vierteljährlich, halbjährlich oder einem Kalenderjahr entsprechen.

Bewertung der Auswirkungen auf die Brennstoffzelle und Weiterentwicklung

Grundsätzlich ist die Steuerbegünstigung bzw. Steuerentlastung für erdgasbetriebene Brennstoffzellen als positiv zu beurteilen. Der Gesetzgeber fördert damit eine möglichst hohe Energieeffizienz der KWK-Technologie. Allerdings ist zu beachten, dass der Einsatz von den fossilen Brennstoffen Erdgas, Braunkohle und Steinkohle sowie der von Kernbrennstoffen bei der reinen Stromerzeugung ab einer Anlagengröße von 2 MW_{el} ebenfalls nicht von der Energiesteuer belastet wird. Verglichen mit der Befreiung von der Energiesteuer für KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von 70 % liegt damit kein Wettbewerbsvorteil vor, bei Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad zwischen 60 % und 70 % sogar ein Nachteil, da diese nur teilweise befreit werden.

Durch die Vorgabe des Jahresnutzungsgrades ist nur in einem Bruchteil der Betriebszeit einer Brennstoffzelle die reine Stromerzeugung zulässig, ohne die privilegierte steuerliche Behandlung zu verlieren (siehe Abbildung 6).

³² Jahresnutzungsgrad im Sinne des EnergieStG ist der Quotient aus der Summe der genutzten erzeugten elektrischen und thermischen Energie in einem Kalenderjahr und der Summe der zugeführten Energie aus Energieerzeugnissen in derselben Berichtszeitspanne (§ 3 Absatz 3 EnergieStG). Analog dazu wird der Nutzungsgrad in einem Monat ermittelt.

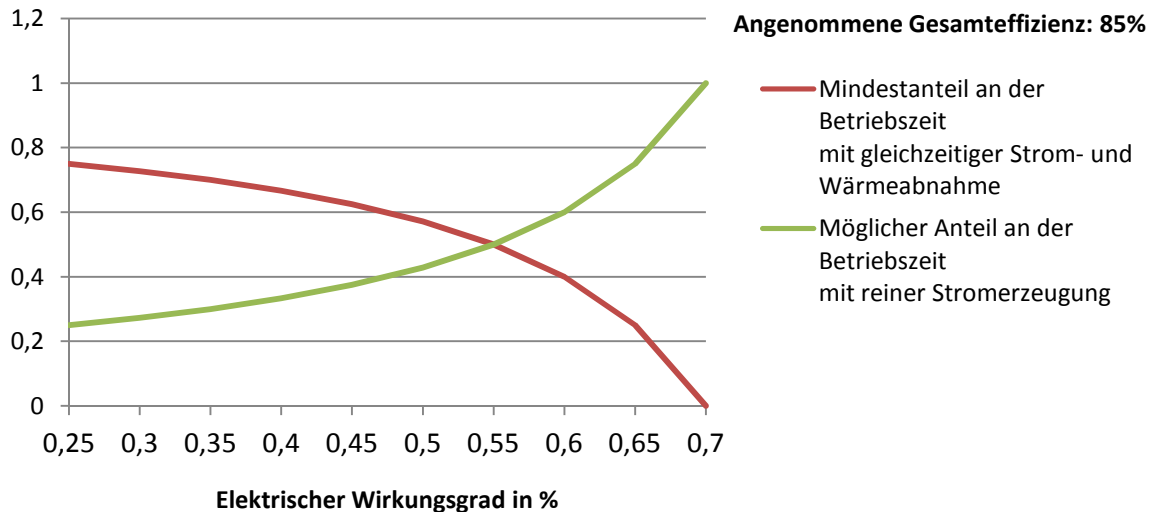


Abbildung 6: Auswirkung der 70 % Nutzungsgradgrenze für Energiesteuerentlastung auf die Betriebsweise einer KWK-Anlage [eigene Berechnungen]

Verglichen mit Verbrennungsmotoren oder Stirlingmotoren weisen Brennstoffzellen zwar einen höheren elektrischen Wirkungsgrad auf und haben daher mehr Freiheitsgrade zur reinen Stromerzeugung, sind dennoch aber auf eine gleichzeitige Abnahme der erzeugten Wärme bzw. auf einen entsprechend großen Wärmespeicher angewiesen. Demzufolge entsteht durch die Bindung der Energiesteuerentlastung an eine bestimmte Effizienzvorgabe ein Nachteil für KWK-Anlagen. Eine Gleichstellung gegenüber konkurrierenden Anlagen ohne KWK-Technologie mit einer Leistung $> 2 \text{ MW}_{\text{el}}$ wäre gegeben, indem man diese ähnlichen (dem entsprechenden Wirkungsgrad angepassten) Effizienzvorgaben unterstellt oder eben die bisher geforderten Nutzungsgrade für eine Energiesteuerentlastung oder Begünstigung bei KWK-Anlagen abschafft bzw. mit einer weiteren Privilegierung ausstattet.

4.4 Stromsteuergesetz

Das Stromsteuergesetz (StromStG) trat am 1. April 1999 erstmals in Kraft und wurde im Rahmen der ökologischen Steuerreform eingeführt. Das StromStG regelt die Besteuerung des Stromverbrauches in Deutschland und richtet sich nach dem getätigten Verbrauch von elektrischem Strom. Die Höhe beträgt zurzeit 2,05 ct/kWh. Strom, der in Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 2 MW_{el} erzeugt wird, ist von der Stromsteuer befreit, soweit er „vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“ [§ 9 Absatz 1 Nr. 3a StromStG]. Anlagen zur Stromerzeugung, die von Dritten betrieben werden und der Eigenerzeugung dienen, sind ebenfalls befreit [§ 9 Absatz 1 Nr. 3b

StromStG]. Dies trifft auf im Besonderen auf Brennstoffzellen zu, welche von Contractoren betrieben werden.

Bewertung der Auswirkungen auf die Brennstoffzelle und Weiterentwicklung

Die Befreiung von der Stromsteuer für Strom, der in Brennstoffzellen für den Eigenverbrauch erzeugt wird, ist generell als positiv zu beurteilen. Speziell kleine Brennstoffzellen zur Hausversorgung können davon in Kombination mit der KWKG-Vergütung profitieren, die ebenfalls für eigenverbrauchten Strom gezahlt wird. Die Berücksichtigung von Contractinglösungen schafft Gleichberechtigung mit dem vollständig privaten Eigenbetrieb einer Brennstoffzelle, der jedoch in manchen Fällen ein Hindernis für die fällige Investition und das damit verbundene finanziell Risiko darstellt. Da konventionelle KWK-Anlagen nach dem StromStG identisch behandelt werden, besteht hier kein spezieller Vorteil für Brennstoffzellen.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um „Power to Gas“ oder „Windgas“ ist die Stromsteuerbefreiung der Elektrolyse nach § 9a Absatz 1 Nr. 1 StromStG interessant. Die Idee sieht vor, Energie aus fluktuierenden Erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufzunehmen, die ansonsten aufgrund von fehlender Netz- und Speicherkapazitäten durch das Einspeisemanagement ‚verloren‘ ginge. Bei der Elektrolyse wird Wasser mithilfe von Strom in Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt, der anschließend in Brennstoffzellen wieder rückverstromt werden könnte. Da diese Technologie gegenwärtig jedoch keine Rolle spielt und erst sehr langfristig eine potentielle Rolle im Energiesystem spielen wird, soll an dieser Stelle nicht näher darauf eingegangen werden.

4.5 Energiewirtschaftsgesetz

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) setzt sich eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche [...] Versorgung [...] mit Elektrizität und Strom, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ [§ 1 Absatz 1 EnWG] als primäres Ziel. Zuletzt wurde das EnWG im Zuge des dritten Binnenmarktpakets Energie der EU³³ umfassend geändert, um die konsequente Entflechtung der Transportnetzbetreiber voranzutreiben. Die Brennstoffzelle wird innerhalb des EnWG nicht gesondert erwähnt, jedoch aber die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung in der Bestimmung des Begriffes ‚Umweltverträglichkeit‘ [§ 3 Nr. 33 EnWG], welcher in diesem Zusammenhang eine bedeutende Rolle zukommt.

Bei einer dezentralen Netzeinspeisung muss aus den vorgelagerten Netz- und Spannungsebenen weniger Elektrizität entnommen werden, dadurch reduzieren sich die von dem Betreiber dieses Netzes zu entrichtende Netzentgelte an die Betreiber

³³ Die betreffenden Richtlinien sind 2009/72/EG und 2009/73/EG.

der vorgelagerten Ebene. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) sind die langfristig vermiedenen Kosten im Vergleich zur Situation mit einer zentralen Stromspeisung, bei der alle Netz- und Umspannungsebene in Anspruch genommen werden. Diese müssen nach § 24 Absatz 7 dem Betreiber einer dezentralen Brennstoffzelle ausgezahlt werden. Die vNNE werden auf Grundlage des § 18 der Stromnetzentgeltverordnung berechnet und dem Betreiber einer dezentralen KWK-Anlage jährlich ausbezahlt. Demnach erhalten nur Brennstoffzellen vNNE, die nach KWKG vergütet werden.

Der Netzanschluss von dezentralen Brennstoffzellen wird in § 17 des EnWG geregelt. Der Anschluss ist demnach „*angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger*“ bereitzustellen als für alle anderen Anlagen innerhalb des Energieversorgungsnetzes. Eine Verweigerung des Netzanschlusses ist nur möglich, wenn relevante betriebsbedingte, wirtschaftliche oder technische Gründe dafür vorliegen.

Wird nicht der komplette Eigenbedarf mit einer KWK-Anlage bis zu 50 kW_{el} gedeckt, muss der Betreiber der Anlage zusätzlichen Strom über das öffentliche Netz beziehen. Solange es sich hierbei um Haushaltskunden handelt, die mit Niederspannung beliefert werden, haben diese nach § 37 Absatz 1 EnWG ein Anrecht auf übliche Tarifkonditionen.

Des Weiteren regelt das EnWG in welchen Fällen ein Energieversorgungsnetz nicht unter die Kategorie der allgemeinen Versorgung fällt und somit von Pflichten der Entflechtung von Netzbetrieb und Energiehandel befreit ist. Die Auslegung der in diesem Zusammenhang definierten Begrifflichkeiten und Tatbestände haben großen Einfluss auf den praktischen Betrieb einer dezentralen KWK-Anlage eines Energiedienstleistungsunternehmens (Contractors) oder vom Vermieter eines Wohnhauses/mehrerer Wohnhäuser. Durch die Umsetzung des EU-Energiebinnenmarktpaketes in nationales Recht wurde der betreffende § 110 umfassend geändert, was im Folgenden diskutiert wird.

Bewertung der Auswirkungen auf die Brennstoffzelle und Weiterentwicklung

Die vNNE können eine kritische Größe für den wirtschaftlichen Betrieb einer Brennstoffzelle darstellen, ihr rechtlicher Anspruch genießt allerdings keinen Bestandschutz. Daher können die vNNE nicht als sichere Einnahmequelle angenommen werden und deren Berücksichtigung bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer Brennstoffzelle fällt unter die eigene Risikobereitschaft. Bei der Zwischenüberprüfung des KWKG wurden die vNNE bei dem Erlös der Stromspeisung einberechnet [Prognos/BEA 2011, S. 55], Erfahrungen aus der Praxis zeigen teilweise das Gegenteil. Die vNNE hängen von den spezifischen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber

und sind daher regional unterschiedlich. Deswegen sind diese nicht geeignet, eine allgemeine Aussage über die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen zu treffen.

Vor der letzten Änderung des EnWG wurde mit § 110 versucht, Stromnetze, die nicht unter die Kategorie der allgemeinen Versorgung fallen, zu fassen [vgl. IZES 2006, S. 123f.]. Die Ausnahmebestimmungen dieses Paragraphen wurden aufgrund Kollisionen mit EU-Recht überarbeitet. Demnach wurde der Begriff ‚Objektnetze‘ gestrichen und durch ‚geschlossene Verteilernetze‘ ersetzt. Für den Betrieb einer Brennstoffzelle ist besonders die Versorgung eines Gewerbegebietes (oder ähnlichen Arealen) sowie die Versorgung von Mehrfamilienhäusern mit Strom und Wärme von den gesetzlichen Bestimmungen betroffen.

Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen sollen insbesondere von den Anforderungen der Anreizregulierungsverordnung, der ex-ante Entgeltregulierung und von anderen, nicht EU-rechtlichen vorgegebenen Verpflichtungen ausgenommen werden [PWC 2011, S. 110]. In § 110 Absatz 2 EnWG sind die materiellen Voraussetzungen für eine Einstufung als geschlossenes Verteilernetz genannt. Demnach müssen die *„Tätigkeiten [...] der Anschlussnutzer [...] aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen“* verknüpft sein oder *„in erster Linie Energie an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundenen Unternehmen“* verteilt werden [§ 110 Absatz 2 EnWG]. Der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) bemängelt in einer Stellungnahme die fehlende Berücksichtigung von Contractingkonstellationen in geschlossenen Verteilernetzen [VIK 2011, S.31 f.]. Nach Meinung des VIK sind Contractinglösungen nicht eindeutig erfasst und empfiehlt daher das Hinzufügen einer dritten Fallgruppe in Verbindung mit der Definition von Eigenerzeugung. Die vorgeschlagene Ergänzung des VIK wurde in der endgültigen Gesetzesfassung nicht berücksichtigt, daher ist abzuwarten, wie Contractinglösungen letztendlich gesetzlich als geschlossene Verteilernetze anerkannt werden.

Die Abgrenzung zwischen reguliertem und nicht reguliertem Bereich soll hauptsächlich durch die eingeführte Definition der Kundenanlage erfolgen. Nach der Begriffsbestimmung Nr. 18 [§ 3 EnWG] macht der Betrieb einer Kundenanlage den Betreiber nicht zu einem Energieversorgungsunternehmen und fällt damit in den nicht regulierten Bereich. Der Begriff der Kundenanlage ist in unter der Nr. 24a bzw. Nr. 24b für betriebliche Kundenanlagen definiert. Demzufolge ist eine Voraussetzung für eine Anerkennung als (betriebliche) Kundenanlage, dass sie sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befindet und mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden ist, eine genauer definierte Rolle bei der Versorgung mit Strom und Gas nicht überschreitet und keinen der angeschlossenen Letztverbraucher bei der Wahl des Energielieferanten diskriminiert sowie jederzeit zur Verfügung stehen. Dies trifft im Besonderen auf die gemeinsame Versorgung eines

Mehrfamilienhauses und Arealen, die gewerblich und/oder zu Wohnzwecken genutzt werden (Mischgebiete).

Damit sind die wesentlichen Hauptanwendungsgebiete stationärer Brennstoffzellen, die vor der Novellierung des EnWG als Objektnetz anerkannt wurden, weiterhin von der Regulierung ausgenommen. Die Befreiung von den Regulierungspflichten ist in den meisten Fällen notwendig, um eine Brennstoffzelle innerhalb einer Kundenanlage wirtschaftlich betreiben zu können.

4.6 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) trat am 1. Januar 2009 in Kraft und wurde am 28. Juli 2011 zuletzt geändert. Ziel des Gesetzes ist es, den Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 % zu erhöhen, um fossile Ressourcen zu schonen, die Abhängigkeit von Energieimporten zu mindern, eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen und die verwendeten Technologien weiter zu fördern.

Mit dem EEWärmeG wurde eine sogenannte Nutzungspflicht eingeführt [§ 3 EEWärmeG], welche vorsieht, dass Neubauten mit einer Nutzfläche von mehr als 50 m² ihren Energiebedarf für Wärme (Heizung und Warmwasser) und eventuelle Kältebereitstellung zu exakt bestimmten Teilen aus Erneuerbaren Energien decken müssen.³⁴ Alternativ zum Einsatz von Erneuerbaren Energien gilt die Nutzungspflicht ebenfalls als erfüllt, wenn als Ersatzmaßnahme der Wärme-/Kälteenergiebedarf zu mindestens 50 % durch hocheffiziente³⁵ Kraft-Wärme-Kopplung oder aus einem Netz der Fernwärme/-kälte³⁶ gedeckt wird, dessen gelieferte Wärme zu mindestens 50 % aus KWK-Anlagen entammt [§ 7 EEWärmeG].³⁷ Durch die weitere Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/28/EG müssen bestehende öffentliche Gebäude im Falle einer grundlegenden Renovierung eine Vorbildfunktion für die Nutzung Erneuerbarer Energien übernehmen [§ 5a EEWärmeG]. Dies ist der zentrale Inhalt der letzten Änderung des EEWärmeG. Die Brennstoffzelle wird im Gesetz nicht explizit erwähnt und fällt unter den Begriff der KWK.

³⁴ Auf eine genaue Auflistung der geforderten Anteile der verschiedenen Erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch wird hier zu Gunsten der Übersichtlichkeit verzichtet und auf den ausführlichen Gesetzestext des EEWärmeG verwiesen.

³⁵ Hocheffizient nach Richtlinie 2004/8/EG, d.h. mindestens 10% Primärenergie müssen eingespart werden. Für kleinere KWK-Anlagen unter 1 Megawatt elektrischer Leistung genügen auch geringere Primärenergieeinsparungen.

³⁶ Fernwärme bzw. -kältenetze sind laut § 2 Absatz 2 Nr. 2 so definiert, dass auch Nahwärme- bzw. kältenetze darunter fallen.

³⁷ Weitere Ersatzmaßnahmen sind die Ausnutzung von technischer Abwärme und die Steigerung der Energieeffizienz des Gebäudes (z. Bsp. Gebäudedämmung).

Da eine KWK-Anlage bzw. Brennstoffzelle mit fossilem Erdgas sowie erneuerbarem Biogas betrieben werden kann, muss man verschiedene Fälle unterscheiden. Wird in der Anlage ausschließlich Erdgas verwendet, ist die Nutzungspflicht erfüllt, wenn mindestens 50 % des Wärmeenergiebedarfs dadurch gedeckt werden. Bei dem Betrieb mit Biogas ist dies schon der Fall, sofern 15 % des Wärmeenergiebedarfs gedeckt werden. Darüber hinaus ist auch die Kombination von Erneuerbaren Energien sowie Ersatzmaßnahmen möglich, um individuelle, kostengünstige Lösungen zu ermöglichen. Die Nutzungspflicht muss jedoch in jedem Fall erfüllt werden.

Bewertung der Auswirkungen auf die Brennstoffzelle und Weiterentwicklung

Die Anerkennung als Ersatzmaßnahme fördert die Nutzung von Wärmesenken für die KWK-Nutzung. Mit einer reinen Fixierung auf EE gingen diese verloren. Auch die Kombinationsmöglichkeit mit auf EE basierten Technologien zur Wärmeerzeugung schafft Freiraum in der Betriebsweise der KWK-Anlage, die im Falle einer stromgeführten weniger Wärme (als bei einer wärmegeführten) erzeugt und dadurch die Erfüllung der 50 %-Quote ohne Unterstützung alternativer Technologien möglicherweise nicht erreicht wird.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Vorteil des höheren elektrischen Wirkungsgrades der Brennstoffzelle im Vergleich zu konventioneller KWK hier tendenziell ein Nachteil entsteht. Hinsichtlich der Vergütung nach KWKG und einer marktgeführten Fahrweise zur Flankierung der EE-Einspeisung ist dies ein energiewirtschaftlicher Vorteil der Brennstoffzelle. Die geringere Wärmeauskopplung sollte daher nicht zum Nachteil werden und bei einer möglichen Benachteiligung durch nötige, höhere Zusatzinvestitionen in EE-Wärmeerzeugungsanlagen entsprechend berücksichtigt werden.

Die Wirkung des EEWärmeG auf die Markteinführung der Brennstoffzelle ist daher als überwiegend positiv zu beurteilen, da sie dadurch als gesetzlich anerkannte Ersatzmaßnahme in Neubauten bzw. umfangreichen Sanierungen bei öffentlichen Gebäuden in Frage kommt. Es ist jedoch zu beachten, dass die ein hoher elektrischer Wirkungsgrad hier nicht zur Benachteiligung führt und gegebenenfalls die 50 %-Quote gesenkt werden müsste. Die Berücksichtigung von Wärme-/Kältenetzen ermöglicht auch die Realisierung von Verbundlösungen, die mit einer leistungsstärkeren Brennstoffzelle versorgt werden. Gemeinsam mit EEG und KWKG besteht eine Doppelförderung von EE bzw. der Technologie KWK, bei deren weiteren Ausgestaltung auf mögliche Effizienzverluste der Instrumente geachtet werden muss.

5 Wettbewerbsbedingungen für Brennstoffzellen im Stromsystem

Ein Markteinführungsprogramm für stationäre Brennstoffzellen soll die Markteintrittsbarrieren überwinden und das hohe Entwicklungspotential dieser Technologie erschließen. Das zukünftige Leistungspotential und konkrete Anwendungsfelder sind jedoch noch nicht klar definiert, daher besitzt die Brennstoffzelle die Eigenschaften einer Schrittmachertechnologie [vgl. Sabisch et al., S.20]. Theoretisch besitzt sie jedoch Attribute, die sie als Schlüsseltechnologie der Zukunft qualifiziert. Sie ist sowohl stationär, als auch mobil einsetzbar, ist hocheffizient und kann mit Erneuerbaren Energien betrieben werden. Darüber hinaus ist sie hochflexibel und kann in sehr großen Stückzahlen einen erheblichen Teil der zukünftigen Stromerzeugung ausmachen. Von entscheidender Bedeutung sind hier die regulativen und wettbewerblichen Rahmenbedingungen im Stromsystem bzw. -markt.

5.1 Strom- und Wärmepreisszenarien

Aufgrund der gekoppelten Erzeugung von Strom- und Wärme ist die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage bzw. Brennstoffzelle von mehreren Parametern abhängig. Dazu zählen für erdgasbetriebene Brennstoffzellen der Erdgaspreis, der Strompreis, der Wärmepreis sowie bei Anlagen über 20 MW_{el} der CO₂-Zertifikatspreis. Die weitergehende Analyse von Strom- und Wärmepreisszenarien beschränkt sich auf Brennstoffzellen zur Gebäudeversorgung, die nicht dem Emissionshandel unterliegen. Anlagen dieser Leistungsgröße erwirtschaften in der Regel keine positiven Deckungsbeiträge. Ausschlaggebend sind die brennstoffbedingten Betriebskosten, die die Erlöse durch die Stromerzeugung in der Regel deutlich übertreffen (siehe Abbildung 14 in Kapitel 8). Dennoch hängt die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen von dem sogenannten Spark Spread, der Differenz zwischen erzielbarem Strompreis und dem Preis des eingesetzten Brennstoffes ab [Matthes und Ziesing 2011, S. 7]. Die folgende Abbildung 7 stellt verschiedene Szenarien für den Grenzübergangspreis von Erdgas dar.

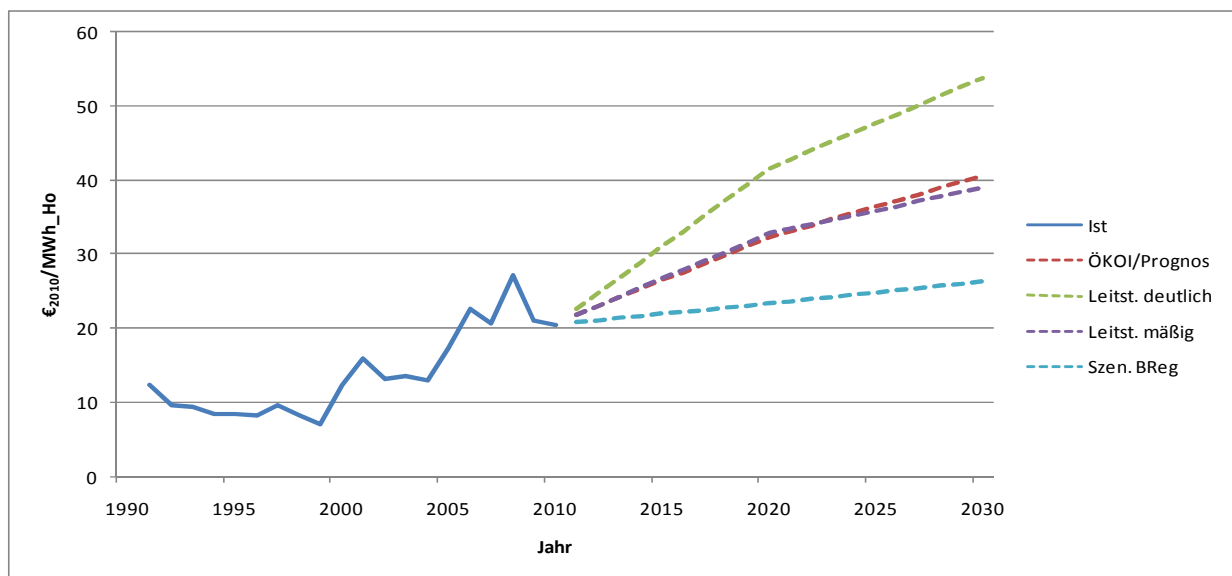


Abbildung 7: Grenzübergangspreis für Erdgas in verschiedenen Szenarien (Quelle: [BWMi 2011] [ÖKOI/Prognos 2009], [Nitsch et al 2010a], [BReg 2010b].)³⁸

Der Grenzübergangspreis zeigt in den ausgewählten Szenarien von 2011 bis 2030 einen deutlich unterschiedlichen Verlauf. Für die folgende nähergehende Betrachtung für Energiepreise der Haushalte wird daher das Referenzszenario der WWF-Studie [ÖKOI/Prognos 2009] ausgewählt, da dieses aus Sicht der Gutachter eine unter derzeitigen Rahmenbedingungen realistische und gemäßigte Entwicklung abbildet.

Brennstoffzellen mit einer Leistung bis zu 5 kW_{el} für die Versorgung von Gebäuden beziehen in der Regel den Brennstoff (in diesem Fall Erdgas) zum Haushaltskundertarif. Dieser beinhaltet zusätzlich zu dem Grenzübergangspreis noch Kosten für Verarbeitung, Transport, Speicherung, Vertrieb sowie Gewinnaufschläge, Steuern und gegebenenfalls CO₂-Zuschläge. Der Erdgaspreis sowie der Strompreis für Haushaltskunden ist gemäß [ÖKOI/Prognos 2009] bis 2030 in Abbildung 8 dargestellt, die historischen Werte sind durch die jeweils durchgängige Linie abgebildet.

Bei Betrachtung fällt auf, dass langfristig eine kontinuierliche Steigerung der Strom- und Gaspreise prognostiziert wird. Demnach steigt der Strompreis um etwa 6 ct/kWh bis 2020 und um 12 ct/kWh bis 2030 (im Vergleich zu 2010), der Gaspreis um 3 ct/kWh bis 2020 und um 6 ct/kWh bis 2030 (im Vergleich zu 2010). Die absolute Differenz zwischen Strom- und Gaspreis steigt folglich etwas an. Der Gaspreis ist auf Seite der Wärmeerzeugung überwiegend kostenneutral, wenn als Substitute eine

³⁸ Die Werte zwischen 2010 und 2020 wurden aus den Ergebnissen des jeweiligen Szenarios linear interpoliert.

andere erdgasabhängige Wärmeerzeugung zur Verfügung steht, bspw. eine Gasbrennwerttherme oder Bezug aus einer gasbefeuerten Fernwärmeschiene.

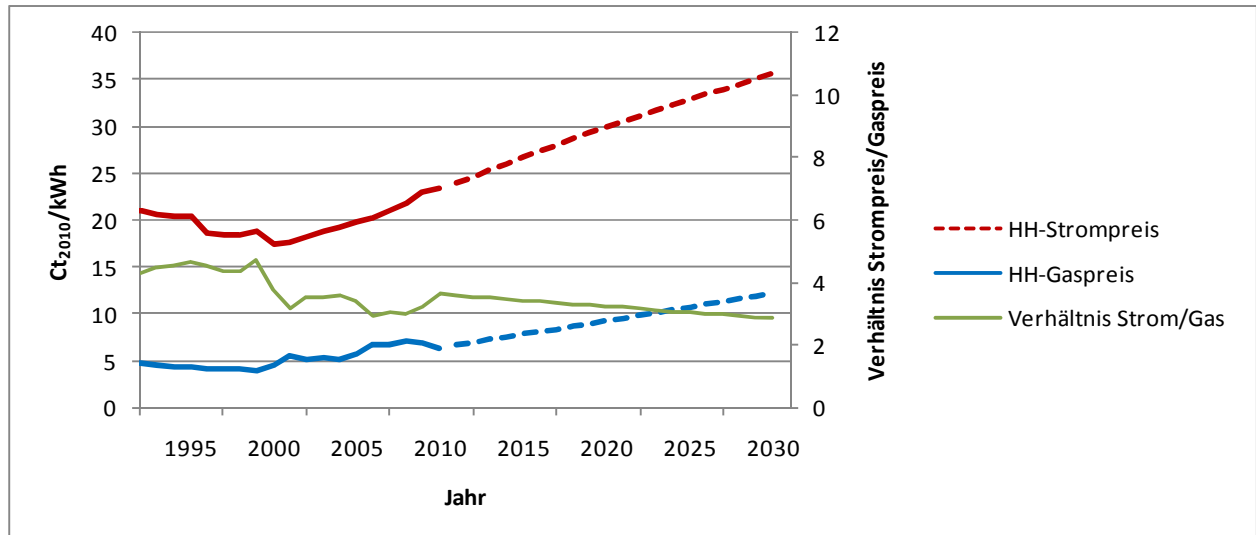


Abbildung 8: Haushaltspreise³⁹ für Strom und Gas und deren Verhältnis (Quelle: [ÖKOI/Prognos 2009, S.50], [BMWi 2011], eigene Berechnungen)⁴⁰

Für die Wirtschaftlichkeit einer Brennstoffzelle (bzw. allgemein für KWK-Anlagen) ist jedoch das Verhältnis der Bezugskosten für den eingesetzten Brennstoff und für Strom (der öffentlichen Versorgung) eine bedeutende Größe. In Abbildung 8 ist dies durch die Relation zwischen Strom-Haushaltspreis zu Gas-Haushaltspreis kenntlich gemacht: Je höher der Strompreis und je geringer der Gaspreis ist, desto wertvoller ist die Nutzung des eigenerzeugten Stroms, da hierdurch der Bezug des teuren Fremdstromes vermieden werden kann. Genauso verhält es sich bei eingespeistem und durch das KWKG vergüteten Strom: hier ist jedoch der EEX-Baseload-Preis statt des Strompreises für Haushalte die entscheidende Kennziffer. Generell gilt, dass die Stromeigennutzung der Einspeisung vorzuziehen ist, solange die vermiedenen Bezugskosten durch Eigennutzung über den Erlösen durch in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms liegen.

Der Prognose zu Folge wird das Verhältnis von Strom zu Gaspreis langfristig abnehmen (grüne Linie in Abbildung 8). Zwar steigen beide Preise in dem Prognose-Zeitraum an, der Gaspreis jedoch verhältnismäßig (prozentual) stärker als der Strompreis. Dies führt zu tendenziell schlechteren wirtschaftlichen Rahmenbedin-

³⁹ Bei einer Abnahmemenge von 1600 kWh pro Monat inkl. aller Steuern und Abgaben für Gas bzw. 325 kWh pro Monat für Strom inkl. Ausgleichsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer.

⁴⁰ Die Werte zwischen 2010 und 2020 wurden aus den Ergebnissen der Prognose linear interpoliert.

gungen für Brennstoffzellen (bzw. für KWK-Anlagen im Allgemeinen) im Vergleich zu heute.

5.2 Exkurs: Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung

Mit zunehmendem Anteil an Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung nimmt auch der Anteil an fluktuierender Erzeugung aus Wind und Sonne zu. Aktuell beträgt der Anteil dieser von Wetter und Tageszeit abhängigen Erzeugung an der deutschen Stromerzeugung 11 % [BDEW 2011]. Bis zum Jahr 2050 kann dieser rund 50 % betragen und 2020 wird bereits mit über 25 % gerechnet [vgl. Nitsch et al. 2010b, S. 49]. Der Ausgleich dieser fluktuierenden Erzeugung wird eine der zukünftigen Herausforderungen der Energiewende. Insbesondere der langfristige Ausgleich bedingt neuer Herangehensweisen. Derzeit können wochenlange Windflauten und mäßige PV-Einspeisungen noch vom aktuellen konventionellen Kraftwerkspark ausgeglichen werden. Mit steigender installierter Leistung an Erneuerbaren Energien werden die Flexibilitätsanforderungen (Lastgradienten, An- und Abfahrzeiten) für die konventionellen Kraftwerke zunehmen. Auf lange Sicht wird kein regelbares Kraftwerk durchgängig Strom erzeugen können und klassische Grundlastkraftwerke werden durch flexiblere Gaskraftwerke oder weitere Alternativen, wie z. B. Speicher, ersetzt werden müssen. Durch die vorrangige Einspeisung der Erneuerbaren Energien werden insgesamt die Benutzungsstunden der konventionellen Kraftwerke abnehmen und es wird ein negativer Anreiz für Neuinvestitionen von konventionellen Kraftwerken gesetzt.

Heizkraftwerke bzw. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Allgemeinen besitzen bei Auskopplung von Wärme vergleichsweise niedrige Stromgestehungskosten (Wärmegutschrift). Sie liegen deshalb in der börslichen Einsatzreihenfolge (Merit-Order) vor den rein Strom erzeugenden Gaskraftwerken und können daher höhere Einsatzzeiten erreichen. In Bezug auf deren Flexibilität in der Stromerzeugung sind Gas gefeuerte KWK-Anlagen (GuD-Kraftwerke, Gasturbinen und Blockheizkraftwerke) ebenso flexibel, wie ihre rein Strom erzeugenden Pendanten. Blockheizkraftwerke (BHKW) sind sogar generell noch flexibler einsetzbar. Für eine stromgeführte Fahrweise dieser Anlagen wird ein Wärmespeicher benötigt, mit dem der Wärmebedarf zeitlich von der Wärmeerzeugung entkoppelt wird. Gas-KWK-Anlagen sollten sich daher für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung einsetzen lassen.

Eine entsprechende Untersuchung über den Einsatz von BHKW zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung hatte das Ergebnis, dass sich diese grundsätzlich ökologisch und in ökonomisch sinnvoll zum Ausgleich einsetzen lassen [Groß et al. 2011]. Für die Untersuchung wurde der Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung der Erneuerbaren Energien, kurz Residuallast, basierend auf der Leitstudie für das Jahr 2020 abgeschätzt. Diese Residuallast wurde dann in Bänder unterteilt und diese durch BHKW abgefahren. Um dies konsequent durchführen zu können, wurden wei-

tere flexibilisierende Maßnahmen angenommen: Die Möglichkeit mit den BHKW nur Strom zu erzeugen (ggf. auch über Kühlkörper) sowie einen adäquaten Gaskessel, mit dem die Wärmeversorgung in Zeiten ohne Strombedarf (Residuallast = 0) sichergestellt werden kann. Trotz sommerlicher Phasen in denen die Wärme gegebenenfalls ungenutzt weggekühlt wird, sind BHKW allgemein effizienter und klimafreundlicher als die getrennte Erzeugung im konventionellen Kraftwerkspark und Heizkesseln (Gaskessel). Die Wirtschaftlichkeit einzelner BHKW hängt vor allem von deren Größe (maximale elektrische Leistung) ab. Größere BHKW besitzen tendenziell höhere elektrische Wirkungsgrade und erzielen dadurch höhere Stromerlöse. Weiterhin erreichen diese niedrigere Brennstoffpreise (Großhandelspreise statt Haushaltskundenpreise) und realisieren daher höhere Deckungsbeiträge.

Im Vergleich zu leistungsmäßig vergleichbaren BHKW besitzen Brennstoffzellen höhere elektrische Wirkungsgrade. Nachfolgend wird daher der Einsatz einer Brennstoffzelle zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung beispielhaft betrachtet. Die Betrachtung findet basierend auf der zuvor umrissenen Untersuchung statt.⁴¹ Als Brennstoffzelle wird eine 1 kW_{el} Anlage angenommen. Diese Anlagengröße ist analog zur späteren Untersuchung und Entwicklung eines Markteinführungsprogramm in Kapitel 8 gewählt. Als elektrischer Wirkungsgrad wird 50 % angenommen und als Gesamtwirkungsgrad 88 %. Des Weiteren wird eine maximal benötigte Wärmeleistung von 12 kW_{th} angenommen, welches für den wärmeorientierten Einsatz der Brennstoffzelle eine Betriebszeit von rund 7.900 Vollbenutzungsstunden bedeutet. Ziel dieser Kurzbetrachtung ist der Vergleich zwischen der wärmegeführten Fahrweise einer solchen Anlage und deren stromorientierten Einsatz zur Deckung der Residuallast. Für den Vergleich wird der jährliche Deckungsbeitrag der Anlage betrachtet. Zur Berechnung des Deckungsbeitrags wird ein Wärmepreis in Höhe der Brennstoffkosten eines Gaskessels angenommen.⁴²

Ein stromorientiertes Abfahren der Residuallast liefert 4 % höhere Deckungsbeiträge als der wärmeorientierte Betrieb der Brennstoffzelle. Absolut gesehen sind dies Mehreinnahmen von 14 €/a. Das derzeitige Mindesthandelsvolumen an der Strombörse (EPEX, Paris) ist 100 kW, dies bedeutet, dass sich 100 Brennstoffzellenbetreiber einer 1 kW_{el} Anlage in einem virtuellen Kraftwerk zusammenschließen müssen. Die derzeitigen Kosten für einen solchen Zusammenschluss (Kommunikationstech-

⁴¹ Nähere Vorgehensweise und konkrete Randbedingungen im Anhang I und II [vgl. Groß et al. 2011, S. 176ff].

⁴² Die Berücksichtigung wärmeseitiger Einnahmen in der Systematik ist bewusst gewählt, um gegebenenfalls einen Vergleich von KWK-Anlagen verschiedenster Größenklassen zu ermöglichen. Effekt dieser Vorgehensweise ist, dass in diesem Teil der Untersuchung positive Deckungsbeiträge für Brennstoffzellen dargestellt werden können. In der späteren Untersuchung ohne Betrachtung von Wärmeeinnahmen sind die Deckungsbeiträge negativ.

nik, Leitwarte) übersteigen derzeit Kosten von 3.000 €. Mehreinnahmen von 14 € pro Jahr würden bei einer angenommenen Lebensdauer von zehn Jahren diese Mehrkosten nicht decken können. Wenn sich diese Kosten zukünftig nicht maßgeblich ändern, besteht kein wirtschaftlich Anreiz für Brennstoffzellenbetreiber ($\sim 1 \text{ kW}_{\text{el}}$) ihre Anlagen stromorientiert für einen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung einzusetzen.

5.3 Ein Level Playing Field für Stromerzeugungstechnologien

Das Konzept des ‚Level Playing Field‘ ist nicht einheitlich und konkret definiert. Grundsätzlich besteht ein Level Playing Field, wenn Länder, Unternehmen, Technologien etc. der gleichen Regulierung unterliegen und dieselben Möglichkeiten besitzen, um untereinander zu konkurrieren. Dem zu folge besteht ein „Unlevel Playing Field“, wenn ein Unternehmen etc. bestimmte Vorteile hat, die sich aus unterschiedlichen staatlichen Regulierungen ergeben. Zusätzlich muss zwischen zwei Formen des (Un-)Level Playing Field differenziert werden [vgl. Appelman et al., S. 21 ff.]:

- **Outcome-based Level Playing Field:** Jede Firma/Technologie besitzt die gleichen Gewinnerwartungen.⁴³
- **Rules-based Level Playing Field:** Für jede Firma/Technologie besteht das gleiche regulative Umfeld.⁴⁴

Die folgenden Betrachtungen erfolgen auf unterschiedlichen Ebenen. Zunächst werden die Rahmenbedingungen zur Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen unter dem Gesichtspunkt des Level Playing Field-Konzeptes analysiert. Anschließend werden die Netznutzungsbedingungen für kleinere, dezentrale Stromerzeugungsanlagen betrachtet. Hier wird die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) auf ihre Eigenschaften im Sinne des Level Playing Field-Gedankens untersucht.

Die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung haben im Bereich der Stromerzeugung zu umfassenden Eingriffen in die Marktmechanismen geführt. Feste Einspeisevergütungen für EE-Anlagen, Zuschlagsvergütungen für KWK-Anlagen sowie eine Abnahmepflicht bzw. ein Einspeisevorrang für beide Erzeuger haben ein Unlevel Playing Field geschaffen. Das bedeutet, dass EE- und KWK-Anlagen, die durch das EEG bzw. KWKG gefördert werden, einen spezifischen Vorteil gegenüber konventionellen fossilen und atomaren Stromerzeugungsanlagen haben. Dieser Eingriff wird durch das Auftreten negativer Effekte begründet, worunter nicht nur die Emission von Treibhausgasen fällt, sondern auch die lokale Luftbelastung, Eingriffe in das Ökosystem durch Ressourcenabbau, Großrisiken bei der Kern-

⁴³ Outcome-based Level Unplaying Field: Jede Firma etc. besitzt nicht die gleichen Gewinnerwartungen.

⁴⁴ Rules-based Level Unplaying Field: Für jede Firma etc. besteht ein anderes regulative Umfeld.

energienutzung und die signifikante Abhängigkeit von Energieimporten [Fischedick und Samadi 2010]. Das unterschiedliche regulative Umfeld soll einerseits die bestehenden ungleichen Wettbewerbsbedingungen aufgrund oligopolistischer Marktstrukturen durchbrechen und Marktzutrittsbarrieren überwinden. Andererseits ist die staatliche Subvention durch Einspeise- bzw. Zuschlagsvergütung notwendig, um die Anlagen wirtschaftlich darstellen zu können und durch eine breite Technologieförderung keine Lock-in Effekte zu erzeugen. In beiden Fällen wird versucht, das Marktversagen durch asymmetrische Regeln zu beseitigen. Im Vordergrund steht die Annahme, dass der Nutzen der asymmetrischen Regeln deren Kosten übersteigt. Es ist zu beobachten, dass innerhalb der Förderung (EEG und KWKG) ein Rules-based Level Playing Field herrscht, d. h. gleiche Anlagen und Technologien erhalten die gleichen Subventionen und Privilegien (siehe Abbildung 9). Das bedeutet jedoch nicht, dass die Gewinnerwartungen gleich sind (d.h. es ist kein Outcome-based Level Playing Field), hier haben viele unterschiedliche Faktoren einen Einfluss.⁴⁵ Die Brennstoffzelle wäre hier im Feld der KWK angesiedelt, leidet derzeit jedoch noch unter großen Wirtschaftlichkeitsproblemen. Wenn die Technologie als mögliche Schlüsseltechnologie der Zukunft identifiziert wurde, ist es im Sinne eines Outcome-based Level Playing Fields eine spezielle Technologieförderung zielorientiert einzusetzen.

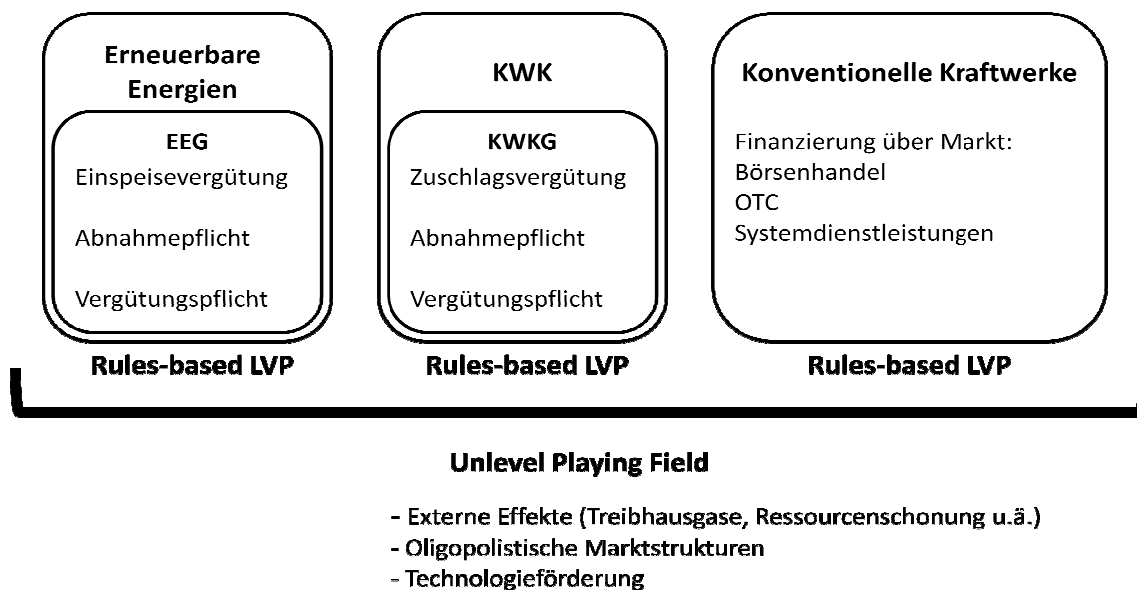


Abbildung 9: Level Playing Field von Stromerzeugungstechnologien (eigene Darstellung)

Um die gesetzlich verankerten Ziele der Stromerzeugung durch EE bzw. KWK-Anlagen zu erreichen, bestehen dennoch einige regulatorische Hindernisse. Während durch das beschriebene Unlevel Playing Field durch EEG und KWKG die Fi-

⁴⁵ Diese können Standortwahl, Betriebsweise, Planungskosten und weitere sein.

finanzierung der betroffenen dezentralen Anlagen bis auf ein bestimmtes Niveau abgesichert ist, bestehen noch negative Anreize gegenüber diesen Strukturen bei den Netzbetreibern. Im Folgenden soll auf mögliche Änderungen eingegangen werden, um hier faire Netznutzungsbedingungen für kleine dezentrale Stromerzeugungsanlagen zu erreichen und so ein Rules-based Level Playing Field zu schaffen.

Dies erfordert eine Angleichung des regulativen Umfeldes im Bereich der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Hierbei ist anzumerken, dass die gleichen Rahmenbedingungen für alle Marktbeteiligten nicht zwangsläufig die gleichen Effekte zur Folge haben. An dieser Stelle wird also nicht versucht, im Gegensatz zur Subventionierung über KWKG und EEG, eine Steuerungsfunktion von staatlicher Seite auszuüben. Mit der Einführung der ARegV stehen Netzbetreiber unter einem gewissen Wettbewerbsdruck, da sie sich am effizientesten Netzbetreiber messen müssen. Bei der Einbindung dezentraler Erzeugungsstrukturen können Ineffizienzen und somit zusätzliche Kosten anfallen, die als Negativanreiz beim Netzbetreiber wirken. Um diese zu beseitigen ist es notwendig, das Kostenrisiko des Netzbetreibers zu senken.

Eine Option ist die Aufnahme eines Strukturmerkmals in den Effizienzvergleich der Anreizregulierung. Als geeignetes Merkmal hat sich die dezentral installierte Leistung innerhalb eines Netzes erwiesen [Müller 2008]. Dies ist damit zu begründen, dass Stromnetze nach der maximalen Leistung dimensioniert sind und somit die Entscheidung, ob und in welchem Umfang Kosten für den Anschluss einer dezentralen Erzeugungsanlage anfallen, vorrangig von der maximalen Leistung des dezentralen Erzeugers abhängig ist.

Um das Kostenrisiko des Netzbetreibers zu verringern, ist die Verknüpfung von Elementen der direkten Kostenerstattung und der Anreizregulierung. In Großbritannien hat man mit dem „DG Hybrid Incentiv“ bereits ein derart ausgestaltetes Instrument eingeführt. In diesem Fall können die Netzbetreiber Kosten der dezentralen Erzeugung, die über die reinen Anschlusskosten hinausgehen, zu 80 % direkt an die Netzkunden weitergeben. Darüber hinaus erhöht sich die Erlösobergrenze des Netzbetreibers für 15 Jahre um einen bestimmten Betrag pro Jahr, der abhängig von der installierten Leistung an dezentralen Stromerzeugungsanlagen in seinem Gebiet ist. Die Wirkungsweise dieses Mechanismus ist in Abbildung 10 dargestellt.

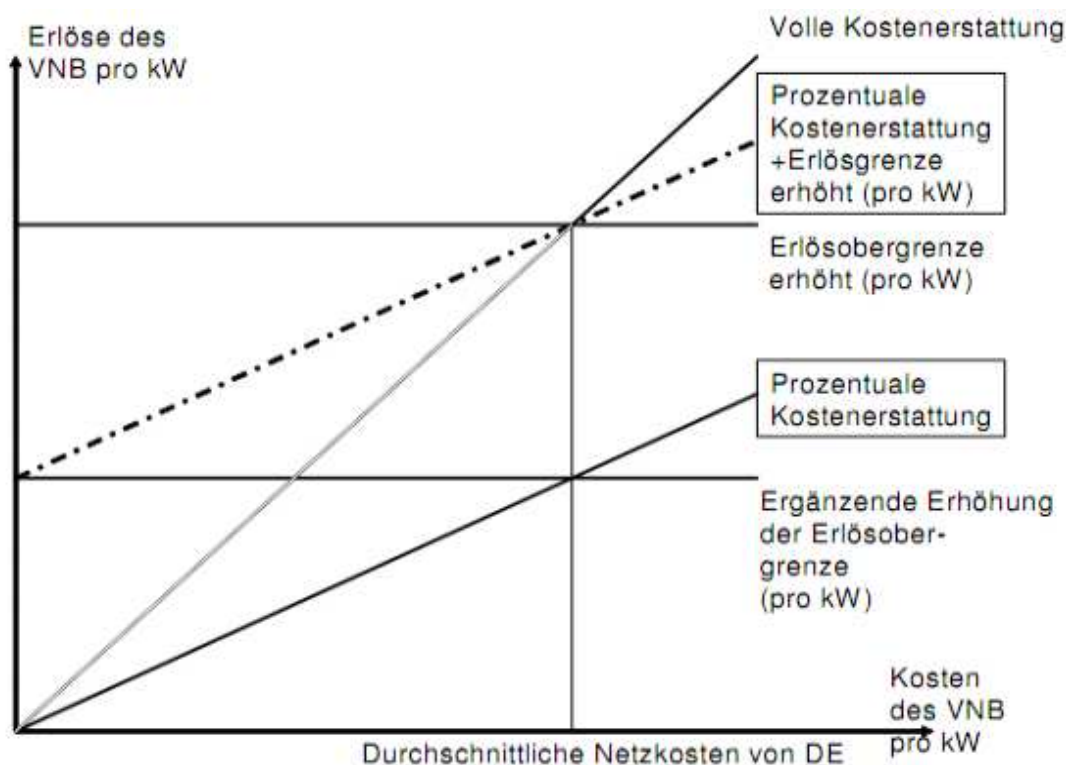


Abbildung 10: Funktionsweise des DG-Hybrid Incentive [Leprich et al. 2008, S. 24]

Die horizontalen Linien stellen den üblichen Mechanismus der Anreizregulierung dar. Die Erlöse des Netzbetreibers sind demnach ausschließlich von der installierten Leistung abhängig und er trägt das volle Kostenrisiko. Werden dagegen die vollen Kosten anerkannt und in voller Höhe an die Netzkunden weitergegeben werden, trägt der Netzbetreiber keinerlei Risiko, kann jedoch auch keine zusätzlichen Effizienzerlöse erzielen (dargestellt durch die Winkelhalbierende).

Der hybride Mechanismus ist ein Mittelweg zwischen der klassischen Anreizregulierung und der vollen Kostenerstattung. Durch eine Kombination der beiden Instrumente trägt der Netzbetreiber nicht mehr das volle Kostenrisiko, hat aber dennoch einen Anreiz, (dezentrale) Erzeugungsanlagen möglichst effizient in sein Netz einzubinden und somit eine zusätzliche Rendite zu erwirtschaften. Eine Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzkosten verschiedener Erzeugungstechnologien könnte über technologiespezifischen Kennziffern berücksichtigt werden [Leprich et al. 2008, s.47]. Eine stärkere Differenzierung nach Netzbereichen stellt eine weitere Möglichkeit dar, um unterschiedliche inhärente Netzanschlusskosten dezentraler Erzeuger einzubeziehen und so Negativanreize abzubauen.

Demnach ist auf der regulierten Netzebene ein Outcome-based Level Playing Field anzustreben. Der Netzbetreiber sollte möglichst dieselben Anreize haben, jede Stro-

merzeugungsanlage, unabhängig von Technologie oder Standort (zentral oder dezentral) in sein Netz zu integrieren, d.h. die Gewinnerwartungen sollten für jede Anlage gleich hoch sein. Damit wäre ein fairer Zugang zu den Netzen gesichert und bestehende Negativanreize beseitigt, die den Ausbauzielen der Bundesregierung im Bereich der dezentralen KWK und EE entgegenstehen.

5.4 Zusammenfassende Bewertung

Die derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen an einigen Stellen noch angepasst werden, um den Betrieb einer dezentralen Brennstoffzelle attraktiver zu gestalten. Momentan und in naher Zukunft wird eine erhöhte Förderung nötig sein, um in den Bereich der Wirtschaftlichkeit vorzudringen. Die entsprechenden Gesetze existieren bereits (KWKG und EEG), müssen jedoch explizit erweitert werden.

Die tendenziell steigenden Brennstoffkosten führen trotz steigenden Strompreisen zu wirtschaftlich schlechteren Rahmenbedingungen. Sollen die Klimaschutzziele der Bundesregierung im Bereich der KWK-Stromerzeugung und der Primärenergieeinsparung dennoch erreicht werden, bedarf es neben der rein finanziellen Förderung noch faire Wettbewerbsbedingungen mit konventionellen und zentralen Stromerzeugungsanlagen.

6 Analyse der Technologie Brennstoffzelle als Zukunfts- und Brückentechnologie

Die Bundesregierung hat mit ihrem Energiekonzept [BReg 2010a] auf Basis eigens erstellter Energieszenarien [BReg 2010b] eine langfristige Strategie für die künftige Energieversorgung vorgelegt. Die Sicherstellung von wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau sind die Ziele, die mit Hilfe des Leitfadens erreicht werden sollen. Während das Energiekonzept vor der Atomreaktorkatastrophe in Fukushima im März 2011 noch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland begründete, wurde in Folge des Unglücks der vollständige Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022 beschlossen. Daher hat die Regierung die Darstellungen zur Kernenergie in Kapitel C „Kernenergie und fossile Kraftwerke“ auf den Seiten 14 und 15 durch den Beschluss des Bundeskabinetts zur Änderung des Atomgesetzes vom 6. Juni 2011 ersetzt. Demnach wurden EEG und EnWG umfassend novelliert. Zudem soll ein Ökofonds, der aus den Erlösen aus dem Emissionshandel finanziert wird, den Ausbau von EE vorantreiben. Drohende Übertragungs- und Verteilungsproblematik sollen mit kürzeren Bau- und Planungsphasen durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz vermieden werden.

Außer der Änderung der Kernenergiepolitik bleiben die Energie- und Klimapolitischen Ziele erhalten. Das bedeutet eine umfassende Reduktion von Treibhausgasemissionen: minus 55 % bis 2030, minus 70 % bis 2040, minus 80 % - 95 % bis 2050 (Referenzjahr 1990). Die dafür fast vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung soll über den Ausbau Erneuerbarer Energien gewährleistet werden. Die umfassende Energieversorgung durch EE ist gleichzeitig der essentielle Faktor, um den Primärenergieverbrauch zu reduzieren, da deren Energieerzeugung nach dem Wirkungsgradprinzip mit 100 % in die Statistik eingehen. Zusätzlich bedarf es sowohl zur Unterstützung der fluktuierenden Einspeisung EE sowie zur Schonung fossiler Ressourcen Brückentechnologien, die bedarfsgerecht einspeisen und dabei hocheffizient sind. Dafür bieten flexible KWK-Anlagen ein großes Potenzial, um den Konflikt zwischen der zeitgleichen Einspeisung von fluktuierenden EE, unflexiblen Grundlastkraftwerke und der KWK-Einspeisung zu entschärfen [Nitsch et al. 2010a, S.98]. Kleine dezentrale KWK-Anlagen können durch eine Erweiterung mit Wärmespeichern flexibilisiert werden und somit einen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern. Im Zusammenschuss als virtuelles Kraftwerk können diese zudem Systemdienstleistungen erbringen und somit zur Systemstabilität in Form von Regelleistung zur Frequenzhaltung beitragen [Leprich 2011].

6.1 KWK als Effizienztechnologie

Der Einsatz fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung führt zu Treibhausgasemissionen. Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung (siehe oben) zu erreichen, bedarf es daher, neben dem Ausbau EE, eine massive Steigerung im Bereich der Energieeffizienz. Dies kann zum einen eine Senkung des Endenergieverbrauchs bedeuten, um bei gleichem durchschnittlichen Nutzungswert bei der Energieumwandlung, den Einsatz von Primärenergie durch fossile Ressourcen zu reduzieren. Andererseits kann der Einsatz fossiler Ressourcen zur Wärme- und Stromerzeugung in hocheffizienten Technologien erfolgen. Hier bietet die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung eine Möglichkeit, Nutzwärme bei der Stromerzeugung auszukoppeln und für Heizzwecke oder Produktionsprozesse zu verwenden. Die ehrgeizigen Ziele der Primärenergieeinsparung, nämlich 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 (Vergleichsjahr 2008), in Kombination mit den Zielen der Treibhausgasemission erfordern eine Kombination der beiden Pfade zu höherer Energieeffizienz.

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird Kraft-Wärme-Kopplung als Effizienztechnologie nicht berücksichtigt, dagegen jedoch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Dioxide Capture and Storage) als Option zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen [BReg 2010a, S.16]. Diese klassische „End of Pipe“-Technologie⁴⁶ stellt allerdings ausschließlich eine Möglichkeit zur Vermeidung von klimaschädlichen Gasen dar, jedoch nicht zur fossilen Ressourcenschonung. Hier sinkt sogar der Nutzungsgrad der Stromerzeugungsanlage und es wird somit mehr Brennstoff verbraucht [Wuppertal Institut 2010, S.148 f.]. Daher sollten Effizienzverbesserungen, wie sie die KWK bietet, aufgrund ihrer zweifachen Effektivität bezüglich Klimaschutz und Ressourcenschonung den Vorzug vor End-of-Pipe Technologien bekommen.⁴⁷

Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung ermöglicht die Einsparung von CO₂-Emission durch niedrige Umwandlungsverluste. In Tabelle 8 sind die Brutto-Brennstoffnutzungsgrade⁴⁸ fossiler Kraftwerke im Jahr 2009 abgebildet. Dabei hat sich von 1990 bis 2009 der durchschnittliche Brutto-Brennstoffnutzungsgrad im deutschen Kraftwerkspark von 36 % auf 42 % gesteigert und spiegelt damit die kontinuierliche Modernisierung des Kraftwerksparks wieder [UBA 2011a].

⁴⁶ End of Pipe (zu deutsch: am Ende der Röhre) –Technologie bedeutet, dass nicht der Prozess an sich geändert wird, sondern nur eine additive, dem eigentlichen Prozess nachgeschaltete Maßnahme ergriffen wird (z. Bsp. Partikelfilter).

⁴⁷ Welche der beiden Technologien letztendlich vorgezogen wird, ist eine Frage der jeweiligen Treibhausgas-Vermeidungskosten und der Preise für Emissionszertifikate und fossiler Energieträger.

⁴⁸ Der Nutzungsgrad berücksichtigt im Gegensatz zum Wirkungsgrad auch An- und Abfahrtzustände sowie Teillastzeiten.

Kraftwerkstyp	Brutto-Brennstoffnutzungsgrad
Steinkohlekraftwerke	42,0 %
Braunkohlekraftwerke	38,3 %
Gaskraftwerke	51,1 %
Durchschnitt Stein-/Braunkohle/Gas	42,1 %

Tabelle 8: Brutto-Brennstoffnutzungsgrad fossiler Kraftwerke in 2009 (Quelle: UBA 2011a)

Auch wenn moderne Kraftwerke einen höheren elektrischen Wirkungsgrad⁴⁹ als alte aufweisen (Kohlekraftwerke bis zu 45 %; Erdgaskraftwerke bis zu 58 %), liegen deren Effizienzwerte noch weit unter denen von KWK-Anlagen. Ursache dafür ist die nicht genutzte Abwärme, welche bei der Stromerzeugung entsteht, sondern an die Umgebung abgegeben wird. Bei der KWK hingegen wird die entstehende Abwärme zur Erzeugung von Fernwärme, Heizwasser oder Dampf für Industrieprozesse genutzt und ermöglicht dadurch einen höheren Brennstoffausnutzungsgrad im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Diese erreichen, je nach Leistung, Technologie und Brennstoff, einen Wirkungsgrad von über 90 % [UBA 2011b, S. 56].

Demzufolge kann die gekoppelte Erzeugung von Strom- und Wärme durch KWK-Stromerzeugungsanlagen einen Beitrag zur Vermeidung von CO₂-Emissionen beitragen. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird der mögliche Beitrag der KWK zum Erreichen der Klimaschutzziele nur unzulänglich berücksichtigt [BReg 2010 a, S.16]. Begründet ist dies in den Annahmen des Szenarios II der Energieszenarien [BReg 2010b, S. 4], welches die Argumentationsbasis des Energiekonzeptes bildet. Die Laufzeitverlängerung der Kernenergienutzung von 12 Jahren hat erhebliche Auswirkungen auf den Ausstoß von schädlichen Klimagasen. In den Energieszenarien wird die Stilllegung von Kernkraftwerken durch eine höhere Auslastung von bestehenden Kohlekraftwerken sowie den Zubau von Gaskraftwerken kompensiert [BReg 2010b, S. 143 ff.]. Dadurch erhöhen sich die CO₂-Emission im Strom- und KWK-Wärmesektor. Durch den beschlossenen Atomausstieg in Folge der Reaktorkatastrophe in Fukushima hat demnach das Energiekonzept der Bundesregierung sein perspektivisches Fundament im Bereich des Klimaschutzes verloren. Das Referenzszenario, welches keine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vor-

⁴⁹ Siehe Fußnote 3: Der Wirkungsgrad berücksichtigt keine An- und Abfahrtszustände sowie Teillastzeiten und liegt somit über dem Nutzungsgrad.

sieht, hat grundlegend verschiedene Annahmen und ist daher nicht für einen direkten Vergleich geeignet.

Neben dem Ausbau der EE lassen sich durch einen stärkeren Einsatz der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung CO₂-Emissionen vermeiden. Der Einspareffekt einer KWK-Anlage lässt sich in drei Effekte unterteilen [Erdmann und Dittmar 2010, S. 32]:

- **Brennstoffeffekt:** Einfluss des eingesetzten Brennstoffes auf die Emissionen.
- **Technologieeffekt:** Einfluss der verglichenen Technologie-Standards.
- **KWK-Effekt:** Einsparung durch die gekoppelte Erzeugung.

Durch einen beschleunigten Atomausstieg verschieben sich die Größenordnungen der genannten Effekte: Neben dem reinen KWK-Effekt, der vom Strommix unabhängig ist, ändern sich die eingesetzten Energieträger, sowie der Einsatz neuer und alter Technologie, die sich durch ihre Effizienz, d.h. Nutzungsgrade, unterscheiden. Darüber hinaus hat die zugrunde liegende Methode zur Berechnung der CO₂-Vermeidung einen Einfluss auf die Ergebnisse.⁵⁰ Die zu verwendende Methode muss daher je nach Anwendung ausgewählt werden.

In Abbildung 11 sind die CO₂-Einsparungen durch eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Abhängigkeit von unterstelltem Strom- bzw. Verdrängungsmix dargestellt. Die Varianten unterscheiden sich durch den unterschiedlichen Emissionsfaktor für die ungekoppelte Stromerzeugung [ausführliche Erläuterung: Prognos/BEA 2011, S. 101 f.].

Bei der Strommix-Methode ergeben sich die eingesparten Emissionen aus der Differenz der durch die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung in KWK-Anlagen entstehenden Emissionen und derer, welche bei der ungekoppelten Erzeugung dergleichen Strom- bzw. Wärmemenge entstehen würden. Als Emissionsfaktor für die ungekoppelte Stromerzeugung wird der des gesamten Strommix verwendet (daher ‚Strommix-Methode‘). Der Vorteil dieser Methode liegt in ihrer Einfachheit und guten Nachvollziehbarkeit, der Nachteil in der nur groben Berechnung.

Bei der Verdrängungsmix-Methode hingegen wird ein stundenscharfes Kraftwerksmodell hinterlegt und damit ermittelt, welche Kraftwerke in der Einsatzreihenfolge (Merit-Order) durch eine erhöhte KWK-Stromproduktion in dem Zeitraum der Prognose tatsächlich verdrängt werden. Der Vorteil liegt in der realistischeren Berechnung der CO₂-Einsparung durch die KWK-Einspeisung, der Nachteil in der Komplexität der Berechnung durch das Kraftwerksmodell.

⁵⁰ Eine Übersicht der Methoden ist in [Prognos/BEA 2011, S. 18 ff.] zu finden.

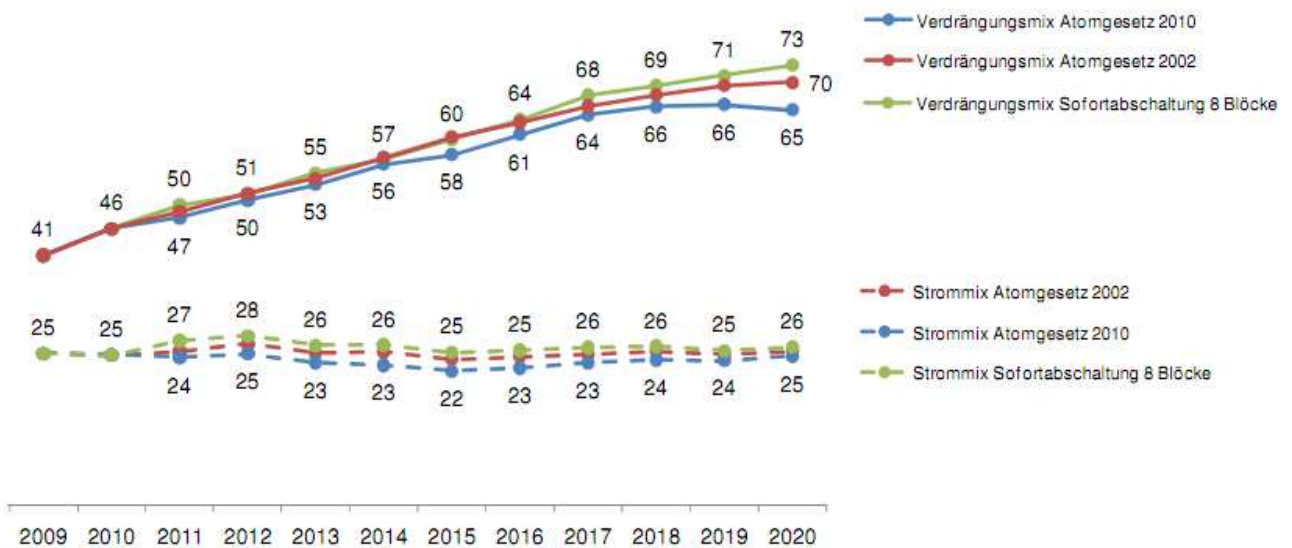


Abbildung 11: CO₂-Einsparung der KWK-Erzeugung in Millionen Tonnen (Quelle: [Prognos/BEA 2011, S. 104])

Die Darstellung macht deutlich, dass die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen kann. Dieser ist nach der Verdrängungsmix-Methode deutlich höher als nach der Strommix-Methode, was an den unterschiedlichen Annahmen zum jeweilig verwendeten Referenzwert der ungekoppelten Stromerzeugung liegt.

Die CO₂-Einsparungen nach der Strommix-Methode bleiben in etwa konstant, da sich das Referenzsystem durch den stetigen Ersatz der emissionsfreien Atomenergie hinsichtlich der ausgestoßenen Treibhausgase verschlechtert, durch den Zubau an Erneuerbaren Energien jedoch zunehmend verbessert und die gesamte CO₂-Bilanz des Strommix somit annähernd konstant bleibt. Die Sofortabschaltung von acht Atomkraftwerksblöcken hätte zur Folge, dass diese hauptsächlich durch fossile Stromerzeugung ersetzt werden würde, die CO₂-Bilanz des Strommix sich somit verschlechtern und die CO₂-Einsparung durch KWK-Erzeugung sich erhöhen würde.

Durch den beschleunigten Atomausstieg erhöht sich nach der Verdrängungsmix-Methode die CO₂-Einsparung im Vergleich zu einer Laufzeitverlängerung um zwölf Jahre deutlich, da in diesem Fall eine erhöhte KWK-Einspeisung verstärkt emissionsintensive Steinkohlekraftwerke verdrängt (tendenziell höherer Brennstoffeffekt). Die meisten verdrängten Kohlekraftwerke sind zudem noch nach veralteten Technologiestandards mit nochmals höheren Emissionswerten gebaut worden (tendenziell höherer Technologieeffekt). Berechnungen von [Prognos/BEA 2011] zu Folge werden im Jahr 2020 nach dem Atomgesetz von 2002 70 Mio. Tonnen CO₂ durch KWK-Erzeugung eingespart (nach der Verdrängungsmix-Methode).

6.2 Besondere Rolle der Brennstoffzelle

Wie im vorangehenden Kapitel gezeigt wurde, können durch die Effizienztechnologie KWK erhebliche CO₂-Einsparungen erreicht werden. Der Einsatz dieser Technologie ist jedoch stets an eine ausreichend große Wärmesenke gebunden, um die bei der Stromerzeugung entstehende und ausgekoppelte Wärme auch sinnvoll zu verwerten. Die Leitstudie 2010 geht von einem zukünftig stark abnehmenden Endenergiebedarf für die Wärmebereitstellung aus. Der Gesamtbedarf an Wärme sinkt im Basisszenario 2010 A bis 2020 auf 84 % des Wertes von 2009 und auf 56 % bis 2050. Diese Entwicklung drückt sich ebenso in einer sinkenden Raumwärmenachfrage aus, die laut Lautstudie 2010, bis ins Jahr 2030 auf 68 % des derzeitigen Wertes absinken wird [Nitsch et al. 2010a, S. 59ff.]. Dafür wird eine Halbierung des heutigen Durchschnittswertes des mittleren spezifischen Raumwärmeverbrauchs von Wohngebäuden mit Hilfe von energetischen Baumaßnahmen vorausgesetzt. Abbildung 12 stellt den prognostizierten Beitrag von Fernwärme-KWK, Nah- und Objekt-KWK sowie den von Heizwerken und Spitzenkessel zur Bereitstellung von Endenergie zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung bis ins Jahr 2030 dar.

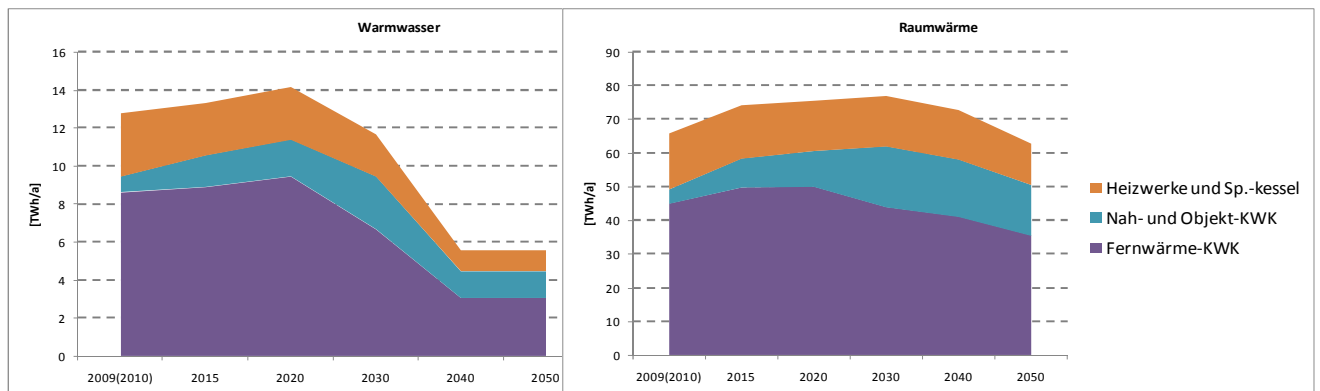


Abbildung 12: Endenergieverbrauch zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung in KWK-Anlagen (eigene Darstellung auf Basis von [Nitsch et al. 2010b, S.44 ff.]

Während die Warmwasserbereitstellung durch Fernwärme-KWK langfristig stark zurückgeht, sinkt die Raumwärmebereitstellung moderat. Auffällig ist die bis 2030 steigende und danach annähernde konstante Raumwärmeerzeugung in Nah- und Objekt KWK. Hier sind nach der Leitstudie 2010 noch einige Potenziale an Wärmesenken vorhanden, die mit dezentralen KWK-Anlagen erschlossen werden können und so ein einzelnes Objekt oder eventuell mehrere über ein Nahwärmesystem versorgen.

Der bedeutendste Unterschied der Brennstoffzelle zur Hausenergieversorgung, im Vergleich zu den Alternativen Blockheizkraftwerk und Stirlingmotor, ist die höhere Stromkennzahl⁵¹. Dies bedeutet, dass bei gleichem Wärmebedarf in einem bestimmten Gebäude oder einer, durch Nahwärmenetze verbundene, Siedlung, Brennstoffzellen installiert werden können, welchen diesen Bedarf befriedigen und dabei mehr Strom erzeugen, als vergleichbare KWK-Anlagen mit geringerer Stromkennzahl. Letztendlich führt dies zu verminderten CO₂-Emissionen, da der in der Brennstoffzelle bzw. der KWK-Anlage dezentral erzeugte Strom den Bezug aus dem öffentlichen Netz verdrängt. Daher kommt ein Vergleich des Einsatzes verschiedener KWK-Technologien zur Gebäudeenergieversorgung nach der Verdrängungsmix-Methode zu dem Ergebnis, dass Anlagen mit höheren Stromkennzahlen deutlich mehr Treibhausgasemissionen vermeiden können (siehe Abbildung 13).

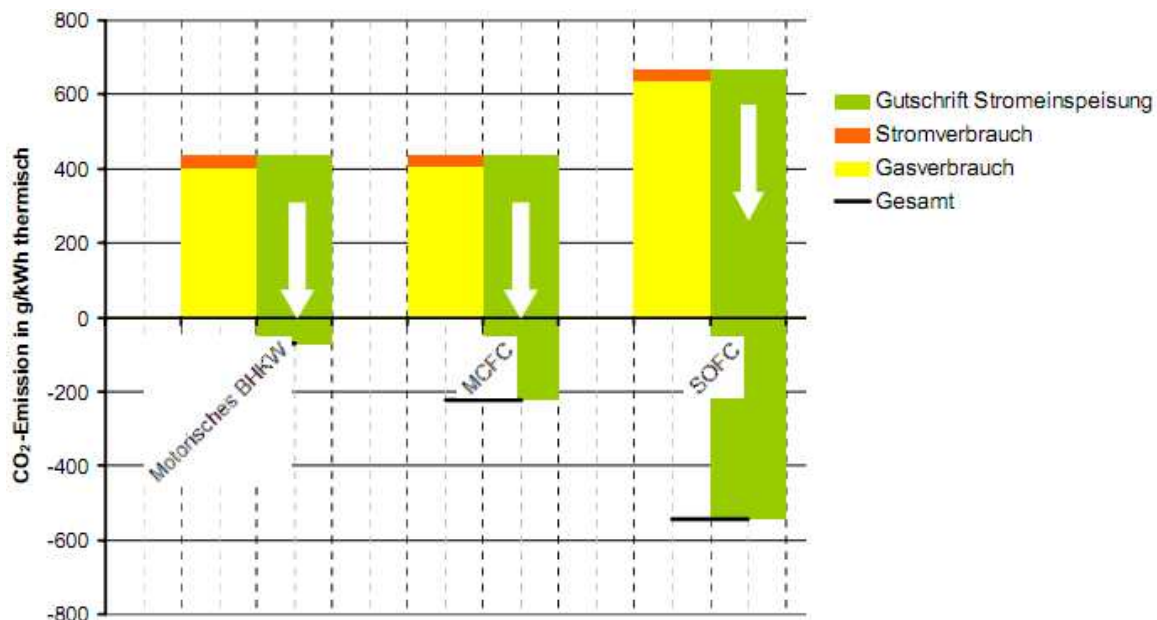


Abbildung 13: CO₂-Emissionen der betrachteten Techniken auf der Basis des KWK-Verdrängungsmix (Quelle: [FfE 2007, S. 191], verändert IZES gGmbH)⁵²

Die Abbildung zeigt exemplarisch die CO₂-Emissionen bei der Wärme- und Stromerzeugung und dem gegenübergestellt die Emissionsgutschriften, welche durch den KWK-Strom an anderer Stelle vermieden werden (grüne Balken). Dargestellt sind die vermiedenen Emissionen bezogen auf die Bereitstellung von 1 kWh thermischer

⁵¹ Die Stromkennzahl drückt das Verhältnis von elektrischer Leistung zu genutzter Abwärmeleistung aus.

⁵² Da an dieser Stelle nur auf den qualitativen Unterschied der CO₂-Vermeidung hingewiesen werden soll, wurden die Größenangaben der Ordinate entfernt.

Energie in den betrachteten Anlagen. Der Simulation umfasst den Einsatz der Anlagen in einer Wohnsiedlung mit fünf Mehrfamilienhäusern und 15 Einfamilienhäuser, die über ein Nahwärmenetz verbunden sind [FfE 2007, S. 184 ff.].

Durch den höheren Gesamtnutzungsgrad, verglichen mit dem Verdrängungsmix, vermeiden das motorische BHKW sowie die MCFC- und SOFC- Brennstoffzelle CO₂-Emissionen. Die unterschiedlich hohen Emissionsvermeidungen kommen durch die unterschiedlich hohe Stromerzeugung bei gleicher Wärmebereitstellung zu Stande, welche wiederum auf die unterschiedlich hohe Stromkennzahl zurückgeht (höhere Stromkennzahl bedeutet bei gleicher Wärmebereitstellung eine höhere Stromerzeugung). Daher vermeidet die Technologie mit der höchsten Stromkennzahl (hier: SOFC⁵³), durch die Verdrängung der Stromproduktion in weniger effizienten Kraftwerken, die meisten Gesamtemissionen.

Die vorhergehende Erläuterung und beispielhafte Darstellung verdeutlichen den ökologischen Vorteil der Brennstoffzelle gegenüber anderen KWK-Technologien mit geringeren Stromkennzahlen. Daher können Brennstoffzellen, vor dem Hintergrund des abnehmenden Wärmebedarfs und der Reduzierung der CO₂-Emissionen durch verdrängte, weniger effiziente Stromerzeugung, einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten.

⁵³Der SOFC-Brennstoffzelle wurde bei der Berechnung die höchste Stromkennzahl vor der MCFC-Brennstoffzelle und dem BHKW zu Grunde gelegt. Stromkennzahlen in Klammer: BHKW (0,89), MCFC (1,17), SOFC (2,14).

7 Überblick über das Portfolio möglicher Förderinstrumente

In diesem Kapitel sind verschiedene Förderinstrumente beschrieben, die sich prinzipiell für eine Förderung der Markteinführung von Brennstoffzellensystemen anbieten. Generell handelt es sich dabei um ordnungspolitische Maßnahmen, die entweder direkte oder indirekte positive finanzielle Auswirkungen auf den Verkauf oder Betrieb, und damit auf die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen haben.

Die einzelnen Instrumente werden im Folgenden kurz beschrieben und gegebenenfalls mit einem Beispiel belegt. Gleichzeitig erfolgt eine kurze Bewertung der Instrumente bezüglich ihrer Eignung zur Förderung einer Markteinführung der Brennstoffzelle.

Projektbezogene Fördergelder und Zuschüsse

Es handelt sich dabei um eine nicht rückzahlbare Zuwendung ohne direkte Gegenleistung. Im Allgemeinen wird auf einen Fördergeldantrag hin ein bestimmter Zuschuss zu einem Projekt gewährt. Der Antragsteller hat dabei häufig jedoch noch einen Eigenanteil zu tragen und muss die Verwendung der Zuschüsse jederzeit belegen können.

Durch die Auflage bestimmter Förderprojekte kann die Regierung gezielt die technische Entwicklung lenken und beeinflussen, indem sie vorweg bereits Auflagen für die Mittelverwendung definiert bzw. während der Auswahl der zu fördernden Projekte nach bestimmten Kriterien selektiert. Der Vorteil liegt dabei in der Steuerung mehrerer Projekte auf ein definiertes Ziel hin. Dabei kann der Mittelgeber auch den Austausch zwischen den Projekten fordern.

Kurze Bewertung:

Bei projektbezogener Förderung ist mehr für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben als für eine gezielte Markteinführung geeignet. Eine zentrale Koordination kann durch eine gezielte Mittelvergabe Einfluss auf die Technologieentwicklung und Marktvorbereitung nehmen. Dabei ist jedoch nicht gewährleistet, dass eine Kostendegression durch Ausweitung der Produktion entsteht. Forschungs- und Entwicklungsprogramme sind dennoch parallel zu einer Markteinführung und darüber hinaus notwendig, um den ständigen Fortschritt der Technologie zu gewährleisten.

Beispiel:

Forschungsprojekte im Rahmen des Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP).

Investitionsförderung

Die Investitionsförderung spricht direkt die Endverbraucher an und setzt Anreize ein Produkt für einen günstigeren Preis als den derzeitigen Marktpreis zu erhalten. Dadurch erhöht sich die Nachfrage für das Produkt im Vergleich zum marktüblichen Preis.

Auch wenn die Hersteller nicht direkt subventioniert werden, profitieren diese durch den günstigeren Marktpreis entstandene höhere Nachfrage. Diese verbessert die Absatzmöglichkeiten der Anbieter.

Kurze Bewertung:

Die Investitionsförderung kann bei einer Markteinführung hilfreich sein, wenn sich durch den günstigeren Marktpreis das Produkt bei den Kunden etabliert. Dadurch kann eine Nachfrage entstehen, die durch weite Kostensenkung und Produktweiterentwicklung seitens der Hersteller, bis auf ein stabiles Niveau steigt. Ziel ist dabei, die Förderung zeitlich zu beschränken, bis ein konkurrenzfähiger Preis im Vergleich zu vergleichbaren Produkten erreicht ist. Bisher wurde eine Investitionsförderung verstärkt als Konjunkturprogramm eingesetzt. Zu beachten ist die Gefahr von Mitnahmeeffekten. Eine Investitionsförderung ist immer durch Steuereinnahmen zu finanzieren, welche Verzerrungen hervorrufen.

Beispiel:

Umweltprämie zur Förderung des Absatzes von Personenkraftwagen in 2009.

Festpreisvergütung

Unter Festpreisvergütung ist ein fester Betrag pro verkaufte Produkteinheit zu verstehen. Im Gegensatz zur Investitionsförderung erhält jedoch der Hersteller direkt die Vergütung und kann diese für den Markteintritt an den Kunden weitergeben, so dass ein konkurrenzfähiger Preis entsteht.

Daher ist die Wirkung der Festpreisvergütung theoretisch identisch zur Investitionsförderung. Abhängig von Marktmacht im betroffenen Segment kann es für den Hersteller jedoch von Vorteil sein, nicht die komplette Förderung auf den Produktpreis bzw. Kunden zu übertragen.

Kurze Bewertung:

Eine Festpreisvergütung für Hersteller würde es den Mittelgebern ermöglichen, über die Zuteilung je Hersteller einen größeren Einfluss auf die Entwicklung eines neuen Marktes Einfluss zu nehmen. Dabei müssen jedoch ein möglicher Marktmachtmissbrauch sowie ungewollte Verteilungseffekte berücksichtigt werden. Zudem ist zu bedenken, welche Rolle der Nachfrager als Entscheidungsträger über die Verteilung der Fördermittel über verschiedene Anbieter im Vergleich zur Investitionsförderung

spielen soll. Eine Festpreisvergütung ist wie eine Investitionsförderung auch durch Steuereinnahmen zu finanzieren, welche Verzerrungen hervorrufen.

Steuererleichterungen

Steuererleichterungen können sowohl auf den Hersteller als auch auf den Konsumenten bezogen werden. Die Wirkung unterscheidet sich nach Art der Steuer, die erlassen oder erleichtert wird und nach Besteuerungsgut. Darüber hinaus kann man verschiedene Arten von Steuererleichterungen entscheiden, die sich hauptsächlich durch ihre Höhe unterscheiden. So ist eine Steuergutschrift absolut von der Steuerschuld abzuziehen, ein Steuerabzug dagegen wird von der Bemessungsgrundlage abgezogen, bevor die Steuerschuld berechnet wird und senkt damit die tatsächliche Steuerschuld nicht in vollem Umfang.

Kurze Bewertung:

Steuererleichterungen können, ähnlich wie eine Investitionsförderung oder Festpreisvergütung, die Nachfrage nach einem Produkt erhöhen. Steuererleichterungen werden verstärkt eingesetzt, um eine Lenkungsfunction auszuüben, d.h. gezielt die Nachfrage nach einem bestimmten Produkt oder Gut zu erhöhen. Bei Steuererleichterungen treten unvermeidlich Steuerverzerrungen auf.

Beispiel:

Entlastung der Energiesteuer für sehr effiziente KWK-Anlagen.

Energieumwandlungsvergütung

Die Energieumwandlungsvergütung wird direkt für den Endanwender des Produkts gezahlt. Durch Zahlungen von Vergütungen je erzeugter Energieeinheit können die Investitionskosten innerhalb der Nutzungszeit (teilweise) amortisiert werden. Dem Investor werden demzufolge Risiken abgenommen.

Kurze Bewertung:

Eine Energieumwandlungsvergütung setzt den sinnvollen Anreiz, dass mit einer Brennstoffzelle möglichst viel Strom erzeugt wird. Dies kann über möglichst viele Vollbenutzungsstunden oder über einen hohen elektrischen Wirkungsgrad geschehen. Da Brennstoffzellen für die Gebäudeversorgung aber relativ hohe spezifische Investitionskosten pro kW elektrische Leistung haben, ist eine volle Amortisation nur über eine sehr hohe Energieumwandlungsvergütung zu erreichen.

Beispiel:

Einspeisevergütung nach EEG oder Bonusvergütung nach KWKG.

Zinsgünstiges Darlehen

Ein Darlehen wird mit geringen Zinsen und langen Laufzeiten vergeben und richtet sich somit direkt an den Endkunden. Damit ist gewährleistet, dass der Kreditnehmer nicht unter zu hohen Rückzahlungen leidet und sich das geförderte Produkt überhaupt erst leisten kann.

Kurze Bewertung:

Die Markteinführung der Brennstoffzelle wird zu Beginn von einer Käuferschicht getrieben werden müssen, die besonders technikaffin und liquide ist. Für diese Gruppe wird ein zinsgünstiges Darlehen wenige Anreize bieten. Für Gruppen, die die hohen Investitionskosten nicht mit vorhandenem Vermögen bezahlen können, werden günstigere Alternativen von Interesse sein. Prinzipiell sind zinsgünstige Darlehen für die Nachfragesteigerung nach Effizienzprodukten geeignet, allerdings nicht in der Markteinführungsphase.

Beispiel:

Programme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zur Förderung von Gebäudeeffizienz.

8 Vorschlag für ein Markteinführungsprogramm

In diesem Kapitel werden auf Grundlage des Technologiescreenings in Kapitel 1, dem Überblick möglicher Förderinstrumente in Kapitel 7, eigenen Marktrecherchen und Interviews mit Herstellern von Brennstoffzellen sowie einer Auswertung der japanischen Brennstoffzellen-Statistik, insbesondere Stückzahlen und dazu korrespondierende Kostensenkungen, ein Vorschlag für ein Markteinführungsprogramm entworfen. Ziel des Programms ist es, Brennstoffzellen verschiedener Leistungsklassen ab Mitte 2013, beginnend mit einer Vorlaufphase, bis 2020 zu konkurrenzfähigen Preisen, d.h. auf vergleichbarem Niveau entsprechender konventioneller KWK-Geräte anbieten zu können. Weiterführendes Ziel ist es, die förderbaren Stückzahlen pro Jahr zu erhöhen und somit eine Kostendegression zu erreichen, bis die Geräte ohne staatliche Subvention zu gängigen Marktpreisen angeboten werden können. Damit die zielgerichtete Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie gewährleistet ist, werden steigende technische Benchmarks als Eintrittsbarriere definiert, um in Genuss der Förderung zu kommen.

Die umfangreichen Recherchen brachten für Brennstoffzellengeräte zur Gebäudeversorgung bis hin zur Versorgung von Gewerbebetrieben, d.h. Anlagen im Bereich der Leistungsklasse 1-2 kW_{el} und 1-2 kW_{th}, sowie ca. 5 kW_{el} und 10 kW_{th}, detaillierte Informationen zu geplanten Markteinführungsterminen und Investitionskosten als Ergebnisse hervor. Daher wird im Folgenden das Markteinführungsprogramm für diese Klassen spezifisch ausgearbeitet. Brennstoffzellen unter 1 kW_{el} werden ebenfalls bis zu einer minimalen Netto-Leistung von 0,25 kW_{el} in das Programm aufgenommen. Für leistungsstärkere Brennstoffzellengeräte, ab etwa 20 kW_{el}, wird anschließend erläutert, dass für die sinnvolle Kalibrierung eines Markteinführungsprogramms eine Zwischenüberprüfung über den Stand der Entwicklung benötigt wird, welche zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt werden sollte. Im Folgenden ist, falls nicht anders explizit erwähnt, mit elektrischer Leistung stets die elektrische Netto-Leistung gemeint.⁵⁴

8.1 Technische Benchmarks

Der Einstieg in das Markteinführungsprogramm ist an mehrere technische Benchmarks gebunden, um zu gewährleisten, dass sich die Energieeffizienz geförderter Brennstoffzellen im Vergleich zu konkurrierenden KWK-Anlagen abheben kann. Zudem wird über eine Erhöhung der technischen Anforderung die stetige Weiterent-

⁵⁴ Die Netto-Leistung ist die an den Generatorklemmen gemessene elektrische Leistung abzüglich der für den Betrieb erforderlichen Eigenleistung.

wicklung der Technologie während des Markteinführungsprogramms für das Erhalten der Förderung vorausgesetzt.

Der zentrale Vorteil der KWK gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme ist der höhere Gesamtnutzungsgrad⁵⁵. Die eingesparten CO₂-Emissionen sowie der geringere Brennstoffbedarf sind auf den geringen Umwandlungsverlust bei der gekoppelten Erzeugung zurückzuführen. Daher ist der Brennstoffausnutzungsgrad die wichtigste Kenngröße, um die staatliche Förderung der KWK-Technologie zu begründen. Aus messtechnischen Gründen wird als technischer Benchmark jedoch nicht der Gesamtnutzungsgrad, sondern der Gesamtwirkungsgrad verwendet. Dieser wird unter optimalen Betriebsbedingungen und über einen angemessenen Zeitraum gemessen.

Der spezifische Vorteil der Brennstoffzelle gegenüber konventionellen KWK-Geräten ist der tendenziell höhere elektrische Nutzungsgrad. Aufgrund dieser technischen Eigenschaft entsteht auch ein Teil des energiewirtschaftlichen und ökologische Zusatznutzens der Brennstoffzelle (siehe Kapitel 6). Daher ist eine Optimierung des elektrischen Wirkungsgrades, respektive der Stromkennzahl⁵¹, begleitendes Ziel des Markteinführungsprogramms. Als technischer Benchmark wird der elektrische Wirkungsgrad verwendet (Begründung siehe oben).

Der elektrische Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle nimmt mit zunehmender Laufleistung aufgrund verschiedener Verschleißmechanismen kontinuierlich ab, was im Folgenden als Degradation bezeichnet wird. Um eine konstant hohe (elektrische) Leistungsfähigkeit der Brennstoffzelle zu gewährleisten, sollte die Degradation des elektrischen Wirkungsgrades so gering wie möglich sein. Die Messung der Degradation erfolgt in Prozentpunkten pro 1.000 Betriebsstunden. Um einen Anreiz für eine möglichst geringe Degradation zu setzen und nicht auf aufwendige und im „Kundenbetrieb“ schwierig durchzuführende Messverfahren zurückgreifen zu müssen, wird das Ende der Lebensdauer (End-of-Life) der Brennstoffzelle in Abhängigkeit des tatsächlichen elektrischen Wirkungsgrades definiert.

Als Voraussetzung für Erhalt der Investitionsförderung wird von den Herstellern über einen Lebenszeitraum von mindestens 10 Jahren die **Garantie eines bestimmten elektrischen Wirkungsgrades im Rahmen eines Vollwartungsvertrags** gefordert. Fällt der tatsächliche elektrische Wirkungsgrad unter diese Grenze, muss der garantierte Wirkungsgrad wiederhergestellt werden.

⁵⁵ Der Gesamtnutzungsgrad ist der Quotient aus der Summe der genutzten erzeugten mechanischen und thermischen Energie in einer bestimmten Zeitspanne und der Summe der zugeführten Energie aus Energieerzeugnissen in derselben Berichtszeitspanne. Der Nutzungsgrad bildet somit auch Phasen ab, in denen nicht der höchste Wirkungsgrad erreicht wird, z. Bsp. An- und Abfahrvorgänge und Teillastbetriebe.

Die folgende Tabelle 9 bietet eine Übersicht der technischen Benchmarks, die von Brennstoffzellen der entsprechenden Leistungsklasse (bezogen auf die maximale elektrische Nettoleistung) zu erreichen sind, um in der jeweiligen Phase des Markteinführungsprogramms gefördert zu werden. Der während der Laufzeit des Vollwartungsvertrags zu garantierende elektrische Wirkungsgrad ist definiert als Prozentsatz des zertifizierten maximalen elektrischen Wirkungsgrads der Brennstoffzelle (η_{el}).

Die Benchmarks wurden nach aktuellem Stand der Forschung und Entwicklung gesetzt, dennoch sollten diese in den vorgesehenen regelmäßigen Zwischenüberprüfungen der Markteinführung ebenfalls evaluiert und gegebenenfalls neu definiert werden.

		3.+4. Quartal 2013	2014-2016	2017-2018	2019-2020
Maximale Netto-Leistung	Kriterium	Vorlaufphase	1. Phase	2. Phase	3. Phase
0,25 ≤ 2 kW _{el}	Gesamtwirkungsgrad	≥ 82 %	≥ 82 %	≥ 84 %	≥ 88 %
	Elektrischer Wirkungsgrad (η_{el})	≥ 30 %	≥ 30 %	≥ 32 %	≥ 34 %
	End-of-Life-Kriterium (in Prozent von η_{el})	≥ 75%	≥ 80%	≥ 80%	≥ 85%
> 2 ≤ 5 kW _{el}	Gesamtwirkungsgrad	≥ 82 %	≥ 82 %	≥ 84 %	≥ 88 %
	Elektrischer Wirkungsgrad (η_{el})	≥ 32 %	≥ 32 %	≥ 34 %	≥ 36 %
	End-of-Life-Kriterium (in Prozent von η_{el})	≥ 75%	≥ 80%	≥ 80%	≥ 85%

Tabelle 9: Technische Benchmarks für die Programmphasen in Abhängigkeit der Netto-Leistung⁵⁶

8.2 Brennstoffzellen mit 0,25 - 5 kW_{el} Leistung

Brennstoffzellen mit 0,25 – 2 kW_{el} Leistung dienen hauptsächlich zur Energieversorgung von Einfamilienhäusern, diejenigen mit ~ 5 kW_{el} Leistung zur Versorgung von Mehrfamilienhäusern sowie Gewerbebetrieben. Um eine hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden zu erreichen, ist eine wärmegeführte Betriebsweise notwendig. Dennoch ist es durch Flexibilisierungsmaßnahmen, wie etwa den Einbau eines Wärmespeichers, möglich, die Strom- und Wärmeerzeugung zeitlich stärker zu entkoppeln und somit auf Strommarktsignale zu reagieren. Zukünftig bietet dies mit einer umfassenden Vernetzung über Kommunikationseinrichtungen die Möglichkeit, eine Vielzahl von Geräten zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenzuschließen und somit die ge-

⁵⁶ Ist der elektrische Wirkungsgrad einer in der 1. Phase installierten Brennstoffzelle bspw. mit 36 % angegeben, darf er nicht unter 28,8 % (=36 %*0,8) fallen. Ansonsten muss er im Rahmen einer Instandsetzung durch den Hersteller wieder über den geforderten Wert angehoben werden.

forderte Größe zu erreichen, um auf den verschiedenen Strommärkten agieren zu können. Die dafür notwendige Technik ist in der heutigen Generation von Brennstoffzellen bereits größtenteils implementiert.

Die Analyse von zahlreichen internationalen Fahrplänen zur zukünftigen Entwicklung und Kommerzialisierung von Brennstoffzellensystemen kam zu dem Ergebnis, dass das Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Kunden bzw. den Betreiber das größte Hindernis auf dem Weg zur Markteinführung ist [Eichman et al. 2009]. Dem zu folge erfordert ein erfolgreiches Markteinführungsprogramm die **Absenkung der Investitionskosten** auf ein für gewisse Kundengruppen akzeptables Niveau und darüber hinaus eine **nachhaltige Kostendegression** bis auf einen konkurrenzfähigen Preis. Aus dem Portfolio möglicher Förderinstrumente (vgl. Kapitel 7) bieten sich dafür eine Investitionsförderung sowie eine Energieumwandlungsvergütung als ergänzendes Förder- und Anreizinstrument an. Auch wenn finanzielle Förderungen verzerrte Preis- und Marktsignale senden, kann ihr Einsatz durch Innovations-Spillovers legitimiert werden, welche vom Marktpreis nicht korrekt reflektiert werden. Zudem haben empirische Studien gezeigt, dass in Ländern mit einer Energieumwandlungsvergütung die Etablierung einer eigenen Industrie für Erneuerbare Energien eher gelungen ist, als in Ländern, die auf andere Instrumente (z. Bsp. Quotenförderung) zurückgreifen [Rennings et al. 2008, S. 86 ff.].

Die Investitionsförderung soll hauptsächlich dazu dienen, die gesamten Kosten über eine angenommene Lauf- und Lebensdauer des Brennstoffzellengeräts von zehn Jahren zu senken. Eine Investitionsförderung hat den Vorteil, dass der Verwaltungsaufwand sich auf den Zeitpunkt des Kaufes beschränkt und somit für private Betreiber sehr gut geeignet ist. Zudem haben sich Investitionsförderungen in der Vergangenheit als effektives Kaufanreizprogramm bewiesen (z. Bsp. die Umweltprämie für PKWs in 2009, Impulsprogramm für Mini-KWK von Ende 2008 – 2009, Wiederinkraftsetzung am 17. Januar 2012). Im Gegensatz zu den aufgeführten Beispielen wird das Instrument im Fall der Brennstoffzelle nicht als Konjunkturprogramm, sondern als Markteinführungsprogramm einer neuen Technologie eingesetzt. Daher sind Mitnahmeeffekte, wie sie bei der Umweltprämie in vielen Fällen vorkamen, weniger zu erwarten [vgl. Blum und Freye 2009].⁵⁷ Im Gegensatz zu einer Festpreisvergütung (für die Hersteller) kommen bei einer Investitionsförderung die Betreiber einer Anlage in den Genuss der Förderung, was diesen eine größere Entscheidungsfreiheit einräumt und zu einer erhöhten Konkurrenz auf dem Absatzmarkt führt. Andererseits besteht die Möglichkeit, dass einige Hersteller ihr Produkt nicht absetzen können und

⁵⁷ Im Fall der Abwrackprämie wurden viele Autokäufe zeitlich nur vorgezogen bzw. wären auch ohne staatliche Subvention getätigt worden. Die Brennstoffzelle ist ein neues innovatives Produkt, das ohne Subvention noch nicht mit etablierten Technologien finanziell vergleichbar ist. Daher wird ohne eine Investitionsförderung eine nur sehr geringe Nachfrage erwartet und somit nur minimale Mitnahmeeffekte seitens der Käufer.

somit durch den verstärkten Wettbewerb noch während der Markteinführung aus dem Markt gedrängt werden.⁵⁸

In Abbildung 14 sind exemplarisch die jährlichen Kosten über eine Lebensdauer von zehn Jahren einer 1 kW_{el} Brennstoffzelle mit denen entsprechender konventioneller KWK-Technologien verglichen. Die Berechnungen dienen als Orientierung für die Höhe der angedachten Förderung. An dieser Stelle wurde bewusst auf einen Vergleich mit einer Brennwärththerme verzichtet, da es sich um reine Wärmeerzeugungstechnologie handelt und deren Investitionskosten deutlich unter denen von vergleichbaren KWK-Anlagen liegt. Die Kombination mit einer Wärmepumpe oder einer Solarthermieanlage bewegen sich hingegen auf ähnlichem Kostenniveau. Eine ausführliche Dokumentation der Berechnung ist in Anhang III zu finden.

Die geringsten jährlichen Kosten entstehen bei dem Betrieb eines motorischen BHKW, vor dem Stirlingmotor und der Brennstoffzelle. Während der Unterschied zwischen den konventionellen Technologien hauptsächlich durch den höheren Erlös des BHKW, aufgrund der höheren Stromerzeugung zu erklären ist, sind vor allem die kapital-, aber auch die betriebsgebundenen Kosten der ausschlaggebende Punkt für die deutlichen Mehrkosten der Brennstoffzelle (siehe Anhang III, S. 98). Bei den kapitalgebundenen Kosten sind die noch sehr hohen, einmaligen Investitionskosten für das Brennstoffzellengerät der entscheidende Faktor. Bei den betriebsgebundenen Kosten sind die jährlichen Zahlungen für einen angenommenen Vollwartungsvertrag noch bedeutend höher. Insgesamt ergibt sich nach diesen Berechnungen jährliche Zusatzkosten in Höhe von ca. 2.300 - 2.700 € für den Betrieb eines 1 kW_{el} BZH verglichen mit konkurrierender KWK-Technologie. Diese Gegenüberstellung dient als Basis für die Abschätzung der notwendigen Förderhöhe. Leistungsstärkere Anlagen bis zu 5 kW_{el} weisen zwar höhere absolute Investitionskosten auf, die spezifischen Investitionskosten (in €/kW_{el}) sinken jedoch mit zunehmender Leistung.

⁵⁸ Um dies einzuschränken, werden 2 Mechanismen in das Programm eingebaut (Details im Folgenden): Jährliche Begrenzung der geförderten Stückzahl und Beschränkung auf max. 40 % des gesamten Förderkontingents pro Hersteller.

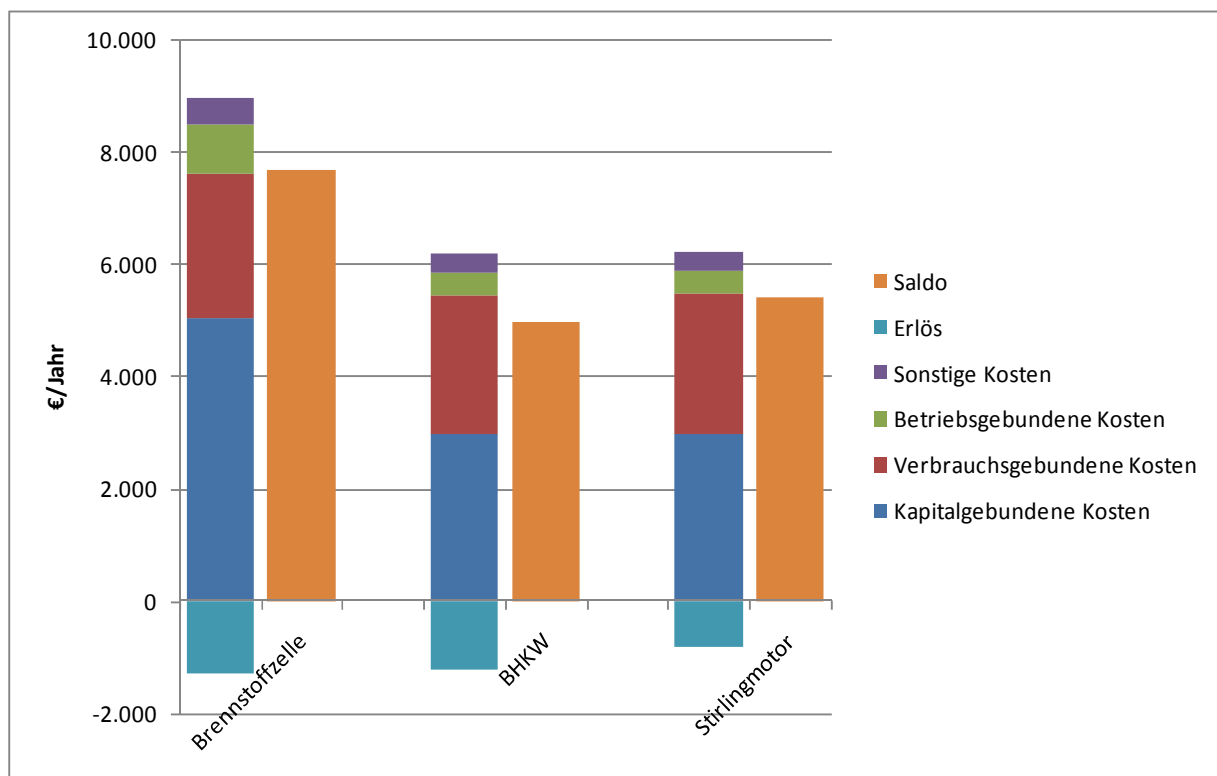


Abbildung 14: Jahreskostenvergleich über eine Lebensdauer von 10 Jahren verschiedener KWK-Technologien mit 1 kW_{el} Leistung zum Zeitpunkt der geplanten Markteinführung

Die einmalige Anfangsinvestition der 1kW_{el}-Brennstoffzelle (ca. 30.000 € Netto) übersteigt die des BHKWs und des Stirlingmotors (ca. 16.000 € Netto) um fast 90 %. Aus Sicht der Sachverständigen ist keine Investitionsförderung in voller Höhe der Differenz nötig, um eine erfolgreiche Markteinführung zu gewährleisten. Deutschland bietet ein hohes Potenzial für einen Vorreitermarkt für die Brennstoffzelle [Wietzel et al. 2006, S.3]: Aus Marktsicht ist bei den Kunden eine hohe Innovationsakzeptanz sowie ein hohes Pro-Kopf-Einkommen vorzufinden. Daher ist in der frühen Phase der Markteinführung mit ausreichend Innovatoren und „early adopter“⁵⁹ zu rechnen, die bereit sind, für eine neue, innovative Technologie einen Aufpreis zu bezahlen. Diese beiden Käufergruppen spielen in der Einführung neuer Technologien eine bedeutende Rolle, da sie finanziell sehr gut ausgestattet sind und sich ausführlich über neue Produkte und Innovationen informieren (z. Bsp. In Fachzeitschriften) [Schenk 2007, S.417 ff.].

Die notwendige geförderte Stückzahl für eine erfolgreiche Markteinführung ist abhängig von der Intensität des Wettbewerbs, der realisierten Lernrate und der Höhe

⁵⁹ Der Begriff „early adopter“ bezeichnet die ersten Nutzer neuester technischer Errungenschaften oder von den neuesten Varianten von Produkten.

der Nachfrage nach den spezifischen Produktkonzepten. Da in Japan bereits fünfstellige Verkaufszahlen für das ENE-FARM-Brennstoffzellengerät zu beobachten sind (siehe hierzu Kapitel 3.2), bieten die Verkaufs- und Stückpreisstatistik der letzten Jahre eine hilfreiche Orientierung für die Kalibrierung des Markteinführungsprogramms. Zwischen 2005 und 2008 wurden insgesamt 3.307 Systeme von insgesamt fünf Herstellern gefördert [Eguchi 2009].⁶⁰ Davon waren rund 1.400 Systeme Erdgasanwendungen, 1.600 Systeme LPG-Anwendungen und 300 Systeme wurden mit Kerosin betrieben [Miyake 2009, S. 11]. Die insgesamt 3.000 mit Erdgas und LPG betriebenen Systeme benötigen zum größten Teil deutlich unterschiedliche Peripheriebauteile sowie Systemabstimmungen. Daher sind diese technisch nicht vollständig miteinander vergleichbar. Unter der Annahme dass die Systeme ansonsten über alle Hersteller hinweg identisch sind, wird deshalb eine korrigierte und entsprechend reduzierte Stückzahl zur Ausgestaltung des deutschen Markteinführungsprogramms angenommen. Aufgrund der zwei unterschiedlichen japanischen Systeme wird deshalb für die Jahre 2005 – 2008 eine kumulierte Anzahl von 1.800 Systemen, bzw. 60 % der 3.000 Erdgas- und LPG-Systeme angenommen. Nach dem offiziellen kommerziellen Verkaufsstart des ENE-FARM-Systems im Jahr 2009 haben sich die Stückzahlen rapide erhöht. Aufgrund unterschiedlicher Systeme und Hersteller wird auch für den Zeitraum 2009 – 2011 eine korrigierte Stückzahl angenommen, die sich auf 75 % der insgesamt installierten Systeme beläuft. Die Erhöhung auf 75 % (gegenüber 60 % für die Jahre 2005 – 2008) ist mit der Tatsache begründet, dass in diesem Zeitraum deutlich weniger LPG-Systeme (Verhältnis zwischen installierten LPG- und Erdgas-Systemen wie 1/4,27) installiert wurden [ENE FARM 2012, S. 4] und von den ursprünglich fünf Herstellern nur noch drei aktiv waren.

Die Kosten für die in Japan installierten Brennstoffzellensysteme sind aus zahlreichen Onlinepublikationen und Präsentationen japanischer Hersteller, Energieversorger und Regierung herauszulesen (siehe u.a. [Kani 2011], [ENE FARM 2012], [NEEF 2011], [Tsuji 2011], [JX 2011]). In Tabelle 10 ist die Entwicklung der Stückzahlen, der gemäß obiger Annahmen korrigierten Stückzahlen sowie der jeweiligen Kosten pro Brennstoffzellensystem dargestellt. Aus diesen Daten lassen sich die in Japan realisierten Lernraten in dem Zeitraum vor dem kommerziellen Verkaufsstart des ENE-FARM-Geräts (2005-2008) und danach (2009-2011) berechnen. Die Lernrate (Progress Ratio) berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$SC(C) = a * C^{-b} \quad \text{wobei}$$

SC: Spezifische Kosten
C: Kumulierte Stückzahlen
b: Lernindex
a: Spezifische Kosten der ersten Einheit

⁶⁰ Laut [Neef, S. 3] wurden vor 2005 lediglich 55 Systeme in Demonstrationsprojekten getestet.

$pr = 2^{-b}$ wobei pr: Progress Ratio (Lernrate)

Die Lernrate gibt dabei an, um wie viel Prozent die spezifischen Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Stückzahl sinken.⁶¹ Dieser Ansatz kann als methodisches Hilfsmittel zur zukünftigen Entwicklung der Investitionskosten benutzt werden [vgl. Werhahn 2009, S.11 ff.].

Jahr	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Stückzahl alle	480	777	930	1.120	5.030	4.985	12.133
Stückzahl korrigiert ⁶²	220	410	520	650	3.750	3.750	9.100
Kumuliert	220	630	1.150	1.800	5.550	9.300	18.400
Kosten ohne Installation [€]	77.000	58.200	48.100	32.900	31.000	26.200	23.200
Lernrate	0,755			0,934			

Tabelle 10: Entwicklung der Stückzahlen und Investitionskosten in Japan, abgeleitete Lernfaktoren

Aus den korrigierten Stückzahlen gemäß Tabelle 10 lassen sich, unter der Annahme, dass alle Geräte von einem Hersteller produziert wurden bzw. mehrere Hersteller auf die gleiche technische Plattform zurückgreifen, Stückzahlen für das deutsche Markteinführungsprogramm ableiten. Um Unsicherheiten über die Faktoren Wettbewerbsintensität und Nachfrage nach spezifischen Produktkonzepten zu berücksichtigen, werden im Folgenden drei verschiedene Stückzahlen-Szenarien beschrieben.

Die zum Erreichen der anvisierten Kostenreduktionen nötigen Stückzahlen hängen im Wesentlichen von drei Faktoren ab:

- Der Anzahl der dominierenden Hersteller im Brennstoffzellenmarkt.
- Die Nachfrage nach dem konzeptionell neuen Produkt der Beistellgeräte.
- Die realisierten Lernraten der Hersteller.

Um die bestehende Unsicherheit bei der zukünftigen Entwicklung zu berücksichtigen, wurden folgende drei Szenarien erstellt.

⁶¹ Eine Lernrate von 0,9 bedeutet demnach, dass bei einer Verdopplung der kumulierten Stückzahl die spezifischen Kosten um 10 % (1-0,9) sinken.

⁶² Die korrigierten Stückzahlen ergeben sich für den Zeitraum 2005-2008 aus dem Korrekturfaktor von 0,6 bezogen auf die kumulierten Installationen von LPG- und Erdgassystemen von 3.000 Stück (3.000*0,6=1.800). Für den Zeitraum von 2009-2011 wurde ein Korrekturfaktor von 0,75 auf die jährlichen Stückzahlen angenommen. Nähe Erläuterungen siehe S. 75.

	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Annahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Überwiegende Nachfrage nach integrierten Geräten - Moderate Konkurrenz bei integrierten Geräten - Beistellgeräte sind Nischenprodukt 	<ul style="list-style-type: none"> - Im Vergleich zu Szenario A deutlich größere Nachfrage nach Beistellgeräten - Moderate Konkurrenz bei integrierten Geräten 	<ul style="list-style-type: none"> - Identische Nachfrage nach Beistellgeräten wie in Szenario B - Starke Konkurrenz bei integrierten Geräten

Tabelle 11: Szenario-Annahmen

Für alle drei Szenarien werden die gleichen Lernfaktoren als Basis gewählt. Auf Grundlage der in Tabelle 10 errechneten, in Japan realisierten Lernfaktoren, werden für das deutsche Markteinführungsprogramm ein Lernfaktor von 0,86 für die Jahre 2013-2018 und ein Lernfaktor von 0,93 für die Jahre 2019-2020 unterstellt. Die in Deutschland ansässigen Brennstoffzellenhersteller nutzen bereits technisch weiter entwickelte Komponenten, daher wird der Faktor während der ersten sechs Jahre um 0,1 erhöht, um das geringere Kostensenkungspotenzial zu berücksichtigen. Für die abschließenden zwei Jahre wird, wie in Japan im Jahr 2009 geschehen, eine große Ausweitung, bzw. Auslastung der vorhandenen Produktionsanlagen angenommen. Daher wurde ein sehr leicht reduzierter Lernfaktor von 0,93 gewählt. Aus den Szenario-Annahmen und den beschriebenen Lernfaktoren wurden die in Tabelle 12 dargestellten, zur anvisierten Kostenreduktion, nötigen Stückzahlen für ein erfolgreiches Markteinführungsprogramm berechnet.

	Vorlaufphase	1. Phase			2. Phase		3. Phase	
	3.+4. Qu. 2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Szenario A	200	800	1.200	1.800	3.000	4.500	12.000	24.000
Szenario B	300	1.000	1.400	2.000	3.400	7.500	15.000	30.000
Szenario C	500	1.500	2.100	3.000	5.100	11.200	22.500	45.000

Tabelle 12: Szenario-Stückzahlen für das Markteinführungsprogramm

Auf Basis der Wirtschaftlichkeitsrechnung, siehe dazu auch Abbildung 14, und den Szenario-Stückzahlen wird die nötige Höhe der Investitionsförderung bestimmt (siehe folgende Tabelle 13).

	Vorlaufphase	1. Phase			2. Phase		3. Phase	
	3.+4. Qu. 2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Förderung pro kW _{el}								
> 0,25 ≤ 1 kW _{el}	8.000 €	7.700 €	7.200 €	6.700 €	4.100 €	3.500 €	1.500 €	000 €
> 1 ≤ 3 kW _{el}	2.000 €	1.800 €	1.600 €	1.400 €	750 €	500 €	250 €	100 €
> 3 ≤ 5 kW _{el}	1.000 €	800 €	700 €	600 €	350 €	300 €	150 €	50 €

Tabelle 13: Höhe der Investitionsförderung für Brennstoffzellen ≥ 0,25 ≤ 5 kW_{el} ⁶³

Die Förderung ist zum einen an technische Benchmarks gekoppelt, zum anderen an einen **Vollwartungsvertrag über die Lebensdauer von mindestens 10 Jahre**, die seitens des Herstellers angeboten werden muss (siehe Kapitel 8.1). Damit wird das Risiko eines überdurchschnittlich häufigen und sehr kostenintensiven Austauschs des Brennstoffzellenstapels für die größtenteils privaten Investoren vermieden. Durch die Vorgabe eines minimal zu garantierenden elektrischen Wirkungsgrades (siehe Kapitel 8.1) ist der hocheffiziente Betrieb der Brennstoffzelle und die Planungssicherheit für den Betreiber gewährleistet.

Um eine zu konzentrierte Förderung von einzelnen Herstellern zu vermeiden, wird empfohlen, das geförderte **Kontingent pro Hersteller auf 40 % der gesamten geförderten Stückzahl pro Jahr zu begrenzen** (z. B. in Szenario A 320 Stück/Hersteller in 2014, 480 Stück/Hersteller in 2015 usw.). **Die Investitionsförderung ist auf 30 % der anrechenbaren Investitionskosten der Brennstoffzelle beschränkt**, um die Überforderung einzelner, individueller Anlagenkonzepte zu vermeiden.

Die folgenden beiden Abbildungen stellen die Förderhöhe pro Anlage graphisch dar. Wie zu erkennen ist, ist die Förderung gleitend ausgestaltet, so dass keine Verzerrungen bei den Investitionsanreizen auftreten. Anlagen unter 1 kW_{el} bekommen, wie angegeben, ihren leistungsmäßigen Anteil der Förderung. ⁶⁴

⁶³ Die Förderhöhen sind reale Werte auf Basis des Preisniveaus von 2011.

⁶⁴ Zum Beispiel erhält der Betreiber einer Brennstoffzelle mit einer Leistung von 0,3 kW_{el} in Phase 3 eine Investitionsförderung von 450 € (=1.500 €*[0,3 kW/1kW]).

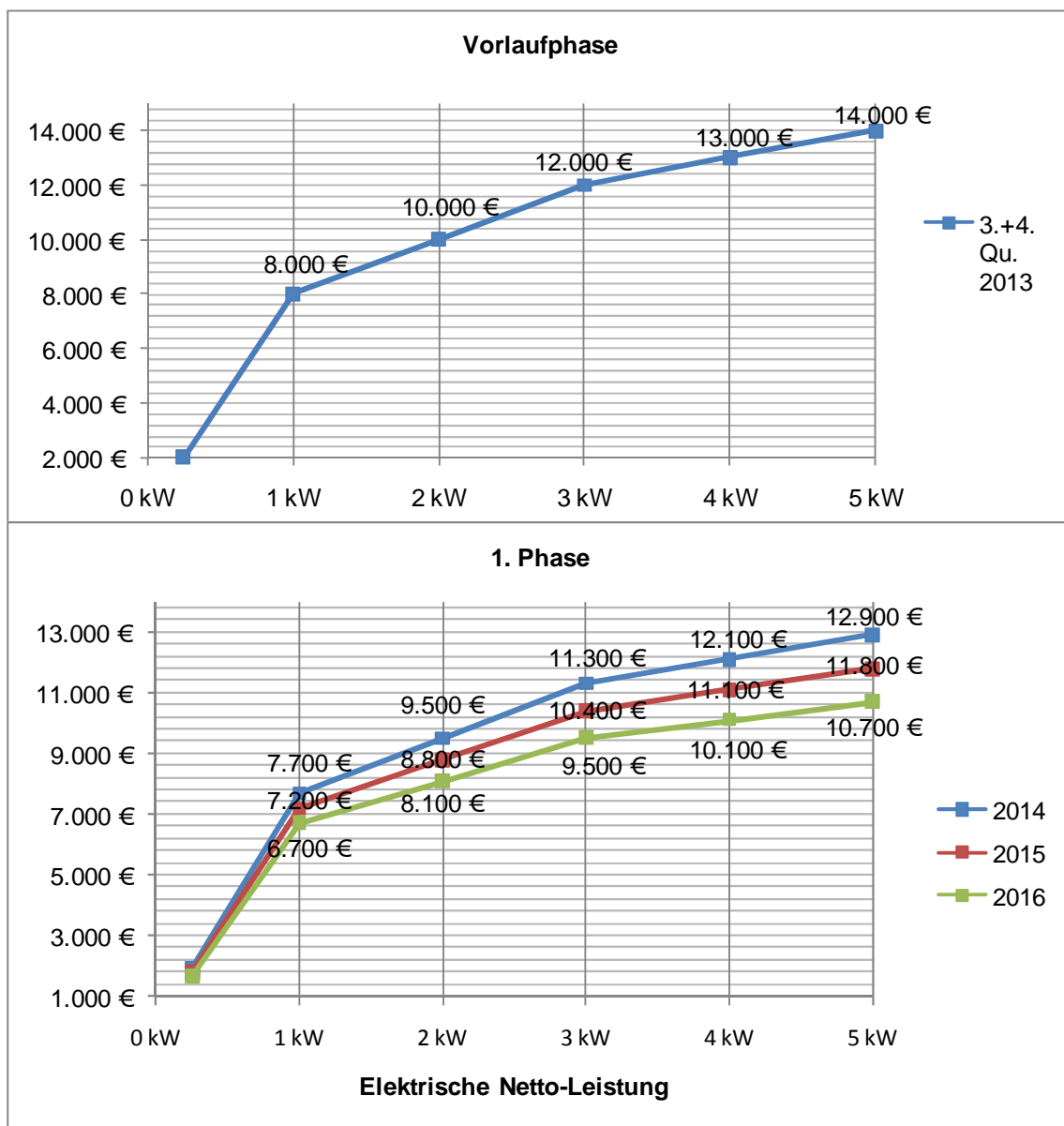


Abbildung 15: Investitionsförderung (2013-2016) pro Anlage in Abhängigkeit der elektrischen Leistung

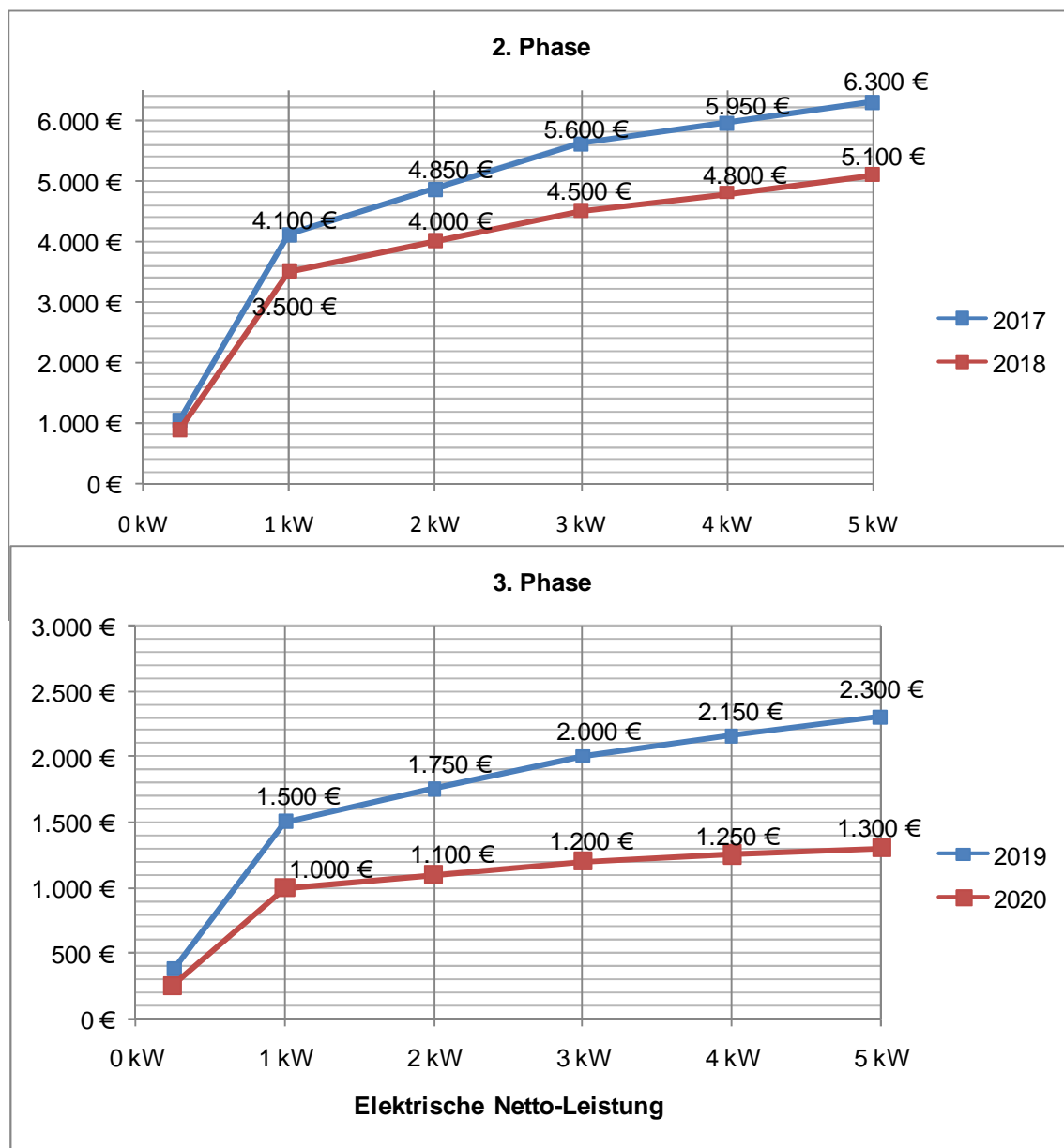


Abbildung 16: Investitionsförderung (2017-2020) pro Anlage in Abhängigkeit der elektrischen Leistung

Das Markteinführungsprogramm startet mit einer Vorlaufphase im 3. und 4. Quartal des Jahres 2013. In dieser Periode werden voraussichtlich nur wenige Hersteller den Markt betreten und die Stückzahl ist so angesetzt, dass sie die jährliche Stückzahl des callux-Programms leicht erhöht. Zu diesem frühen Zeitpunkt wird mit nur einer geringen Nachfrage der ersten Käuferschicht (=Innovatoren) gerechnet, da die einmaligen Investitionskosten trotz der Förderung über den Kosten der konkurrierenden konventionellen KWK-Anlagen liegen. Die Variation der Stückzahlen folgt den Annahmen der drei unterschiedlichen Szenarien. Die angegebenen Stückzahlen verteilen sich auf alle Brennstoffzellen bis 5 kW_{el} Leistung. In allen drei Szenarien wird jedoch

der Großteil davon durch Brennstoffzellen im unteren Leistungsbereich für die Einfamilienhaus-Versorgung gestellt, da hier mehr Hersteller mit größeren Produktionskapazitäten vorhanden sind.

Die angegebenen Stückzahlen beziehen sich explizit auf den deutschen Markt. **Der Export** von Brennstoffzellengeräten der Hersteller in bedeutendem Umfang (d.h. ungefähr vergleichbar mit dem Absatz im heimischen Markt) wird dabei nicht berücksichtigt. Findet dieser dennoch erfolgreich statt, sinken die Kosten für die Geräte schneller als in den Szenarien angedacht ab. Eine mögliche Anpassung der Förderhöhen und ggf. Stückzahlen im Rahmen des Markteinführungsprogramms wäre dann innerhalb der geplanten Zwischenevaluationen zu überprüfen, bzw. zu korrigieren.

Die erste Phase läuft von 2014 bis einschließlich 2016: Durch Lerneffekte und Produktionsausweitung bei Zulieferern sowie Herstellern werden erste größere Skaleneffekte und somit eine mittlere Kostendegression erwartet. Die erste Phase läuft über drei Jahre, um dem zeitaufwändigen Ausbau des Vertriebes und der Schulung von weiterem Fachpersonal zur Installation und Wartung gerecht zu werden. Gleichzeitig hat die längere Laufzeit den Zweck, den notwendigen Marketing-Anstrengungen der Hersteller gerecht zu werden. Eine steigende Nachfrage erfordert einen gewissen Bekanntheitsgrad der neuen Technologie bei den potentiellen Kunden.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass trotz umfangreicher Recherchen und Expertengesprächen die prognostizierte Marktentwicklung mit Unsicherheit behaftet ist. Daher wird von den Sachverständigen empfohlen, **nach jedem Jahr eine kurze Übersicht der auf dem Markt tätigen Akteure und angebotenen Geräte sowie nach jeder Phase eine umfangreichere Zwischenüberprüfung** zu erstellen. Falls die in diesem Gutachten vorgeschlagenen Förderhöhen und Stückzahlen von der tatsächlichen Entwicklung stark abweichen, sollten diese entsprechend dynamisch angepasst werden.

Die Periode der zweiten Phase wird auf zwei Jahre verkürzt, da der zeitintensive Aufbau notwendiger Vertriebs- und Herstellungsstrukturen sowie der Produktbekanntheit bereits größtenteils erfolgt sein sollte. Zudem ist zu diesem Zeitpunkt eine größere Reduzierung der Investitionsförderung vorgesehen, da durch die zunehmende Konkurrenz zusätzlicher Hersteller sowie durch eine Weiterentwicklung der Technologie (geringere Wartungskosten) und insbesondere größeren Absatzzahlen mit einer weiteren Preissenkung gerechnet werden kann.

Die dritte und letzte Phase beginnt mit dem Jahr 2019 und endet 2020. In dieser Phase ist die spezifische Investitionsförderung noch stärker degressiv gestaltet, da trotz höherer Lernrate (langsames Lernen) durch die bis dahin entwickelte Massenproduktion weitaus höhere Stückzahlen verkauft werden und Kostenreduzierungen realisiert werden können.

Generell gilt für alle Phasen und Szenarien, dass keine weiteren Geräte mehr gefördert werden, wenn die maximale Stückzahl innerhalb eines Jahres vor Jahresende erreicht wird. Demzufolge wird die Investitionsförderung erst wieder im folgenden Jahr in der angedachten Höhe fortgeführt. Gekoppelt mit der Begrenzung auf 40 % der geförderten Gesamtstückzahl pro Hersteller wird verhindert, dass die Förderung von nur einem oder wenigen Technologieführern in Anspruch genommen wird. Dabei sind stets die Ergebnisse der Zwischenüberprüfungen zu beachten, und dementsprechende Änderungen der Stückzahlen und Förderhöhen vorzunehmen, so dass diese im Fall einer Abweichung der tatsächlichen Entwicklung angepasst werden.

In Abbildung 17 ist eine Schätzung des jährlichen Verlaufs der Summe der Investitionsförderung dargestellt. Die Werte sind dabei kumuliert zu betrachten. Wie zu sehen, unterscheidet sich das geschätzte, nötige Budget zwischen Szenario A und B bis 2017 nur marginal. Dies liegt an den noch relativ geringen Stückzahlunterschieden und der Annahme, dass die höhere Stückzahl in Szenario B zu einem bedeutenden Anteil durch Beistellgeräte mit geringer elektrischer Leistung zu Stande kommt. Szenario C weist dagegen eine durchgehend große Differenz zu Szenario A auf, da durch die zusätzlich starke Konkurrenz im Markt für integrierte Geräte eine ebenfalls höhere Stückzahl gefördert wird. In 2018 sorgt eine hohe relative Erhöhung der Nachfrage bzw. des Absatzes zu einem Sprung des Budgets für die Investitionsförderung, wobei die Förderhöhe erst im Jahr 2019 aufgrund der unterstellten Umstellung auf eine industrielle Massenfertigung stärker abnimmt und somit auch die nötige Fördersumme geringer wird. **Insgesamt wird das Budget für die Investitionsförderung in Szenario A auf knapp 90 Mio. Euro, in Szenario B auf etwa 103 Mio. Euro und in Szenario C auf 160 Mio. Euro geschätzt.**

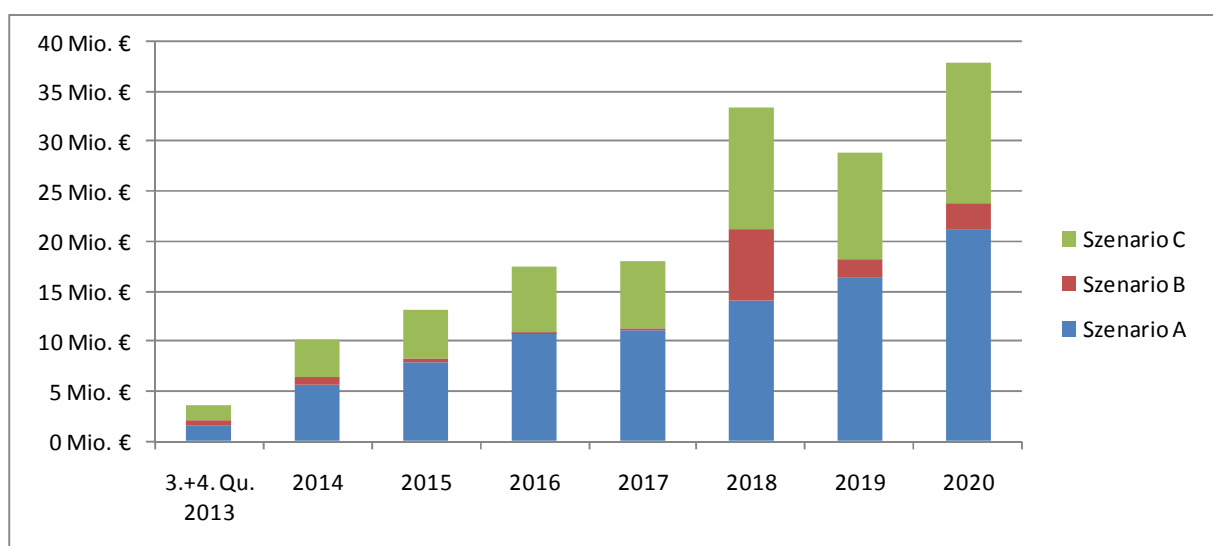


Abbildung 17: Verlauf der jährlichen geschätzten Summe der Investitionsförderung

Zusätzlich zur Investitionsförderung wird vorgeschlagen, eine **Energieumwandlungsvergütung für erzeugten Strom** einzusetzen. Eine Energieumwandlungsvergütung macht insbesondere Sinn, da nicht nur der Kauf, sondern der tatsächliche Betrieb bzw. die Stromerzeugung durch eine effiziente KWK-Anlage vergütet wird. Der Vorteil des Instrumentes ist, dass es dem Investor Risiken abnimmt, da die Vergütungen für erzeugten Strom langfristig festgelegt sind [Rennings et al. 2008, S. 86]. Ein bestehendes Instrument dieser Art existiert bereits in Form des KWKG (siehe Kapitel 4.1). Die bisherigere Zuschlagsvergütung für Brennstoffzellen in Höhe von 5,11 ct/kWh_{el} ist jedoch nicht ausreichend, um die höheren Investitionskosten, verglichen mit konventioneller KWK-Technologie, über einen Lebens- und Förderdauer von 10 Jahren annähernd auszugleichen. Daher wird empfohlen, die **Vergütung um einen Effizienz-Bonus zu erhöhen**. Die zusätzliche Vergütung könnte innerhalb des KWKG implementiert werden und allen KWK-Technologien zu Gute kommen, welche die geforderten elektrischen Wirkungsgrade erfüllen (siehe Tabelle 9). Damit wäre der Bonus technologieneutral und nicht nur auf Brennstoffzellen beschränkt.

Die Ausgestaltung der Bonusvergütung ist degressiv gestaltet, ähnlich dem EEG, um eine Weiterentwicklung der Technologie voranzutreiben. Ob der wirtschaftliche Betrieb einer Brennstoffzelle, die nach dem Markteinführungsprogramm installiert wird, noch auf eine zusätzliche Bonusvergütung pro erzeugter kWh_{el} angewiesen ist, sollte in einer Überprüfung festgestellt werden. Die Bonusvergütung für Brennstoffzellen (und anderen besonders effizienten KWK-Technologien) wird nach der maximalen elektrischen Netto-Leistung der Anlage gestaffelt und ist, analog der Vergütung nach KWKG, gleitend ausgestaltet. Für die Höhe der Energieumwandlungsvergütung ist folgendes vorgesehen:

Leistungsanteil max. el. Leistung	Vorlaufphase	1. Phase				2. Phase		3. Phase	
	3.+4. Qu. 2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
≤ 1 kW _{el}	5,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh	4,00 ct/kWh	4,00 ct/kWh	2,50 ct/kWh	2,50 ct/kWh	
> 1 ≤ 3 kW _{el}	3,75 ct/kWh	3,75 ct/kWh	3,75 ct/kWh	3,75 ct/kWh	2,00 ct/kWh	2,00 ct/kWh	1,00 ct/kWh	1,00 ct/kWh	
> 3 ≤ 5 kW _{el}	2,25 ct/kWh	2,25 ct/kWh	2,25 ct/kWh	2,25 ct/kWh	1,50 ct/kWh	1,50 ct/kWh	0,50 ct/kWh	0,50 ct/kWh	

Abbildung 18: Bonus-Energieumwandlungsvergütung

Die Staffelung der Bonusvergütung erfordert eine vom Prinzip her gleiche Differenzierung wie die Investitionsförderung, da die spezifischen Kosten pro kW_{el} in größeren Leistungsbereichen tendenziell abnehmen. Die Vergütung ist gleitend gestaltet, gilt also entsprechend dem Leistungsteil der Anlage und wird als gewichtetes Mittel

bestimmt.⁶⁵ Demnach bekommen auch Anlagen mit mehr als 5 kW_{el} Leistung eine Vergütung in der entsprechenden Höhe. Die Höhe der Bonusvergütung wird in Abbildung 19 dargestellt, die Vergütung für Brennstoffzellen über 5 kW_{el} ist angedeutet.

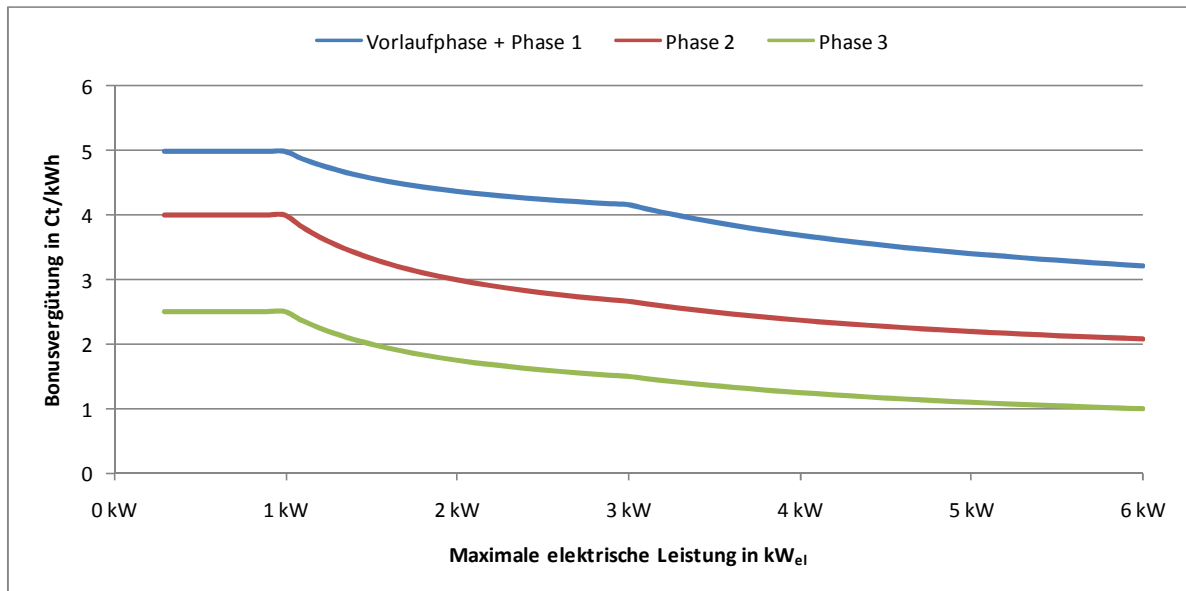


Abbildung 19: Höhe der Bonus-Energieumwandlungsvergütung für verschiedene Leistungsklassen

Unter der Berücksichtigung der Szenario-Annahmen und der Festlegung, dass integrierte Geräte 5.000 Vollbenutzungsstunden bzw. Beistellgeräte 7.000 Vollbenutzungsstunden betrieben werden, lassen sich die jährlichen, zusätzlichen Zahlungen in den Szenarien A, B und C, die über die bisherige Förderung nach KWKG hinausgehen, sowie das Gesamtbudget der Bonusvergütung berechnen (Abbildung 20). **Die Vergütungsbedingungen entsprechen denen des KWKG**, wonach über zehn Jahre eine Abnahme- und Vergütungspflicht ohne Beschränkung der Volllaststundenanzahl besteht und zusätzlich die Eigennutzung ebenfalls vergütet wird.

⁶⁵ Bspw. beträgt in Phase 1 die Vergütung einer 5 kW_{el}-Brennstoffzelle: $\frac{1}{5} * 5 \frac{Ct}{kWh} + \frac{2}{5} * 3,75 \frac{Ct}{kWh} + \frac{2}{5} * 2,25 \frac{Ct}{kWh} = 3,4 \frac{Ct}{kWh}$

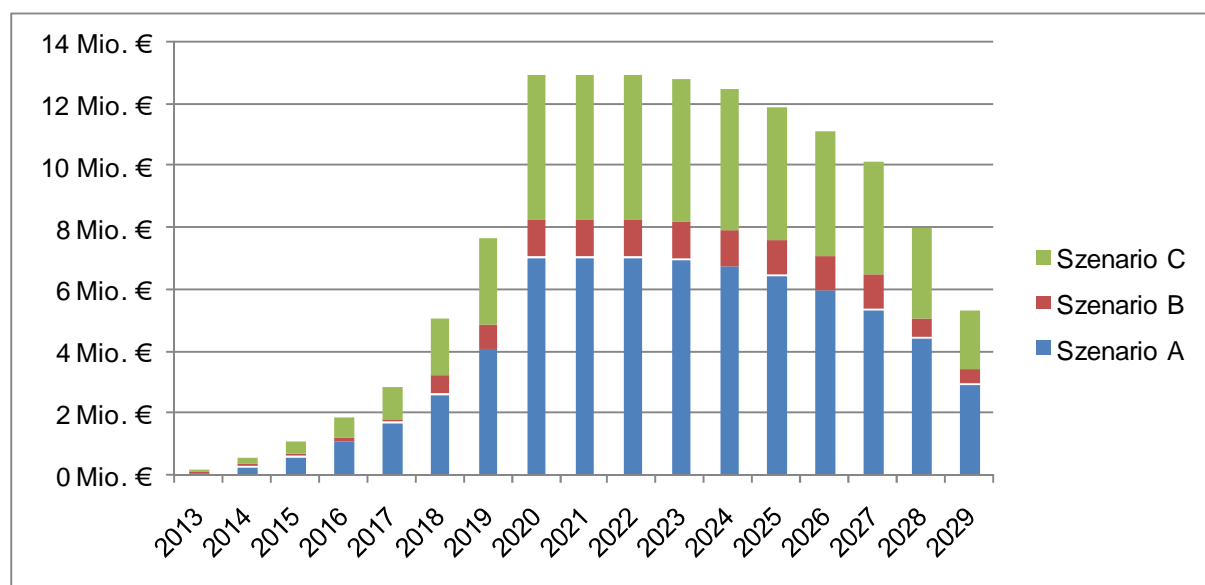


Abbildung 20: Verlauf der jährlichen geschätzten Summe für eine Bonusvergütung für Brennstoffzellen $\geq 0,25 \text{ kW}_{el} \leq 5 \text{ kW}_{el}$

Eine Abschätzung der jährlichen Zuschlagszahlungen ergibt ein Gesamtbudget von ca. 70 Mio. Euro für Szenario A, ca. 82 Mio. Euro für Szenario B und ca. 130 Mio. Euro für Szenario C, das sich entsprechend auf 17 Jahre verteilt, bis die letzten geförderten Anlagen 2030 aus der Bonusvergütung ausgeschieden sind.

Insgesamt beträgt das veranschlagte Gesamtbudget, zusammengesetzt aus Investitionsförderung und Bonuseinspeisevergütung, für die Markteinführung von Brennstoffzellen für die Haus- und Gewerbeversorgung für:

- Szenario A ca. 160 Mio. Euro,
- Szenario B ca. 185 Mio. Euro,
- Szenario C ca. 290 Mio. Euro.

Die Differenz zwischen Szenario A, B und C erklärt sich aus den Annahmen, siehe dazu auch Tabelle 11. Zu Beginn des Markteinführungsprogramms wird die Differenz der jährlichen Kosten bei einer Lebensdauer von zehn Jahren zwischen einer Brennstoffzelle mit 1 kW_{el} Leistung und vergleichbarer konventioneller KWK von 2.300 – 2.700 €/Jahr auf 800 – 1.200 €/Jahr reduziert. Nach Ende des Programms sollte die Kostendifferenz nahezu bei Null liegen. Neben den direkten Effekten des Programms kann ein Leitmarkt geschaffen werden, der wiederum zu einer nachhaltigen Produktionsausweitung, Skaleneffekten und folglich zu weiterer Kostendegression führt [van Giessel et al. 2004, S. 22 f.].

Zudem ist die Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie durch die innerhalb der verschiedenen Programmphasen steigenden technischen Benchmarks Voraus-

setzung für Erhalt der Förderung. Es sei noch einmal erwähnt, dass es erforderlich ist, die Parameter des beschriebenen Markteinführungsprogramms (Höhe der Förderung, Stückzahlen, technische Benchmarks, zeitliche Staffelung) durch **regelmäßige Zwischenevaluierungen** ständig der gegebenenfalls abweichenden, tatsächlichen Entwicklung anzupassen.

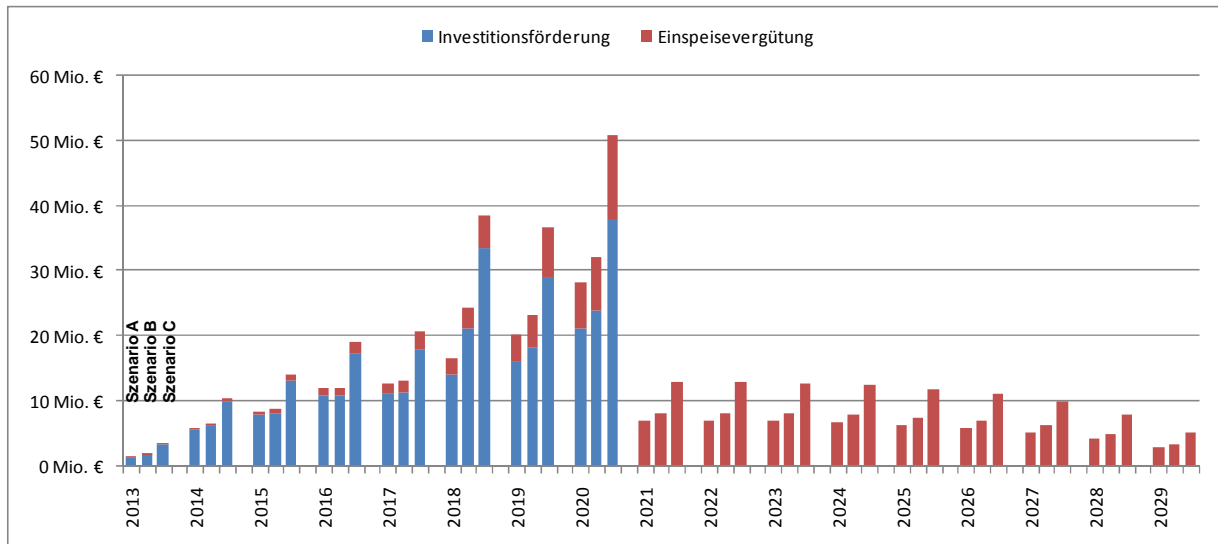


Abbildung 21: Verlauf des jährlichen Budgets des Markteinführungsprogramms für die Szenarien A, B und C

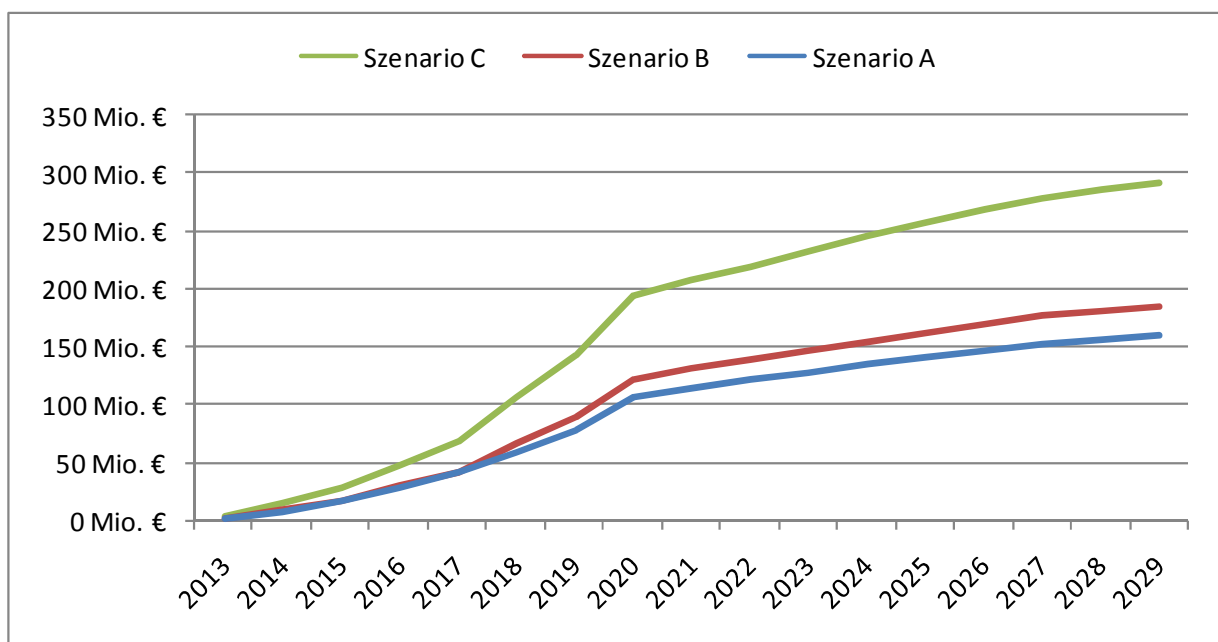


Abbildung 22: Verlauf des kumulierten Budgets des Markteinführungsprogramms für die Szenarien A, B und C

Die angegebenen Stückzahlen in Szenario A entsprechen, nach Analyse der gegenwärtigen Nachfrage hinsichtlich konventioneller Mikro-KWK-Geräte durch den Gu-

tachter, einer realistischen Entwicklung für die zukünftige Nachfrage nach Brennstoffzellenheizgeräten bis 5 kW_{el}. Die BZH werden dabei als eine zusätzliche Alternative zu den derzeit angebotenen Mikro-KWK-Geräten gesehen. Szenario B setzt zusätzlich auf einen Markterfolg für sogenannte Beistellgeräte. Das Marktpotential für diese Anlagen ist derzeit sehr schwer abzuschätzen, da es sich um ein gänzlich neues Produkt handelt. Die Szenarien A und B gehen von einer eher moderaten Konkurrenz bei den BZH aus. Szenario C ist sehr optimistisch und geht von einem sehr großen Erfolg der Brennstoffzellenheizgeräte und der Beistellgeräte auf dem deutschen Endkundenmarkt aus. Gleichzeitig wird unterstellt, dass im Brennstoffzellenmarkt große Konkurrenz (Annahme: plus 50 % mehr Anbieter im Vergleich zur moderaten Konkurrenz in den Szenarien A und B) herrscht und ein breites Spektrum unterschiedlicher Geräte angeboten wird. Die möglicherweise im Exportmarkt verkauften Geräte wurden in den Szenarien nicht berücksichtigt (siehe S. 81).

8.3 Brennstoffzellen mit > 5 kW_{el} Leistung

Das im vorangehenden Kapitel beschriebene Markteinführungsprogramm richtet sich hauptsächlich an Brennstoffzellen bis 5 kW_{el} Leistung. Während sich die Investitionsförderung komplett auf dieses Leistungssegment beschränkt, gilt die Energieumwandlungsvergütung auch für leistungsstärkere Anlagen. Grund für die fehlende Berücksichtigung größerer Brennstoffzellen für den Einsatz bspw. in der Industrie sind derzeit fehlende Akteure, die mittelfristig ein marktfähiges Produkt anbieten könnten.

Im Rahmen der Recherche wurden neben den Marktakteuren, die im Bereich der Brennstoffzellen zur Versorgung von Wohnhäusern und gewerblichen Betrieben tätig sind, auch diejenige berücksichtigt, welche in der Forschung und Entwicklung bedeutend leistungsstärkerer Brennstoffzellen aktiv sind. Nach Einschätzung der Gutachter wird jedoch mittelfristig keine marktreife Brennstoffzelle mit einer Leistung von über 100 kW_{el} bis mehrere Hundert kW_{el} angeboten, welche eine überwiegend deutsche Wertschöpfung gewährleistet.

Daher lässt sich gegenwärtig aufgrund der mangelnden verfügbaren Informationen und Daten kein belastbares Markteinführungsprogramm mit positiven Erfolgsaussichten für diese Geräteklasse entwickeln.

Es wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die **Ergänzung des vorgeschlagenen Markteinführungsprogramms um eine Investitionsförderung auf größere Leistungsbereiche sowie eine spezielle Bonusvergütung** bei gegebener Marktentwicklung und Informationslage prinzipiell jederzeit möglich ist. Aus Sicht der Gutachter hat ein auf überwiegend unsicheren Annahmen und Hypothesen basierendes Programm, dass hinsichtlich seiner Förderhöhe in jedem Fall eine genaue quantitative Festlegung benötigt, keine effektiven Auswirkungen auf eine beschleunigte Markteinführung. Ebenso wird die Förderung einer Produktklasse, welche von

einem einzelnen Hersteller angeboten wird, als nicht sinnvoll erachtet. Im Rahmen der regelmäßigen Zwischenüberprüfungen muss die optionale Erweiterung des Markteinführungsprogramms jeweils geprüft werden. Dafür geeignete Methoden wären ein fokussierter Marktüberblick und Technologiescreening, um die Fortschritte hinsichtlich der Entwicklung eines kommerziellen Produktes zu dokumentieren.

Literatur

- Appelman et al. (2003): Equal Rules or Equal Opportunities? Demystifying Level Playing Field. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, Den Haag, 2003.
- BDEW (2011): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011), Foliensatz vom 15.12.2011.
- Blum, U. und Freye, S. (2009): Die Abwrackprämie-Wer zahlt die Zeche? Institut für Wirtschaftsforschung Halle, Mai 2009.
- BMBF (2007): Das 7. EU-Forschungsrahmenprogramm. Broschüre vom Bundesministerium für Bildung und Forschung. Bonn, Berlin.
- BMU (2011): Entwurf des Erfahrungsberichts 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz.
- BMWi (2011): Energiedaten 2011, Tabelle 26, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html>
- BReg (2010a): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, September 2010.
- BReg (2010b): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Studie im Auftrag des BMWi, Prognos AG Basel, EWI Köln und GWS Osnabrück, August 2010.
- BReg (2011): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Berlin, Dezember 2011.
- Eguchi, S. (2009): ENE-FARM Fuel Cell Systems for Residential Use. In: International Gas Union Magazin Oktober 09, S. 186 – 217, Abgerufen am 16.08.2012 unter: http://www.igu.org/knowledge/publications/mag/oct-09/igu_october_2009_7_pages_186-217.pdf
- Eichman et al. (2009): Exploration and Priorization of Fuel Cell Commercialization Barriers for Use in the Development of a Fuel Cell Roadmap and Action Plan for California, National Fuel Cell Research Center, Mechanical and Aerospace Engineering, University of California, 2009.
- ENE-FARM (2012): Dissemination and General Specification. Präsentation auf der Fuel Cell Commercialization Conference of Japan im Februar 2012.

- ERDC/CERL (2005): DOD Residential Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cell Demonstration Program - Volume 2 – Summary of Fiscal Years 2001 – 2003 Projects. Champaign, Illinois.
- Erdmann, G. und Dittmar, L. (2010): Technologie und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Berlin 2010.
- FCH-JU (2011): Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking Annual Activity Report 2010.
- FfE (2007): Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie. Studie im Auftrag von BMWi, EnBW, E.ON Energie, E.ON Ruhrgas, N-Ergie, RWE Power, Stadtwerke Düsseldorf, Stadtwerke München und Vattenfall Europe. München 2007.
- Fischedick, M und Samadi, S. (2010): Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am EEG greift zu kurz. In: Solarzeitalter 1/2010, S. 18-25.
- Fuel Cells 2000 (2011): State of the States: Fuel Cells in America. Juni 2011.
- FuelCellToday (2010): Semi-Annual Legislation Review: April 2010. Abgerufen am 20.07.2011 unter: <http://www.fuelcelltoday.com/media/pdf/surveys/2010-April-Half-Yearly-Legislation-Review.pdf>
- Groß et al. (2011): Energiewirtschaftliche Perspektiven dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, resp. virtueller Regelkraftwerke innerhalb eines klimaverträglichen Stromsystems. Studie im Auftrag der ASUE. Saarbrücken, April 2011.
- gwa (2007): Schuler Alexander „Das Brennstoffzellen-Projekt Hexis – Geschichte und Zukunft“, Gas Wasser Abwasser gwa 2/2007 Seite 93 ff.
- gwa (2010): Nerlich Volker „Brennstoffzellen-Heizgerät – Stand der Technik bei Hexis“, Gas Wasser Abwasser gwa 2/2010, Seite 117 ff.
- IZES (2006): Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Saarbrücken 2006.
- JX (2011): Development of residential fuel cells at JX. Präsentation der JX Nippon Oil & Energy Corporation am 27.06.2011 auf dem NEDO-NOW Workshop in Berlin.
- Kani, Y. (2011): Statements from Panasonic on Residential Fuel Cell m-CHP. Präsentation am Roundtable Meeting am 17.11.2011 in Berlin. Abgerufen am 16.08.2012 unter: [http://www.iphe.net/docs/Meetings/Germany_11-11/presentations/\(4\)%20Kani%20Panasonic-Presentation-02112011-IPHE.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/Germany_11-11/presentations/(4)%20Kani%20Panasonic-Presentation-02112011-IPHE.pdf)

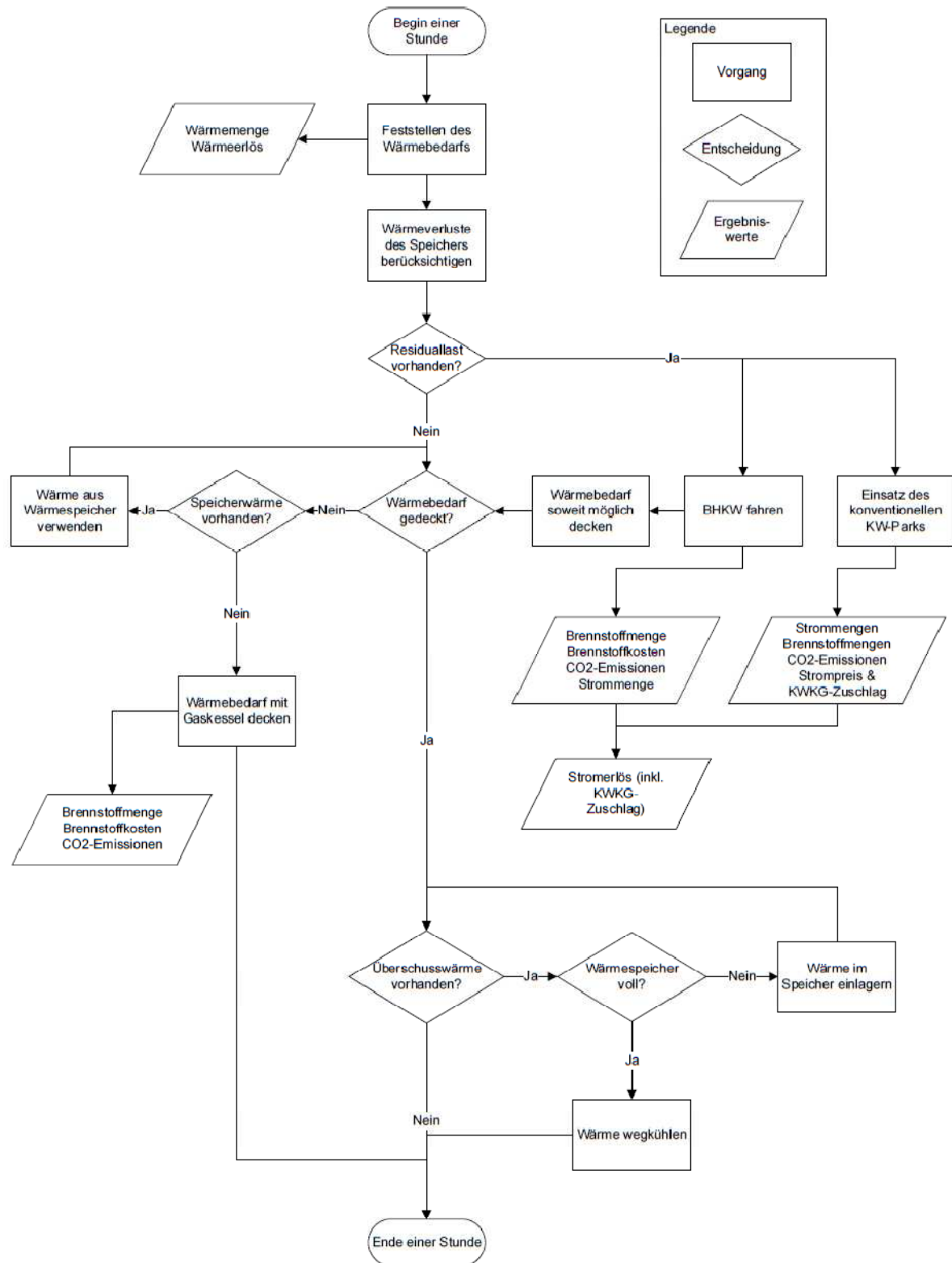
- Leprich et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Saarbrücken, 2008.
- Leprich, U. (2011): Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke: Ein Blick in die nahe Zukunft, Statement im Rahmen des Effizienzdialogs von ASUE und eaD, Berlin, 08. Juni 2011.
- Matthes, F.C. und Ziesing, H.-J.(2011): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V., Berlin, 2011.
- Miyake, J. (2009): Performance of residential Stationary PEM FC in actual and daily use for years. Präsentation in der PEFC Development Group von Tokya Gas am 23.04.2009.
- Müller, J. (2008): Diplomarbeit zum Thema: Die Rolle der dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierungsverordnung. Saarbrücken, 2008.
- Neef, H.-J. (2011): Technologiestatus von stationären Brennstoffzellen in Japan. Präsentation im Rahmen des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, Juli 2011. Abgerufen am 05.01.2012 unter: http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/jahrestreffen/2011/Vortraege/5_-_Neef_NBW_071211.pdf
- Nitsch et al. (2010a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), DLR Stuttgart, IWES Kassel und IFNE Teltow, veröffentlicht Februar 2011.
- Nitsch et al. (2010b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, Dezember 2010, Datenanhang II, veröffentlicht Februar 2011.
- ÖKOI/Prognos (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050 - vom Ziel her denken, Langfassung, Basel/Berlin, 2009.
- Prognos/BEA (2011): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin, Basel, 08. August 2011.
- PWC (2011): Die EnWG-Novelle kommt. Interner Arbeitsentwurf von PricewaterhouseCoopers. Stand: 5. August 2011.

- RBZ WS (2011): Nerlich Volker „Energieversorgung von Einfamilienhäusern mit Galileo – Erfahrungen und Perspektiven“; 9. Riesaer Brennstoffzellen-Workshop, Riesa 22. Juni 2011
- Rennings et al. (2008): Instrumente zur Förderung von Umweltinnovationen. Bestandsaufnahme, Bewertung und Defizitanalyse. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes. März 2008.
- Sabisch et al (1998): Quantifizierung und Messung des Erfolgs von Technologieförderprogrammen, Studie im Auftrag des Sächsischen Rechnungshofs, Dresden, 1998.
- Schenk, M. (2007): Medienwirkungsforschung. 3., vollständig überarbeitete Auflage, Tübingen, 2007.
- Schuler, A. (2011): Technologiestatus und Aktivitäten zur Marktvorbereitung von Brennstoffzellen-Mikro-KWK. Präsentation im Rahmen des 11. Jahrestreffen des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, Dezember 2011, Düsseldorf. Abgerufen am 05.01.2012 unter: http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/jahrestreffen/2011/Vortraege/3-Schuler_Hexis_AG.pdf
- TB (2009): Grosser Katrin „Power – Made in Saxony; PEM-Brennstoffzellen-Heizgerät inhouse5000 tritt in den Feldtest ein“; DresdnerTransferbrief 2.09.
- Tsuji, Y. (2011): Panasonic's latest Developments of Fuel Cell micro CHP-Efforts of the Fuel Cell Manufacture toward Expanding the Market. Präsentation vom 27.06.2011. Abgerufen am 16.08.2012 unter:
- Umweltbundesamt (2011a): Umwelt-Kernindikatorensystem des Umweltbundesamtes (KIS), Stand Juni 2011, online abgerufen am 28.11.2011 unter: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2849>
- Umweltbundesamt (2011b): CO₂-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA), Solar-Institut Jülich, IZES, Öko-Institut, ISUSI. veröffentlicht November 2011.
- Van Giesel et al. (2004): Policy Instruments for Sustainable Innovation, Technopolis BV, Amsterdam 2004.
- VIK (2011): VIK-Stellungnahmen zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes – EnWG. Essen, Juni 2011.
- Werhahn, J. (2009): Kosten von Brennstoffzellensystemen auf Massenbasis in Abhängigkeit der Absatzmenge. Dissertation an der RWTH Aachen, herausgegeben vom Forschungszentrum Jülich GmbH.

Wietschel et al. (2006): Vorreitermärkte Brennstoffzellentechnologie, Konzeptpapier für die Initiative „Partner für Innovation“ für den Themenbereich „Vorreitermärkte“, Februar 2006.

Wuppertal Institut (2010): RECCS plus: Regenerative Energie im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und –Ablagerung. Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Wuppertal, April 2010.

Anhang I: Ablauf der Einsatzsimulation (Ausgleich FEE)



Anhang II: Eingaben und Annahmen der Einsatzsimulation

Eingaben

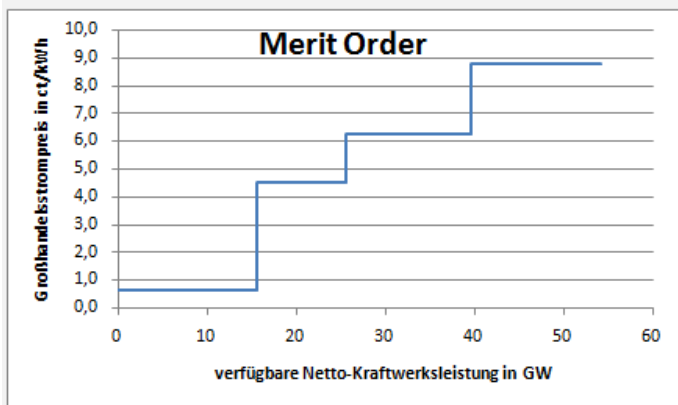
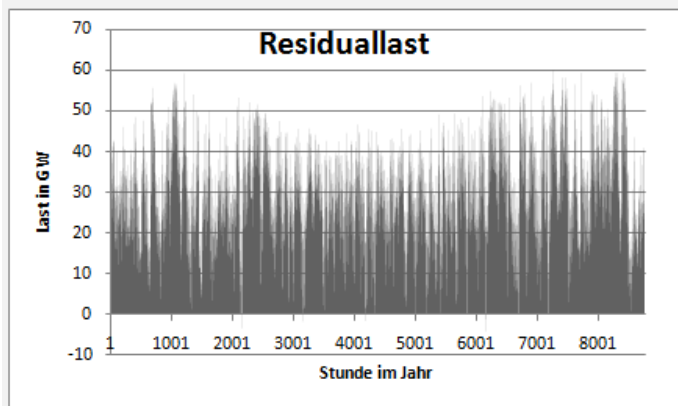
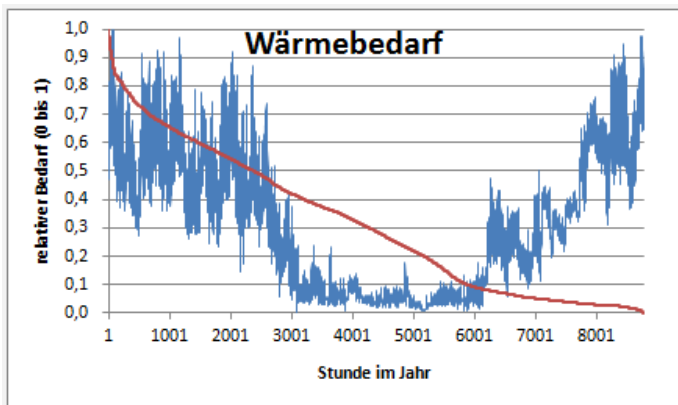
Alle Angaben zum Erdgas beziehen auf den Heizwert (Hu).

Kraft-Wärme-Kopplungsanlage		Emissionsfaktoren	
(BHKW + Wärmespeicher + Spitzenkessel)		Braunkohle	405 g/kWh
(Erdgas/Max. 20 MW_FWL, sonst Emissionshandel)		Steinkohle	338 g/kWh
BHKW		Erdgas	202 g/kWh
elektrische Leistung	1 kW_el	Energiepreise	
elektrischer Wirkungsgrad	50 %	Preise werden ohne Mehrwertsteuer betrachtet.	
thermischer Wirkungsgrad	38 %	KWK-Anlage	
Dimensionierungsfaktor	7,3	Erdgas ohne Energiest.	6,6 ct/kWh
thermische Leistung	0,8 kW_th	Erdgas mit Energiest.	7,2 ct/kWh
Feuerungswärmeleistung	2 kW_br	verm. Netzentg.	1,7 ct/kWh_el
Gesamtwirkungsgrad	88 %	konventioneller Kraftwerkspark	
Stromkennzahl	1,3	Uran	0,2 ct/kWh
Wärmespeicher		Braunkohle	0,5 ct/kWh
Kapazität in Stunden Max. Bedarf	6 h	Steinkohle	1,6 ct/kWh
stündliche Wärmeverluste	5 %	Erdgas	3,3 ct/kWh
Kapazität in kWh	72 kWh	Emissionszertifikate	32 €/t_CO2
Spitzenkessel		Gaskessel	
thermischer Wirkungsgrad	95 %	Erdgas	7,2 ct/kWh
thermische Leistung (Max. Bedarf)	12,0 kW_th		
thermische Leistung (Max. Einsatz)	12,0 kW_th		

Annahmen und Eingabe der KWK-Anlage

Getrennte Erzeugung		
(konventioneller Kraftwerkspark + Gaskessel)		
konventioneller Kraftwerkspark		
Atomkraftwerke		
Installierte Bruttoleistung	20,3	GW
Jahresnutzungsgrad	32	%
Verfügbarkeit	85	%
Netto-/Bruttoleistung	90	%
Faktor für zusätzliche Anfahrkosten	1	
verfügbare Nettoleistung	15,5	GW
spezifische CO2-Emissionen	0	g/kWh_el
Grenzkosten	0,6	ct/kWh_el
Braunkohle Dampfkraftwerke		
Installierte Bruttoleistung	13,2	GW
Jahresnutzungsgrad	40	%
Verfügbarkeit	85	%
Netto-/Bruttoleistung	90	%
Faktor für zusätzliche Anfahrkosten	1	
verfügbare Nettoleistung	10,1	GW
spezifische CO2-Emissionen	1013	g/kWh_el
Grenzkosten	4,5	ct/kWh_el
Steinkohle Dampfkraftwerke		
Installierte Bruttoleistung	18,3	GW
Jahresnutzungsgrad	43	%
Verfügbarkeit	85	%
Netto-/Bruttoleistung	90	%
Faktor für zusätzliche Anfahrkosten	1	
verfügbare Nettoleistung	14,0	GW
spezifische CO2-Emissionen	786	g/kWh_el
Grenzkosten	6,2	ct/kWh_el
Erdgas GuD- und GT-Kraftwerke		
Installierte Bruttoleistung	19	GW
Jahresnutzungsgrad	45	%
Verfügbarkeit	85	%
Netto-/Bruttoleistung	90	%
Faktor für zusätzliche Anfahrkosten	1	
verfügbare Nettoleistung	14,5	GW
spezifische CO2-Emissionen	449	g/kWh_el
Grenzkosten	8,8	ct/kWh_el
Gaskessel		
thermischer Wirkungsgrad	95	%
thermische Leistung (Max. Bedarf)	12	kW_th
thermische Leistung (Max. Einsatz)	12	kW_th

Annahmen und Eingabe der getrennten Erzeugung



Stündlich aufgelöste Energieverläufe und Merit-Order

Anhang III: Wirtschaftlichkeitsrechnung

Kennwerte des Referenzgebäudes	
Wohnfläche [m ²]	150
Nutzfläche [m ²]	200
spez. Heizwärmebedarf [kWh/(m ² *a)]	90
Jahresheizwärmebedarf [kWh/a]	18.000
Jahres-WW-Bedarf [kWh/a]	3.500
Jahresgesamtwärmebedarf [kWh/a]	21.500

Parameter	
Stromgutschrift [€/kWh]	0,28
Vermiedene Netznutzungsentgelte [€/kWh]	0,017
Gasarbeitspreis [€/kWh] (bez. auf Ho)	0,085 €/kWh
EEX-Baseload [€/a]	0,06 €/kWh
Gasleistungspreis [€/Monat]	12,2 €/Monat
Laufzeit [a]	10
Zinssatz	0,04
Annuitätsfaktor nach VDI-Richtlinie 2067	0,1233

Randbedingungen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

	Brennstoffzelle	BHKW	Stirling-Motor
Elektrische Leistung [kW]	1	1	1
Thermische Leistung [kW]	1,75	2,54	6,36
Elektrischer Wirkungsgrad	0,32	0,26	0,11
Gesamtwirkungsgrad	0,88	0,92	0,81
Modulation	50%-100%	keine	keine
Speichergröße [m ³]	0,5	0,5	0,5
Vollbenutzungsstunden	6.200	5.800	3.000
Wärmeerzeugung BHKW [kWh/a]	10.850	14.723	19.091
Wärmeerzeugung Spitzenlastbrenner [kWh/a]	10.650	6.777	2.409
Wirkungsgrad Spitzenlastbrenner	0,95	0,95	0,95
Stromerzeugung BHKW [kWh/a]	6.200	5.800	3.000
Stromeigennutzung	0,40	0,40	0,70
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	5.018	2.964	2.964
Invest Anlage inkl. Speicher und Zusatzbrenner [€]	30.000	16.000	16.000
Installationskosten [€]	5.000	5.000	5.000
Mehrwertsteuer [19%]	5.700	3.040	3.040
Summe Investitionskosten (mit MWSt.) [€]	40.700	24.040	24.040
Verbrauchsgebundene Kosten [€/a]	2.577	2.487	2.516
Arbeit Gas pro Jahr [kWh]	30.586	29.441	29.809
Summe Gasarbeitspreis [€/a]	2.600	2.503	2.534
Summe Gasleistungspreis [€/a]	146	146	146
Rückerstattung Energiesteuer (0,0055 €/kWh);[€/a]	168	162	164
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	900	400	400
Vollwartungsvertrag [€/a]	900	400	400
Sonstige Kosten [€/a]	472	332	332
Schornsteinfeger [€/a]	100	100	100
Stromeinspeisezähler [€/a]	72	72	72
Versicherung (1% vom Invest);[€/a]	300	160	160
Gesamtkosten [€/a]	8.967	6.182	6.212
Erlöse	1.298	1.214	811
Produzierte Menge Strom [kWh/a]	6.200	5.800	3.000
KWKG-Vergütung [€/kWh]	0,0511	0,0511	0,0511
KWKG-Bonus pro Jahr [€/a]	317	296	153
Vermiedene Netznutzungsentgelte (0,017 €/kWh); [€/a]	63	59	15
Menge Strom Eigenverbrauch [kWh/a]	2.480	2.320	2.100
Ersparnis durch Eigenverbrauch (28 €/kWh); [€/a]	694	650	588
EEX-Baseload Vergütung (0,06 €/kWh);[€/a]	223	209	54
Gesamterlös [€/a]	1.298	1.214	811
Jahreskosten [€/a]	7.670	4.968	5.401

Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung