

Technologieeinführungsprogramm für stationäre Brennstoffzellen

(Projekt-Nr. 41/15)

Laufzeit des Vorhabens: 01. August 2015 – 31. Oktober 2015

Aktualisierte Fassung: Stand Januar 2016

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Auftragnehmer: IZES gGmbH

Ansprechpartner: Alexander Zipp

Altenkesseler Str. 17A1

66115 Saarbrücken

Tel.: +49-(0)681-9762-840

Fax: +49-(0)681-9762-850

zipp@izes.de

Autoren: Alexander Zipp

Bodo Groß

Saarbrücken, den 22.01.2016

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
1 Vorwort zur aktualisierten Fassung	1
2 Inhalt und Ziel des Vorhabens.....	2
3 Stationäre Brennstoffzellen bis 5 kW _{el}	3
3.1 Technologie- und Marktübersicht.....	3
3.2 Entwicklung eines Technologieeinführungsprogramms.....	5
4 Stationäre Brennstoffzellen ab 5 kW _{el}	20
4.1 Technologie- und Marktübersicht.....	20
4.2 Handlungsempfehlungen für die weitere Technologieförderung.....	24
5 Fazit	25
Literaturverzeichnis	26
Anhang	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs (eigene Berechnungen).....	10
Abbildung 2: Höhe der Festbetragsförderung pro Gerät in Phase 1 in Abhängigkeit der elektrischen Leistung	14
Abbildung 3: Höhe der Festbetragsförderung pro Gerät in Phase 2 in Abhängigkeit der elektrischen Leistung	15
Abbildung 4: Höhe der Festbetragsförderung pro Gerät in Phase 3 in Abhängigkeit der elektrischen Leistung	15
Abbildung 5: Schätzung des jährlichen und aggregierten Fördervolumens des TEPs in Szenario A	16
Abbildung 6: Schätzung des jährlichen und aggregierten Fördervolumens des TEPs in Szenario B	17
Abbildung 7: Schätzung des jährlichen und aggregierten Fördervolumens des TEPs in Szenario C	17
Abbildung 8: Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs unter Einbezug der TEP-Förderung (8.800 € für 0,75 kW _{el}) im Jahr 2016 (eigene Berechnungen).....	19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Hersteller der Leistungsklasse kleiner 5 kW _{el}	3
Tabelle 2: Technische Benchmarks des Technologieeinführungsprogramms....	6
Tabelle 3: Technische und wirtschaftliche Kenndaten der verglichenen Anlagen	8
Tabelle 4: Beschreibung der Annahmen der Stückzahlenszenarien	12
Tabelle 5: Stückzahlen-Szenarien für das Technologieeinführungsprogramm.	12
Tabelle 6: Höhe der Festbetragsförderung für Brennstoffzellen bis 5 kW _{el}	13
Tabelle 7: Aktive Akteure im Leistungsbereich ab 5 kW _{el}	21
Tabelle 8: Quellen der Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung	28
Tabelle 9: Vergleich der Zuschlagsvergütung für KWK-Strom nach KWKG 2012 und KWKG 2016 (eigene Darstellung)	28
Tabelle 10: Übersicht der Förderhöhe in Abhängigkeit der elektrischen Leistung.....	28

1 Vorwort zur aktualisierten Fassung

Die IZES gGmbH hat dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im November 2015 einen Vorschlag für ein Technologieeinführungsprogramm (TEP) für stationäre Brennstoffzellenheizungen vorgelegt. Das TEP wurde für einen Start im Januar 2016 und für eine Laufzeit von 8 Jahren entwickelt. Als eine der Grundlagen für die Berechnung der Förderhöhen wurde der zu diesem Zeitpunkt aktuelle Entwurf des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) verwendet (Datum des Gesetzesentwurfs: 23.09.2015). Die am 03.12.2015 vom Deutschen Bundestag verabschiedete Neuregelung des KWKGs (im Folgenden KWKG 2016) sah eine Erhöhung der Förderdauer von 45.000 Vollbenutzungsstunden (VBH) auf 60.000 VBH für Anlagen mit einer elektrischen Maximalleistung bis 50 kW vor und führte eine Übergangsbestimmung für die Förderung von Brennstoffzellen-Anlagen (§35 Absatz 4 KWKG 2016) ein, laut der Betreiber von Brennstoffzellen-Anlagen optional auch eine Vergütung nach KWKG 2012 wählen können, falls die verbindliche Bestellung der Anlage bis zum 31.12.2016 und die Inbetriebnahme bis zum 31.12.2017 erfolgt sind.

Aufgrund dieser Anpassungen besteht die Notwendigkeit einer Aktualisierung der Förderhöhen der ursprünglichen Fassung des TEPs. Diese wurden in der vorliegenden Fassung vorgenommen. Zusätzlich ist anzumerken, dass durch die Aktualisierung das TEP nicht wie vorgesehen im Januar 2016 starten konnte. Falls weitere Verzögerungen auftreten sollten, die den Start des TEPs in das 2. Quartal 2016 verlegen, wird eine Verlängerung bzw. Verschiebung der Anlaufphase empfohlen (siehe mehr hierzu auf S. 12 des vorliegenden Gutachtens). Die Gründe hierfür liegen in der erfahrungsgemäß bestehenden zeitlichen Verzögerung zwischen offiziellem Start eines staatlichen Förderprogramms und der Steigerung des Bekanntheitsgrads in der Gruppe der anvisierten Fördernehmer. Im Falle des TEPs für stationäre Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung kommt die Besonderheit der üblicherweise erhöhten Erneuerungsbereitschaft in den Sommermonaten sowie des damit verbundenen nicht vorhandenen zeitlichen Drucks außerhalb der Heizperiode (üblicherweise von Oktober bis April) hinzu.

2 Inhalt und Ziel des Vorhabens

Der Einsatz von hocheffizienten Brennstoffzellenheizungen (BZH) für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme kann einen wertvollen Beitrag zur Erreichung der energie- und Klimaschutzpolitischen Ziele der Deutschen Bundesregierung leisten sowie positive Auswirkungen auf die deutsche Volkswirtschaft haben (vgl. ifeu 2012). Neben der Einsparung von fossilen Energieträgern und der damit verbundenen Vermeidung von CO₂-Emissionen, bietet die Technologie gegenüber vergleichbaren konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) den Vorteil höherer Stromkennzahlen. In Hinsicht auf die bestehenden Effizienzziele im Gebäudebereich, die letztlich abnehmende Wärmesenken bedeuten, besitzen BZH ein größeres Potenzial für Emissionsreduzierungen durch die Verdrängung fossiler Kraftwerke als andere KWK-Technologien mit niedrigeren Stromkennzahlen. Bei einem zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien stellen BZH eine regelbare und dezentrale Flexibilitätsoption dar (vgl. Roland Berger 2015, S. 12 ff.).

Den beschriebenen Vorteilen stehen die hohen Herstellungskosten von BZH gegenüber, welche deren wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zum jetzigen Zeitpunkt noch verhindern. Im Jahr 2012 entwickelte die IZES gGmbH einen Vorschlag für ein Technologieeinführungsprogramm (TEP) für stationäre Brennstoffzellensysteme bis 5 kW_{el} (IZES 2012). Seit 2012 fand seitens der Hersteller von BZH eine technische Weiterentwicklung der Geräte statt, die zu ersten Kostensenkungen führten. Neben der bereits bestehenden und derzeit in der Überarbeitung befindlichen Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wurden zudem vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) ein Förderprogramm für Mini-KWK Anlagen sowie vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) die Brennstoffzellen-KWK-Richtlinie¹ aufgelegt. Demzufolge existieren bereits mehrere Förderprogramme für KWK-Technologien - inklusive Brennstoffzellen - jedoch kein speziell für Endkunden konstruiertes TEP, welches eine direkte Erhöhung der Verkaufs- und Installationszahlen von BZH anvisiert.

Das Dienstleistungsvorhaben „Technologieeinführungsprogramm für stationäre Brennstoffzellen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) soll diese Lücke schließen und wirksame Kaufanreize für BZH im Leistungsbereich bis 5 kW_{el} über ein im Jahr 2016 startendes TEP bieten sowie die Wettbewerbssituation leistungsstärkerer Brennstoffzellenanlagen beleuchten und ggf. deren Einführung vorbereiten.

¹ Der volle Name der Förderrichtlinie lautet „Brennstoffzellen für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen“.

3 Stationäre Brennstoffzellen bis 5 kW_{el}

3.1 Technologie- und Marktübersicht

Die folgende Tabelle 1 gibt einen alphabetischen Überblick der derzeit aktiven Hersteller im Bereich Brennstoffzellenheizungen und Beistellgeräte in der Leistungsklasse bis 5 kW_{el}. Dabei wird keine Angabe zu aktuellen oder vorläufigen Listenpreisen gemacht. Dies liegt zum einen darin begründet, dass zum jetzigen Zeitpunkt (Stand 20. Oktober 2015) nicht für alle Geräte ein tatsächlicher, gültiger Listenpreis besteht, und auch die Systemgrenzen, bzw. der Umfang der angebotenen Systeme noch nicht endgültig definiert sind. Zum anderen beinhalten teilweise als Listenpreis veröffentlichte Werte eine Herstellerförderung, die im Rahmen von Demonstrationsprojekten gewährt wird. Aus diesen Gründen wird auf eine Auflistung der nicht vergleichbaren Preise verzichtet.

Hersteller	Leistung elektrisch [kW]	Leistung thermisch [kW]	Wirkungsgrad elektrisch [%]	Wirkungsgrad gesamt [%]	Typ
Buderus	0,7	0,62	45	85	SOFC
Elcore 2400	0,3	0,7	32	104	PEFC
Elcore plus	0,3	0,7	32	104	PEFC
Elcore max	0,3	0,7	32	104	PEFC
Hexis	1,0	1,8	35	95	SOFC
Junkers	0,7	0,62	45	85	SOFC
RBZ	5,0	7,5	34	92	PEFC
SenerTec	0,7	0,96	bis zu 37	bis zu 93	PEFC
SOLIDpower	1,5	0,61	bis zu 60	bis zu 85	SOFC
SOLIDpower	2,5	2,0	50	90	SOFC
Vaillant	0,8	1,5	33	92	SOFC
Viessmann	0,75	1,0	37	90	PEFC
Viessmann	1,0	1,8	35	95	SOFC

Tabelle 1: Übersicht Hersteller der Leistungsklasse kleiner 5 kW_{el}

Alle in der Tabelle beschriebenen Systeme wurden von den Herstellern bereits in den Markt eingeführt bzw. sollen ab 2016/17 in den Markt eingeführt werden. Generell wird unterschieden zwischen Beistellgeräten und integrierten Geräten. Der Unterschied besteht insbesondere darin, dass integrierte Geräte ‚untrennbar‘ mit einem zusätzlichen

Wärmeerzeuger verbunden sind und somit zu jeder Zeit den Wärmebedarf eines Gebäudes decken können. Demgegenüber existieren auch sogenannte Beistellgeräte, welche nur den Grundlastwärmebedarf bereitstellen können und deshalb individuell durch externe Heizungsanlagen ergänzt werden müssen. Die Firma Elcore bietet sowohl ein separates Beistellgerät, ein Optimierungspaket bei welchem die „alte“ Kesselanlage bestehen bleiben kann wie auch ein integriertes System mit zwei verschiedenen Zusatzkesselleistungen an. Die Übersicht zeigt, dass eine hohe Anzahl von BZH-Herstellern und BZH-Geräte im Markt tätig bzw. verfügbar ist. Damit sind die Grundvoraussetzungen für die erfolgreiche Durchführung eines TEPs erfüllt.

Nicht berücksichtigte BZH-Hersteller:

Die im Folgenden genannten Hersteller von BZH wurden nicht in der detaillierten Technologie- und Marktübersicht aufgeführt und werden folglich auch nicht in der Entwicklung eines Technologieeinführungsprogramms im nachfolgenden Kapitel 3.2 berücksichtigt. Allgemein ist dies damit zu begründen, dass die jeweiligen Geräte noch keine Marktreife erreicht haben und auch kurz- bis mittelfristig nicht erreichen werden. Damit haben die Geräte keine Relevanz für die Technologieeinführung in Deutschland innerhalb der Jahre 2016 bis 2023. Die speziellen Gründe sind in der nachfolgenden, kurzen Beschreibung des jeweiligen Herstellers zu finden.

Ceres Power hat zu Anfang des Europäischen Projekts ene.field die dort geplanten Installationen zurückgezogen. Ceres Power ist momentan in einer weiteren F&E Phase. Gegen Ende des Jahres 2015 soll der Eintritt in entsprechende Kundenprogramme bzw. Feldtests erfolgen (FCB 2015a).

FCO Power aus Japan entwickelt derzeit einen für den KWK Betrieb ausgelegten, sehr dünnen SOFC Stapel mit einer Leistung von 0,7 kW_{el}. Eine Kommerzialisierung, und somit eine Einführung auf dem deutschen Markt, ist mittelfristig nicht zu erwarten.

Haldor Topsoe hat im zweiten Halbjahr 2014 ihre Tochterfirma Topsoe Fuel Cells geschlossen, bzw. sämtliche Entwicklungsarbeiten bezüglich der SOFC Technologie eingestellt. Lediglich die Entwicklungen hinsichtlich des keramischen Elektrolysesystems (SOEC) werden in der Muttergesellschaft weitergeführt.

Hyteon aus Kanada hat im Jahr 2014 gemeinsam mit der schottischen Firma IE-CHP eine 2 kW_{el} PEFC Brennstoffzelle in Perth getestet. Die Zusammenarbeit soll nun intensiviert werden. Bereits 2012 wurde eine Hyteon Test- und Demonstrationsanlage mit 1 kW_{el} in St. Wendel im Saarland installiert.

Die schwedische Firma **PowerCell** entwickelt PEM Brennstoffzellen in drei Größenklassen (S1 mit 1-5 kW, S2 mit 5-25 kW und S3 mit etwa 100 kW elektrischer Leistung), welche sowohl für mobile Anwendungen, als reine Stromgeneratoren sowie für stationäre Anwendungen im KWK Betrieb ausgelegt sind (FCB 2015c und FCB 2015d).

SOLIDpower kündigt den Markteintritt für die EnGen SOFC für Ende 2016 an, siehe Tabelle 1. Erster Nutzer von zwei Demonstrationsanlagen in Deutschland sind die Stadtwerke Augsburg. Derzeit besteht im Werk in Italien eine Produktionskapazität von rund 1.000 Stapeln pro Jahr (FCB 2015a).

3.2 Entwicklung eines Technologieeinführungsprogramms

Das im Folgenden entworfene TEP für stationäre BZH bis zu einer elektrischen Leistung von 5 kW_{el} erfolgt unter der mit dem Auftraggeber abgestimmten Annahme, dass eine zusätzliche Förderung nach dem KWKG gewährt wird, die Förderung nach dem Mini-KWK-Impulsprogramm des BMUB sowie nach der Brennstoffzellen-KWK-Richtlinie des BMVI jedoch nicht. In die Konzeptionierung des TEPs fließen sowohl Erkenntnisse aus dem Vorgängergutachten des IZES (2012) als auch Erfahrungen aus der erfolgreichen Markteinführung von BZH in Japan (vgl. Zipp und Groß 2015) mit ein. Die von den Herstellern in Interviews abgefragten Stückzahlenszenarien, Kostendegressionen sowie Exportziele und -prognosen wurden ebenfalls berücksichtigt, jedoch wurde in allen Fällen Deutschland als Hauptabsatzmarkt angegeben.²

Das TEP basiert auf einer Festbetragsförderung für Endkunden, deren Höhe sich im Wesentlichen aus der elektrischen Leistung der Brennstoffzelle ergibt. Im Gegensatz zu einer Anteilsfinanzierung bietet eine leistungsabhängige Festbetragsförderung den Vorteil, dass gezielt das förderfähige technische Element einer BZH anvisiert wird, und nicht die sonstigen, nicht förderfähigen Geräteelemente. Des Weiteren wird empfohlen, die Förderung zum einen an das Angebot eines Vollwartungsvertrags seitens der BZH-Hersteller und zum anderen an das Erfüllen technischer Benchmarks zu binden. Das TEP hat eine Laufzeit von 8 Jahren (2016-2023) und gliedert sich in 3 Phasen. Die Phase 1 (2016 und 2017) stellt die Anlaufphase des TEPs dar, in der die Förderung die wirtschaftliche Attraktivität der BZH, und so deren Bekanntheit im Heizungsmarkt, steigert. Dadurch wird eine erste, noch vergleichsmäßig geringe, Nachfrage geschaffen. Die Phase 2 (2018 bis 2021) stellt die Hochlaufphase des TEPs dar, in der die Nachfrage durch sinkende Preise der BZH sowie eine mittlerweile erreichte höhere Bekanntheit deutlich gesteigert wird. In dieser Phase finden zum einen eine signifikante Kostendegression und zum anderen eine Absenkung der TEP-Förderung statt. Da dies essentielle Ziele des TEPs sind, läuft Phase 2 über insgesamt 4 Jahre. Die Phase 3 (2022 und 2023) stellt die Stabilisierungsphase des TEPs dar, in der die Nachfrage nach BZH ein hohes, stabiles Niveau erreicht hat, das auch bei einem Auslaufen der TEP-Förderung weiterhin besteht, da die Kosten der BZH mittlerweile auf das Niveau konkurrierender Heizungstechnologien gesunken sind.

² Zum Zeitpunkt des 28.10.2015 wurden persönliche Interviews mit den Herstellern Vaillant, SolidPower, Viessmann, Bosch/Buderus/Junkers sowie Elcore geführt. Mit den Herstellern RBZ und SenerTec wurden telefonische Interviews geführt. Von den restlichen Herstellern von BZH bis 5 kW_{el} wurden Informationen über einen elektronischen Fragebogen zur Verfügung gestellt.

Der Vollwartungsvertrag sollte über mindestens 10 Jahre angeboten werden sowie eine Garantie eines bestimmten elektrischen Wirkungsgrads über diesen Zeitraum enthalten. Um den Vorteil einer höheren Stromkennzahl der Brennstoffzelle gegenüber konventionellen KWK-Geräten zu gewährleisten, wird ein Ende der Lebensdauer (End-of-Life) im Rahmen des Vollwartungsvertrags in Form einer Grenze des tatsächlichen elektrischen Wirkungsgrads des Geräts definiert (siehe Tabelle 2). Fällt der Wert unter diese Grenze, muss der garantierte Wirkungsgrad wieder hergestellt werden, falls der Kunde einen Vollwartungsvertrag abgeschlossen hat. Auf die Installation von entsprechender, ggf. fernauslesbarer, Messtechnik sollte an dieser Stelle verzichtet werden, da es die ohnehin schon hohen Kosten der BZH noch weiter erhöhen würde. Vielmehr ist in der ersten Phase des TEPs davon auszugehen, dass die Endkunden bzw. Nutzer selbst ein erhöhtes Interesse an der Technologie haben und somit entsprechende Fehl- bzw. Minderfunktionen der BZH selbstständig erkennen und weitermelden. Wurde kein Vollwartungsvertrag abgeschlossen, fällt folglich das End-of-Life-Kriterium als Fördervoraussetzung weg und der Kunde betreibt die BZH mit dem Risiko, die Kosten einer Wiederherstellung des elektrischen Wirkungsgrads selbst zu tragen. Als weitere Voraussetzungen müssen BZH die in Tabelle 2 aufgeführten technischen Benchmarks erfüllen, um die TEP-Förderung zu erhalten.

Tabelle 2: Technische Benchmarks des Technologieeinführungsprogramms

Maximale Netto-Leistung	Kriterium	1. Phase 2016-2017	2. Phase 2018-2021	3. Phase 2022-2023
$0,25 \leq 2 \text{ kW}_{el}$	Gesamtwirkungsgrad	$\geq 82 \%$	$\geq 83 \%$	$\geq 85 \%$
	Elektrischer Wirkungsgrad (η_{el})	$\geq 32 \%$	$\geq 34 \%$	$\geq 35 \%$
	Für Vollwartungsvertrag: End-of-Life-Kriterium (in Prozent von η_{el})	$\geq 80 \%$	$\geq 83 \%$	$\geq 85 \%$
$> 2 \leq 5 \text{ kW}_{el}$	Gesamtwirkungsgrad	$\geq 82 \%$	$\geq 83 \%$	$\geq 85 \%$
	Elektrischer Wirkungsgrad (η_{el})	$\geq 33 \%$	$\geq 35 \%$	$\geq 36 \%$
	Für Vollwartungsvertrag: End-of-Life-Kriterium (in Prozent von η_{el})	$\geq 80 \%$	$\geq 83 \%$	$\geq 85 \%$

Die Benchmarks wurden nach aktuellem Stand der Forschung und Entwicklung gesetzt, dennoch sollten diese in vorgesehenen regelmäßigen Zwischenüberprüfungen evaluiert und ggf. neu definiert werden. Als Zeiträume für die Zwischenüberprüfung der technischen Benchmarks bietet sich jeweils das Ende einer TEP-Phase an.

Das TEP hat zum Ziel, stationäre BZH zu konkurrenzfähigen Preisen, d. h. auf dem Niveau vergleichbarer Technologien, anbieten zu können. Auf diesem Weg sollen stei-

gende Stückzahlen verkauft und somit eine Kostendegression erreicht werden. Gleichzeitig sieht das TEP vor, den Förderbetrag pro Gerät mit steigenden Verkaufszahlen stetig zu reduzieren. Dabei sollen alle derzeit verfügbaren und zeitnah am deutschen Markt angebotenen BZH diskriminierungsfrei berücksichtigt werden. Aufgrund der hohen Anzahl an Herstellern und der Vielfältigkeit an verfügbaren Geräten ist der Wettbewerb zwischen diesen ein wesentliches Element des TEPs. Somit entsteht ein Wettbewerbsdruck, die Kosten weiter zu senken und die technischen Eigenschaften der BZH an die Nachfrage anzupassen. Am Ende des TEPs soll auf dem Markt für Wärmeerzeugungstechnologien eine Nachfrage für die geförderten BZH entstanden sein, die ohne staatlichen Zuschuss nachhaltig Bestand hat und in Abhängigkeit des Markterfolgs sowie der erreichten Kostendegressionen weiter zunehmen kann.

Die Marktübersicht in Kapitel 3 hat gezeigt, dass neben integrierten Geräte ebenfalls Beistellgeräte zur Deckung der Wärme- und Stromgrundlast angeboten werden. Für ein Einfamilienhaus bedeutet dies, dass die entsprechende BZH eine vergleichsweise geringe elektrische Leistung hat. Dennoch benötigt auch ein solches Gerät die für den Betrieb erforderlichen peripheren technischen Komponenten. Um diesem Sachverhalt gerecht zu werden, besteht die Festbetragsförderung aus einem Sockelbetrag, dessen Höhe unabhängig von der elektrischen Maximalleistung ist. Um die Überförderung sehr kleiner Anlagen zu verhindern, ist die Inanspruchnahme des TEPs jedoch an eine zu erbringende, elektrische Mindestleistung in Höhe von 0,25 kW gebunden. Die im Vorgängergutachten enthaltene Bonus-Einspeisevergütung wurde zur Vereinfachung des TEPs nicht mehr integriert. Der Anreiz zur Stromerzeugung ist durch die KWKG-Einspeisevergütung bzw. den Vorteil der Stromeigenerzeugung weiterhin gegeben.

Als Orientierung für die Förderhöhe wird eine dynamische Investitionsrechnung auf der Basis der Annuitätenmethode erstellt. Diese bietet den Vorteil, dass die Kosten und Erlöse innerhalb des Betrachtungsraums, die in jeder Periode anfallen, direkt miteinander verglichen werden können (vgl. hierzu Götze 2014, S. 100 ff.). Für die exemplarische Betrachtung wird eine BZH mit einer Leistung von 0,75 kW_{el} zum Nettolistenpreis von 22.500 €³ gewählt, da nach aktuellem Stand diese Klasse (in einem breiter gefassten Leistungsbereich von 0,75-1,0 kW_{el}) von den Herstellern am häufigsten angeboten wird (7 von 13 Geräten, siehe Tabelle 1). Als Vergleichstechnologien

³ Dabei handelt es sich um ein fiktives, exemplarisches Gerät, dessen Kosten sich als Durchschnittspreis aus den tatsächlichen Listenpreisen ergibt. Folglich liegen die Listenpreise für vergleichbare Geräte über bzw. unter 22.500 €.

werden ein konventionelles Blockheizkraftwerk (BHKW) mit 1 kW_{el}, eine Solarthermieanlage⁴ mit zusätzlicher Gasbrennwerttherme sowie eine Gasadsorptionswärmepumpe mit zusätzlichen solarthermischen Kollektoren herangezogen. Die technischen und wirtschaftlichen Kenndaten der betrachteten Anlagen sind in Tabelle 3 zu finden, die Quellen der Parameter der Berechnung sind in Tabelle 8 im Anhang aufgeführt.

Tabelle 3: Technische und wirtschaftliche Kenndaten der verglichenen Anlagen⁵

	Brennstoffzelle	BHKW	Solarthermie und Gastherme	Gasadsorptionswärmepumpe (+ Solarthermie)
Elektrische Leistung	0,75 kW	1,00 kW		
Thermische Leistung	1,28 kW	2,54 kW		15,00 kW
Elektrischer Wirkungsgrad	34%	26%		
Gesamtwirkungsgrad	92%	92%		
Modulation	50%-100%	keine		
Volumen Wärmespeicher	0,50 m ³	0,50 m ³	0,80 m ³	0,80 m ³
Vollbenutzungsstunden	5.200	4.500		
Jahresgesamtwärmebedarf	21.500 kWh/a	21.500 kWh/a	21.500 kWh/a	21.500 kWh/a
Wirkungsgrad Spitzenlastbrenner	95%	95%	95%	
Jahresnutzungsgrad				120%
Stromeigennutzung	70%	50%		
Stromeinspeisung	30%	50%		
Invest Anlage	22.500 €	10.500 €		13.100 €
Invest Anlage (inkl. Solarkollektoren)				
Invest Anlage (inkl. Kombispeicher)			14.300 €	
KWKG-Bonus nach KWKG 2016 (Beschluss des 9. Ausschusses, veröffentlicht am 30.12.2015)	4 Ct/kWh bei Eigenverbrauch 8 Ct/kWh bei Einspeisung Dauer: 60.000 VBH	4 Ct/kWh bei Eigenverbrauch 8 Ct/kWh bei Einspeisung Dauer: 60.000 VBH		
Mini-KWK-Impulsförderprogramm		1.900 €		
Förderung Solarthermie/Wärmepumpe			2.500 €	5.000 €
Invest Pufferspeicher	1.800 €	1.800 €		
Invest Gasbrennwertkessel + Peripherie		3.000 €		
Installationskosten	4.000 €	2.100 €	3.500 €	3.500 €
Vollwartungsvertrag	500 €	662 €	100 €	100 €
Schornsteinfeger	100 €	100 €	100 €	100 €
Invest Kamin		2.500 €		
Stromeinspeisezähler	70 €	70 €		
Versicherung [0,5% vom Invest]			72 €	66 €
Kollektorfläche			9,44 m ²	3,00 m ²
Solare Wärme pro Jahr			3.800 kWh/a	
Invest Kombispeicher				3.400 €

⁴ Hinsichtlich der Investitionskosten der Solarthermieanlage ist zu beachten, dass ein qualitativ hochwertiges Produkt aus europäischer Produktion ausgewählt wurde. Auf dem Markt sind ebenfalls deutlich günstigere, jedoch qualitativ schlechtere Anlagen verfügbar, die in lohngünstigen, asiatischen Ländern produziert werden.

⁵ Die aufgeführten Investitions- und Installationskosten sind Nettopreise ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer (19 %).

Der Betrachtungszeitraum der Berechnungen beträgt 10 Jahre, der Kalkulationszinssatz wurde auf 4,0 % festgelegt. Hieraus ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,1233 (siehe Götze 2014, S. 101). Für die BZH sowie das BHKW wird eine Förderung nach dem KWKG 2016 berücksichtigt.⁶ Die Förderung entspricht einer Zuschlagszahlung von 4 Ct/kWh für selbstgenutzten und 8 Ct/kWh für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom. Laut der Übergangsbestimmung für die Förderung von Brennstoffzellen-Anlagen (§35 Absatz 4 KWKG 2016) können Betreiber einer BZH noch die Vergütung nach KWKG 2012 wählen, falls das Gerät bis zum 31.12.2016 verbindlich bestellt und bis zum 31.12.2017 in Betrieb genommen wird. Die Übergangsbestimmung wird in der folgenden Berechnung nicht berücksichtigt, da zum einen das TEP für eine deutlich über das Jahr 2017 reichende Laufzeit hinaus ausgelegt ist und die Unterschiede zur Vergütung nach KWKG 2016, je nach Betriebsart der Anlage, nicht bedeutend ausfallen (siehe Tabelle 9 im Anhang).⁷

Das BHKW erhält zusätzlich eine Förderung nach der Mini-KWK Impulsförderung in Höhe von 1.900 Euro. Die solarthermische Anlage erhält eine Basisförderung von 2.000 Euro sowie eine Bonusförderung von 500 Euro für die Heizungsunterstützung durch die solarthermische Anlage. Die Gasadsorptionswärmepumpe mit Solarkollektoren erhält eine Basisförderung von 4.500 Euro sowie 500 Euro Zusatzförderung für die solarthermische Unterstützung. Für den eigengenutzten Strom wird die Bagatellgrenze nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) in Höhe von 10.000 kWh pro Jahr berücksichtigt. Der darüber liegende Eigenverbrauch wird entsprechend EEG 2014 anteilig mit der EEG-Umlage belastet. Für die Netzeinspeisung werden vermiedene Netzentgelte gezahlt. Die für die KWK-Stromerzeugung jährlich eingesetzte Menge an Erdgas erhält eine Rückerstattung der Energiesteuer in Höhe von 0,55 Cent/kWh. Die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs der vier betrachteten Anlagen unterschiedlicher Technologien sind Abbildung 1 dargestellt.

⁶ Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 21.12.2015 (veröffentlicht am 30.12.2015).

⁷ Eine Anlage profitiert von der Übergangsregelung (d. h. von der Vergütung nach KWKG 2012), insbesondere im Fall einer sehr hohen Anzahl jährlicher Vollbenutzungsstunden (über 6.000 VBH pro Jahr) und weniger stark von einer sehr hohen Eigenverbrauchsquote (deutlich über 65 %).

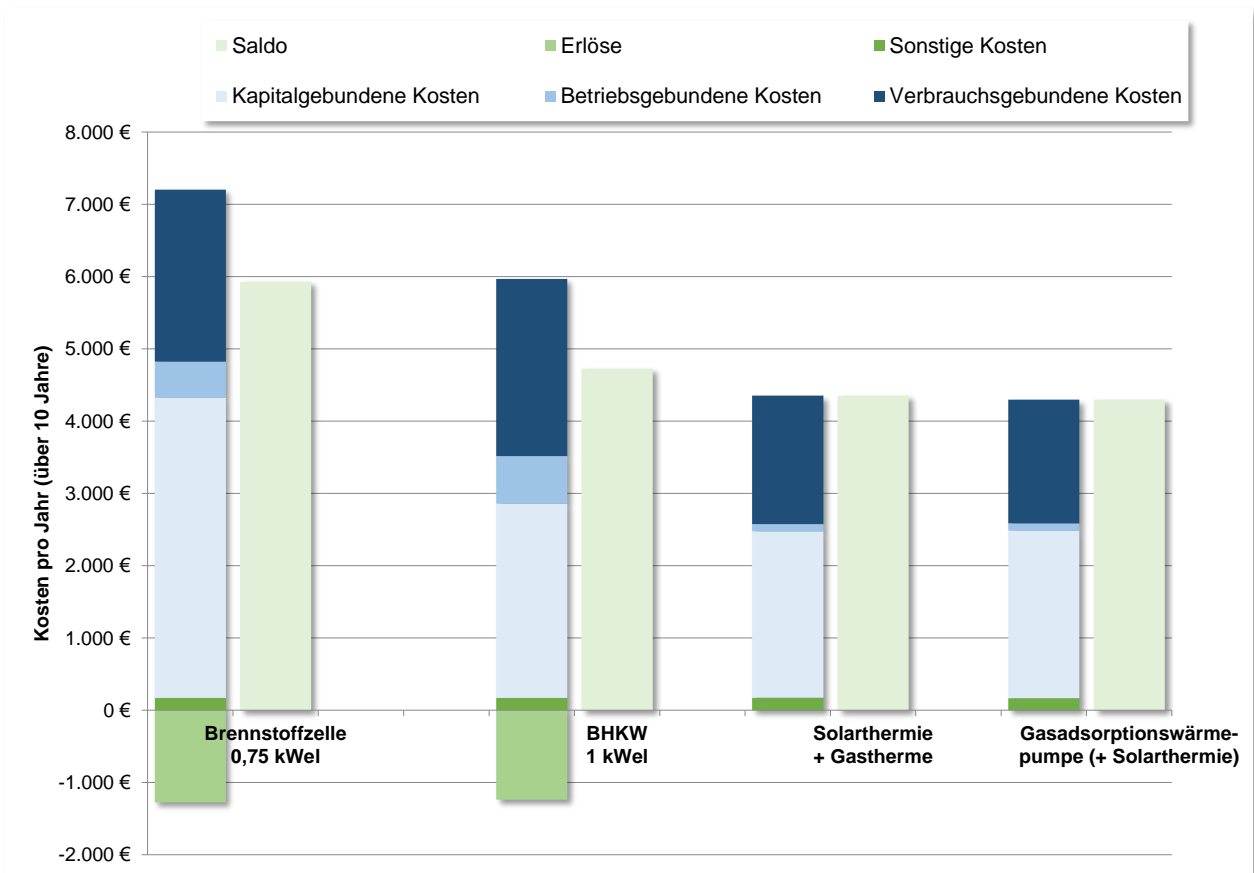


Abbildung 1: Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs (eigene Berechnungen)

Die geringsten jährlichen Kosten zur Deckung des jährlichen Wärmebedarfs entstehen bei dem Betrieb einer Gasadsorptionswärmepumpe mit solarthermischer Unterstützung. Die jährlichen Kosten der solarthermischen Anlage in Kombination mit einer Gasbrennwerttherme liegen nur geringfügig darüber. Die jährlichen Kosten für den Betrieb eines BHKWs mit 1 kW_{el} liegen hingegen etwa 400 Euro darüber. Der Betrieb der Brennstoffzelle mit 0,75 kW_{el} liegt mit zusätzlichen Kosten von etwa 1.600 Euro/Jahr verglichen mit der Gasadsorptionswärmepumpe sowie der Solarthermieanlage bzw. etwa 1.200 Euro/Jahr verglichen mit dem BHKW deutlich darüber. Der Großteil der Differenz ist auf die höheren kapitalgebundenen Kosten zurückzuführen, die maßgeblich von den noch sehr hohen Investitionskosten für die Brennstoffzelle beeinflusst werden.

Für eine erfolgreiche Technologieeinführung ist keine Förderung in voller Höhe der berechneten Differenz notwendig, da zu Beginn des TEPs Käuferschichten mit hoher Kaufkraft und einer ausgeprägten Affinität zu innovativen Technologien angesprochen werden (sogenannte ‚early adopter‘). Der weitere Verlauf der Förderhöhe kann mit Hilfe des Konzepts der Lernrate ermittelt werden. Die Theorie der Lerneffekte basiert auf den Beobachtungen zu Kostensenkungen in der Produktionsablaufplanung (vgl. Jahnke und Brüggemann 2003, S. 120 ff.). Die Lernrate wird nach der folgenden Formel bestimmt:

$SC(C) = a * C^{-b}$ wobei gilt:

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

Sowie:

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

Die Lernrate gibt an, um wieviel Prozent die spezifischen Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Stückzahl sinken.⁸ Für die Dauer des TEPs von acht Jahren wird eine durchschnittliche Lernrate von 0,88 (pro Hersteller) unterstellt. Die Höhe der Lernrate wurde durch Angaben der Hersteller zu aktuellen Gerätekosten und prognostizierten Kostendegressionen möglichst exakt verifiziert. Um die Bandbreite möglicher, erfolgreicher Technologieeinführungsszenarien darzustellen, werden drei Stückzahlenszenarien mit unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich des Markterfolgs der verschiedenen Brennstoffzellengeräte entwickelt. Das mittlere Stückzahlenszenario B unterstellt eine moderate, ansteigende Konkurrenz bei integrierten Geräten sowie eine anfängliche Dominanz der leistungsschwächeren Beistellgeräte, die jedoch im Laufe des TEPs abnimmt. Insgesamt dominiert die Leistungsklasse 0,75-1,0 kW_{el}, da hier die meisten Hersteller Produkte anbieten.⁹ Das untere Stückzahlenszenario A unterscheidet sich von Szenario B durch einen gemäßigten Verkaufserfolg der leistungsschwächeren Beistellgeräte sowie durch einen moderat reduzierten Verkaufserfolg der integrierten Geräte. Insgesamt ist ebenfalls die Leistungsklasse 0,75-1,0 kW_{el} dominant. Das obere Stückzahlenszenario C unterscheidet sich von Szenario B durch einen hohen Verkaufserfolg der leistungsschwächeren Beistellgeräte sowie durch einen moderat erhöhten Verkaufserfolg der integrierten Geräte. Im Szenario C erreichen Beistellgeräte mit geringer, elektrischer Leistung die höchsten Verkaufszahlen.

⁸ Eine Lernrate von 0,9 bedeutet demnach, dass bei einer Verdopplung der kumulierten Stückzahl die spezifischen Kosten um 10 % (=1-0,9) sinken.

⁹ In den Szenarien wird der Markteintritt von Geräten mit 2,5 kW elektrischer Leistung erst ab Ende 2017 erwartet.

Tabelle 4: Beschreibung der Annahmen der Stückzahlenszenarien

Szenario A	Szenario B	Szenario C
<ul style="list-style-type: none"> Moderate, ansteigende Konkurrenz bei integrierten Geräten Gemäßigter Verkaufserfolg von Beistellgeräten mit geringer el. Leistung (gegenüber Szenario B) Leicht reduzierter Verkaufserfolg von integrierten Geräten (gegenüber Szenario B) Insgesamt dominieren integrierte Geräte von 0,75-1 kW_{el} 	<ul style="list-style-type: none"> Moderate, ansteigende Konkurrenz bei integrierten Geräten Anfängliche Dominanz von Beistellgeräten mit geringer el. Leistung Insgesamt dominieren integrierte Geräte von 0,75-1 kW_{el} 	<ul style="list-style-type: none"> Moderate, ansteigende Konkurrenz bei integrierten Geräten Höherer Verkaufserfolg von Beistellgeräten mit geringer el. Leistung (gegenüber Szenario B) Leicht erhöhter Verkaufserfolg von integrierten Geräten (gegenüber Szenario B) Insgesamt dominieren Beistellgeräte mit geringer el. Leistung

Anmerkung zum Start und zeitlichen Verlauf des TEPs

Das vorgeschlagene TEP ist ursprünglich für eine Laufzeit von 8 Jahren zum Startzeitpunkt Januar 2016 entwickelt worden. Durch die notwendige Aktualisierung aufgrund der KWKG-Novelle konnte das TEP nicht zu diesem Zeitpunkt beginnen. Falls weitere Verzögerungen auftreten sollten, die den Start des TEPs in das 2. Quartal 2016 verlegen, wird eine Verlängerung bzw. Verschiebung der Anlaufphase empfohlen, so dass für das restliche Jahr 2016 anteilmäßig die in Tabelle 5 angegebenen Stückzahlen und die in Tabelle 6 angegebenen Förderhöhen gelten. Für die Jahre 2017 und 2018 wird im Fall der genannten Verzögerung die Verwendung der ursprünglich für die Jahre 2016 und 2017 vorgesehenen Stückzahlen und Förderhöhen empfohlen. Inwieweit das TEP anschließend angepasst werden muss, wird die vorgesehene Evaluierung nach der Anlaufphase zeigen.

Aus den Annahmen der Szenarien A, B und C sowie der beschriebenen Lernrate ergeben sich die in Tabelle 5 gezeigten Stückzahlen für eine erfolgreiche Technologieeinführung von stationären Brennstoffzellen in Deutschland.

Tabelle 5: Stückzahlen-Szenarien für das Technologieeinführungsprogramm

Stückzahl pro Jahr	Anlaufphase		Hochlaufphase				Stabilisierungsphase	
	1. Phase		2. Phase				3. Phase	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Szenario A	1.800	4.600	9.000	15.000	23.000	31.000	44.000	55.000
Szenario B	2.800	7.000	13.000	22.000	32.000	44.000	63.000	76.000
Szenario C	3.400	8.200	18.000	36.000	59.000	89.000	121.000	161.000

Die auf Basis des Wirtschaftlichkeitsvergleichs sowie auf den Stückzahlenszenarien ermittelten Förderhöhen sind in Tabelle 6 dargestellt. Dabei erhält jede BZH ab einer Leistung von $0,25 \text{ kW}_{el}$ eine Grundförderung in Höhe eines Sockelbetrags gemäß Tabelle 6. Für den leistungsabhängigen Anteil der Förderhöhe wurden drei Bereiche, bis 1 kW_{el} , bis 3 kW_{el} , bis 5 kW_{el} , definiert. Der zum Sockelbetrag zusätzlich gewährte leistungsabhängige Anteil der Förderhöhe bis 1 kW_{el} ergibt sich aus der Differenz der maximalen Leistung der jeweiligen BZH abzüglich der $0,25 \text{ kW}_{el}$ Sockelleistung multipliziert mit dem jeweiligen Förderbetrag gemäß Tabelle 6. Die Förderhöhe ab 1 kW_{el} (3 kW_{el}) ergibt sich aus der maximalen Leistung der BZH abzüglich 1 kW_{el} (3 kW_{el}) multipliziert mit dem jeweiligen Fördersatz sowie zusätzlich dem Förderbetrag der vorgelagerten Förderstufe(n). So erhält z. B. im Jahr 2016 eine Brennstoffzelle mit einer elektrischen Leistung von $0,75 \text{ kW}$ eine Förderung in Höhe von 8.800 Euro.¹⁰

Tabelle 6: Höhe der Festbetragsförderung für Brennstoffzellen bis 5 kW_{el}

	Anlaufphase		Hochlaufphase				Stabilisierungsphase	
	1. Phase		2. Phase				3. Phase	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Grundförderung ab $0,25 \text{ kW}_{el}$	6.150 €	6.050 €	4.000 €	2.500 €	1.200 €	700 €	300 €	- €
Förderung pro 100 W_{el}								
für den Leistungsbereich:								
$> 0,25 \leq 1 \text{ kW}_{el}$	530 €	530 €	425 €	400 €	300 €	250 €	150 €	100 €
$> 1 \leq 3 \text{ kW}_{el}$	475 €	425 €	350 €	300 €	250 €	150 €	50 €	30 €
$> 3 \leq 5 \text{ kW}_{el}$	400 €	400 €	300 €	250 €	200 €	100 €	20 €	10 €

Das Element der Grundförderung bietet die Möglichkeit, integrierte Geräte mit einer Leistung deutlich unterhalb von 1 kW_{el} , die voraussichtlich nur von wenigen Herstellern angeboten werden, sachgerecht in das TEP mit aufzunehmen. Der Sockelbetrag der Grundförderung sinkt im Vergleich zur leistungsabhängigen Förderung im Zeitverlauf des TEPs schneller. Der Betrag ist dennoch für eine erfolgreiche Technologieeinführung ausreichend, da die Geräte niedrigere Investitionskosten gegenüber integrierten Geräten haben sowie angesichts der unterstellten Verkaufszahlen (pro Hersteller) voraussichtlich eine höhere Kostendegression haben werden. In Abbildung 1 ist die Höhe der Festbetragsförderung in Abhängigkeit der elektrischen Leistung für die 1. Phase des TEPs dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die spezifische Festbetragsförderung pro kW_{el} mit steigender elektrischer Leistung abnimmt und so dem Verlauf der spezifischen Investitionskosten der BZH folgt. Gleichzeitig hat die absolute Förderhöhe einen stetig steigenden Verlauf, so dass keine Verzerrungen in den Investitionsanreizen auftreten. Da Phase 1 die Anlaufphase des TEPs darstellt, bleibt die Förderhöhe in den ersten beiden Jahren nahezu konstant, um die Nachfrage nach BZH nicht durch eine

¹⁰ Der Betrag setzt sich zusammen aus: 6.150 Euro [Grundförderung] + $(750 \text{ W}_{el} - 250 \text{ W}_{el}) \cdot 530 \text{ Euro}/100 \text{ W}_{el}$

zu schnelle Absenkung des Förderbetrags einbrechen zu lassen, bevor die Technologie eine breitere Kundschaft erreichen kann. In Abbildung 3 und Abbildung 4 sind die Höhen der Förderung für die Phasen 2 und 3 dargestellt. Bei der Berechnung der Förderhöhe ist stets zu beachten, dass die Förderung von zwei oder mehreren, in Reihe geschalteter BZH nicht dem Vielfachen der Einzelgeräteförderung entspricht, sondern sich nach der maximalen elektrischen Leistung der so entstehenden Anlage richtet. Demnach gelten mehrere unmittelbar miteinander verbundene BZH an einem Standort in Bezug auf die genannten Leistungsgrenzen als eine Anlage. Damit soll die technisch und ökonomisch optimale Lösung für die jeweilige Anwendung sichergestellt werden.

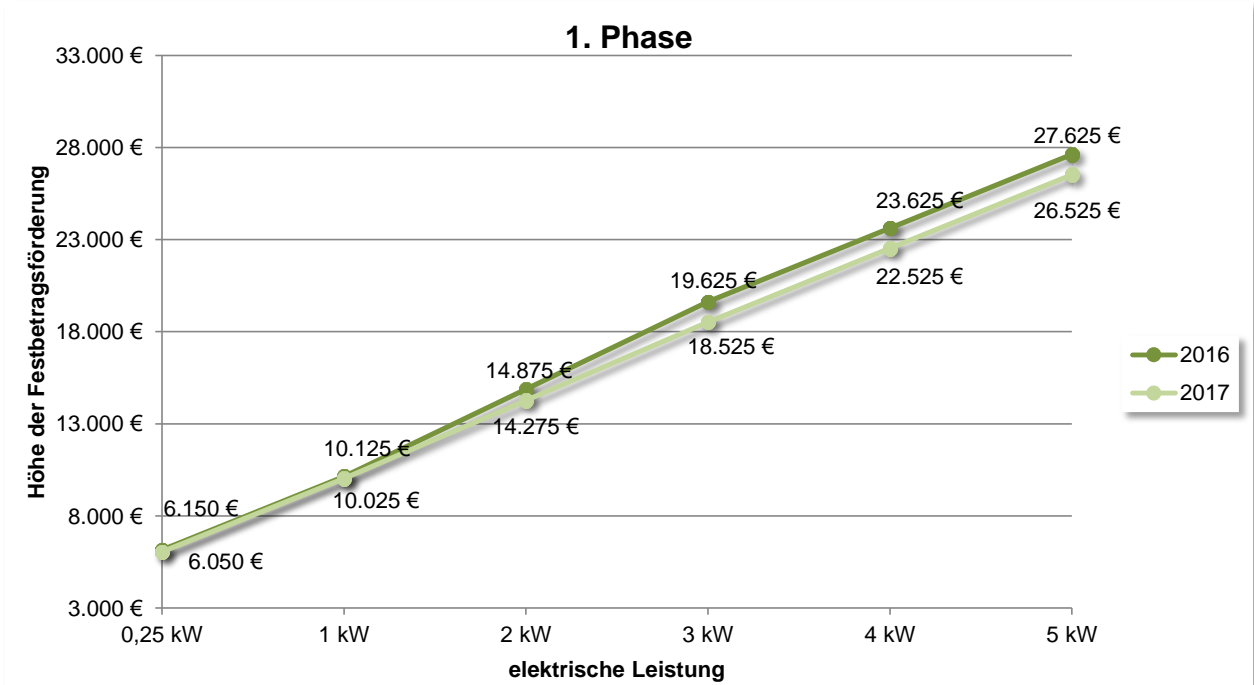


Abbildung 2: Höhe der Festbetragsförderung pro Gerät in Phase 1 in Abhängigkeit der elektrischen Leistung

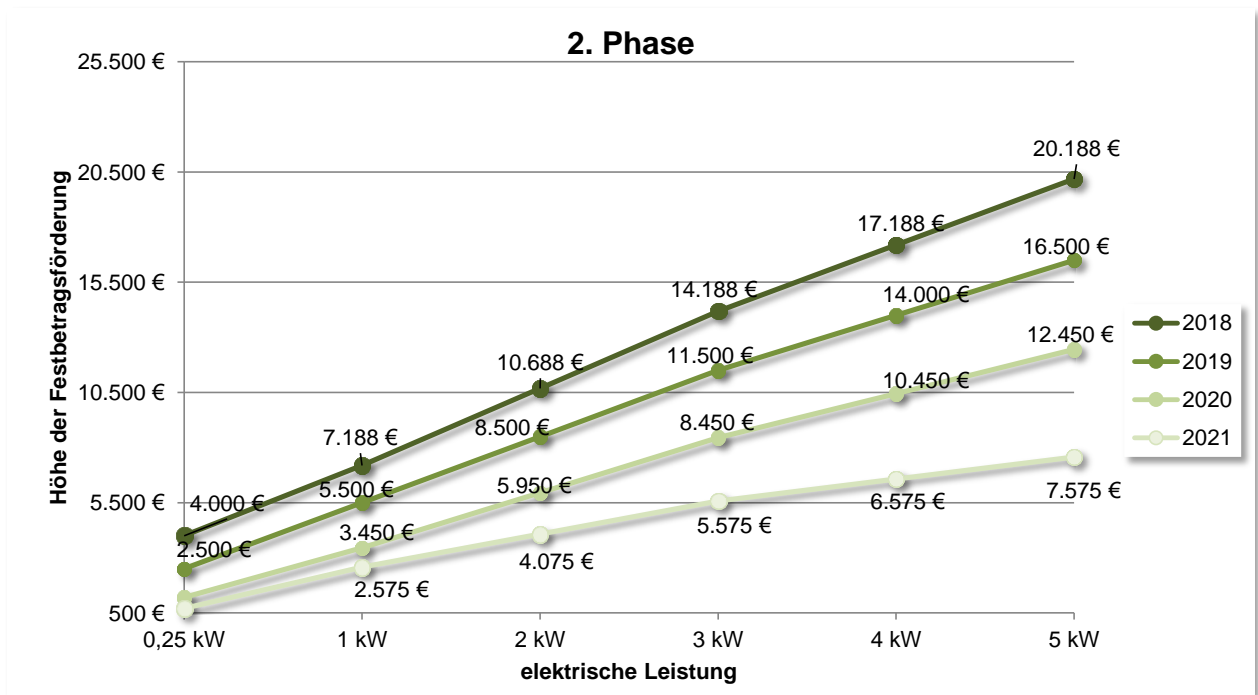


Abbildung 3: Höhe der Festbetragsförderung pro Gerät in Phase 2 in Abhängigkeit der elektrischen Leistung

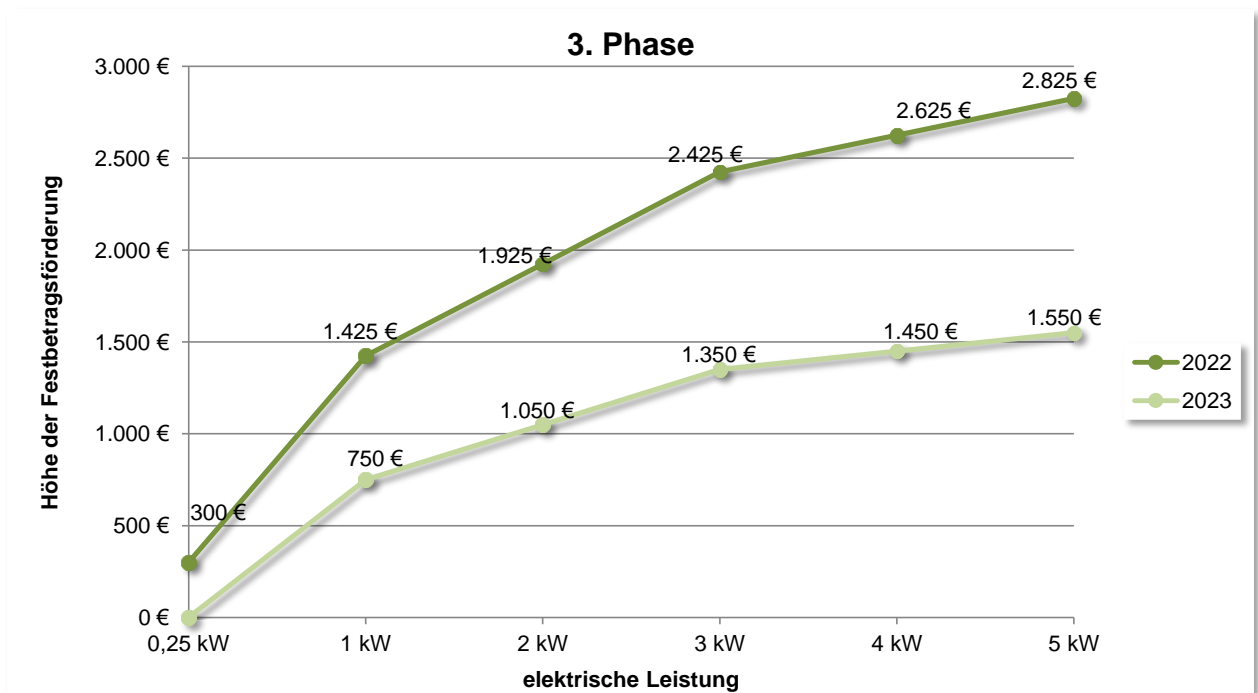


Abbildung 4: Höhe der Festbetragsförderung pro Gerät in Phase 3 in Abhängigkeit der elektrischen Leistung

Die Stückzahlen der drei Szenarien beziehen sich auf den Absatz im deutschen Markt. Im Vergleich zu den Szenarien des Vorgängergutachtens (IZES 2012) liegen die aktualisierten Zahlen höher, was im Wesentlichen auf die gestiegene Anzahl von Herstellern und Geräten zurückzuführen ist. Darüber sind die durchschnittlichen Absatzzahlen seit dem Jahr 2012 auch ohne spezielles Technologieeinführungsprogramm gestiegen, was sowohl auf erfolgreiche Vertriebsbemühungen der Hersteller als auch auf das europäische Demonstrationsprojekt für stationäre Brennstoffzellen ‚ene.field‘ (www.enefield.eu) zurückzuführen ist. Ausgehend von den Annahmen der drei Szenarien ergeben sich die in Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellten Schätzungen des jeweils jährlichen sowie aggregierten Fördervolumens des TEPs.

Demzufolge steigt in Szenario B die jährliche Fördersumme von anfänglich 21 Mio. Euro im Jahr 2016 auf ein Maximum von etwa 87 Mio. Euro im Jahr 2019. Aggregiert ergibt sich in Szenario B ein Fördervolumen von rund 477 Mio. Euro über die Gesamtlaufzeit des TEP. In Szenario A beginnt die Förderung im Jahr 2016 mit 13 Mio. Euro und erreicht im Jahr 2019 ein Maximum von 61 Mio. Euro. Aggregiert ergibt sich in Szenario A ein Fördervolumen von rund 341 Mio. Euro. In Szenario C startet die Förderung mit etwa 25 Mio. Euro und erreicht im Jahr 2019 ein Maximum von 127 Mio. Euro. Aggregiert ergibt sich in Szenario C ein Fördervolumen von rund 666 Mio. Euro.

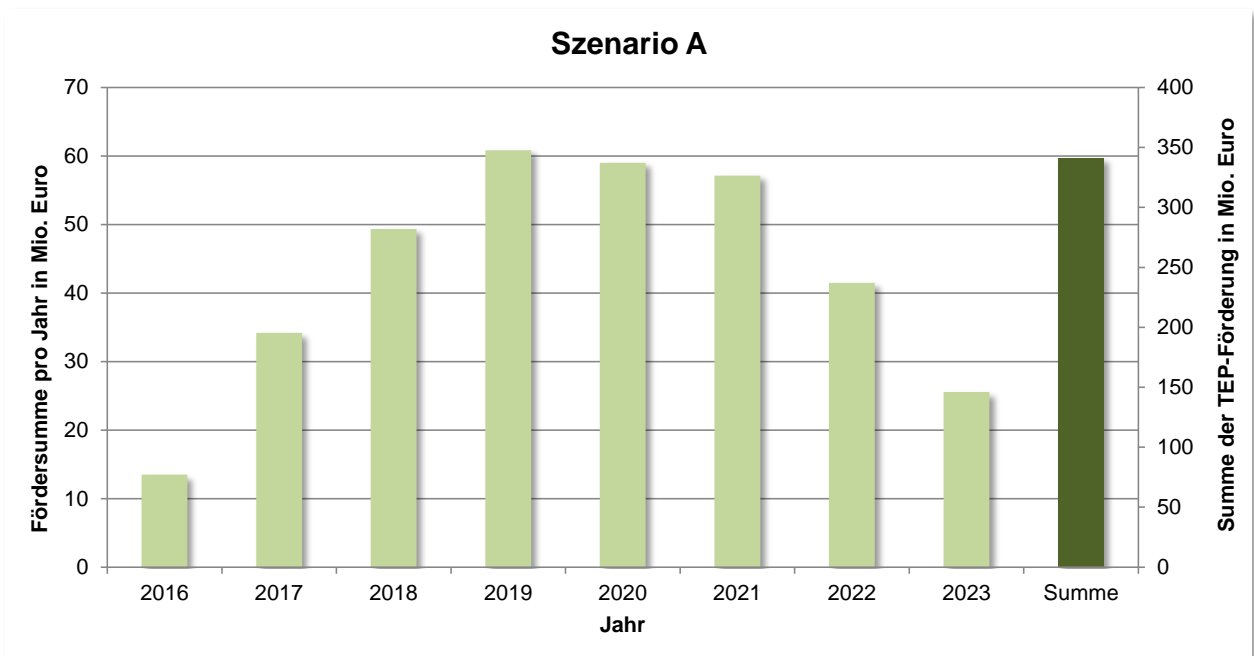


Abbildung 5: Schätzung des jährlichen und aggregierten Fördervolumens des TEPs in Szenario A

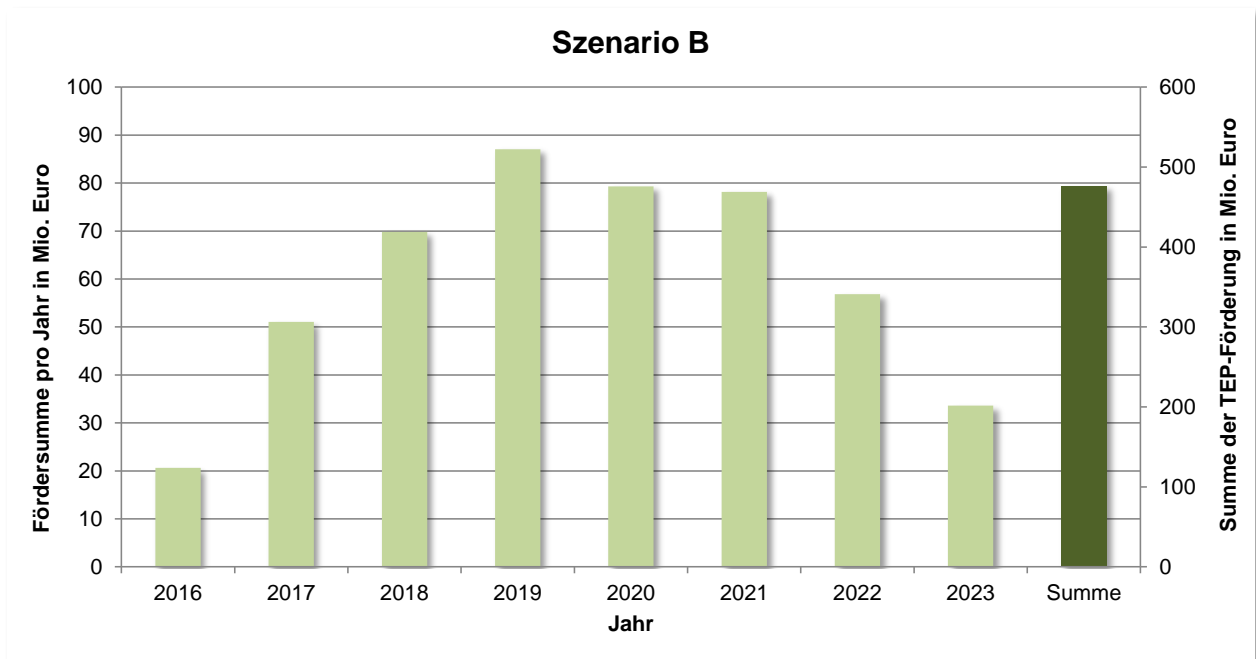


Abbildung 6: Schätzung des jährlichen und aggregierten Fördervolumens des TEPs in Szenario B

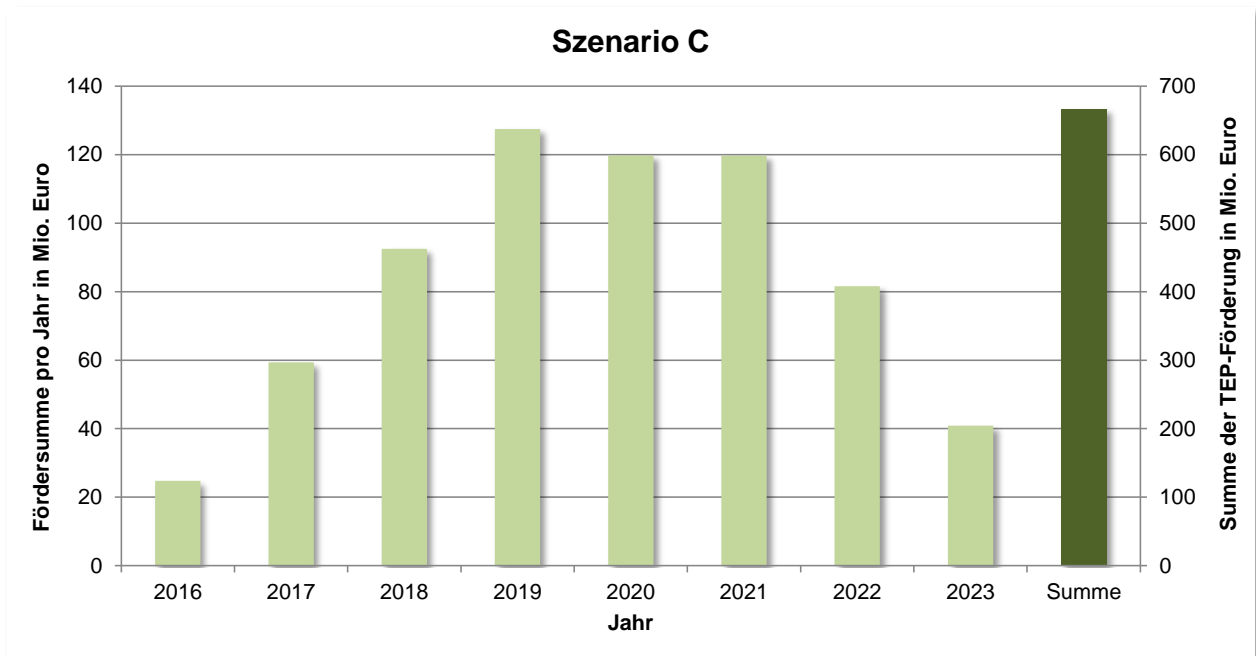


Abbildung 7: Schätzung des jährlichen und aggregierten Fördervolumens des TEPs in Szenario C

Im Vorgängergutachten (IZES 2012) wurde eine Begrenzung des geförderten Kontingents pro Hersteller auf 40 % der gesamten **geförderten Stückzahlen** pro Jahr empfohlen, um eine zu konzentrierte Förderung von einzelnen Herstellern zu vermeiden. Um diesen Aspekt im vorgeschlagenen TEP ebenfalls zu berücksichtigen, wird für die

regelmäßige Evaluation des TEPs empfohlen, den **Anteil des geförderten Kontingents pro Hersteller in Bezug auf das jährliche Fördervolumen** zu erheben. Übersteigt dieser 40 % des veranschlagten, **jährlichen Fördervolumens** des TEPs, so besteht die Gefahr einer zu konzentrierten Förderung. Die genannte Kennzahl bietet den Vorteil, dass Hersteller von Geräten mit geringeren Investitionskosten und höheren Verkaufszahlen gegenüber Herstellern von Geräten mit höheren Investitionskosten und geringeren Verkaufszahlen nicht diskriminiert werden. Da die Anlagen mit höheren elektrischen Leistungswerten und höheren Investitionskosten nach aktueller Marktsituation voraussichtlich einen tendenziell geringen Marktanteil im Zeitrahmen des TEPs erreichen werden, werden diese durch die Verwendung des genannten Indikators ebenfalls nicht diskriminiert. Im Falle einer Überschreitung der 40 %-Schwelle wäre zu überprüfen, ob eine Weiterführung des TEPs eine Intensivierung des Wettbewerbs ermöglicht, oder ob die laufende Fördersystematik oder -höhe angepasst werden muss.

Unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Förderhöhe verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der in Abbildung 1 exemplarisch betrachteten und verglichenen BZH deutlich. In Abbildung 8 wurde die Förderhöhe des TEPs im Jahr 2016 in Höhe von 8.800 € für die BZH mit 0,75 kW_{el} bei ansonsten identischen Annahmen einkalkuliert. Durch die Festbetragsförderung sinkt die Differenz der jährlichen Kosten der betrachteten Brennstoffzelle im Jahr 2016 mit 0,75 kW_{el} von ursprünglich 1.200-1.600 Euro/Jahr (ohne TEP-Förderung) auf etwa 120-550 Euro/Jahr (mit TEP-Förderung). Damit liegen zu Beginn des TEPs die jährlichen Kosten für das BZH als innovative Technologie in einem Bereich von 2-13% über denen der verglichenen Konkurrenztechnologien. Diese Höhe der Mehrkosten für eine BZH wird von der zu Beginn anvisierten Käuferschicht akzeptiert.¹¹ Zudem wird eine staatliche Förderung für eine bestimmte Heiztechnologie als eine wichtige Mehrwertleistung („key value driver“)¹² von den Endkunden wahrgenommen (vgl. BDEW 2014, S. 55). Für die 1. Phase des TEPs, welche den Auf- und Ausbau der nötigen Vertriebsstruktur beinhaltet, wird hierdurch ein wichtiger Kaufanreiz erzeugt, der für die Erreichung der anvisierten Verkaufszahlen erforderlich ist. Die Kostendifferenz zu vergleichbaren Technologien soll im Zeitverlauf des TEPs kontinuierlich abnehmen und letztlich nicht mehr existent sein. Auf diesem Weg werden BZH für eine breite Käuferschicht wirtschaftlich interessant.

¹¹ Laut den Ergebnissen einer Studie des BDEW (2014, S. 50 ff.) liegt der durchschnittliche Indifferenzpreis der Umfrageteilnehmer für eine Gaswärmepumpe 15 % und der für ein Mikro-KWK-Gerät 30 % über dem einer Anlage bestehend aus einer Gasbrennwerttherme und einer Solarthermieanlage. Folglich liegen die berechneten jährlichen Zusatzkosten im ersten Jahr des TEPs für die exemplarisch betrachtete BZH in einem für umweltorientierte Kunden, sowie für solche mit einem gehobenen sozialen Status akzeptierten Bereich.

¹² Der Begriff „value driver“ umschreibt verschiedene Faktoren, die den Wert eines Produkts, einer Dienstleistung oder eines Unternehmens erhöhen, indem deren Wahrnehmung verbessert wird. Darunter fallen u.a. auch Markenwahrnehmung, Kundenservice etc. (vgl. Cameron et al. 2014, S. 154). Im Fall der BZH-Technologie kann sich deren Wahrnehmung, und damit der Wert von BZH, durch eine staatliche Förderung erhöhen.

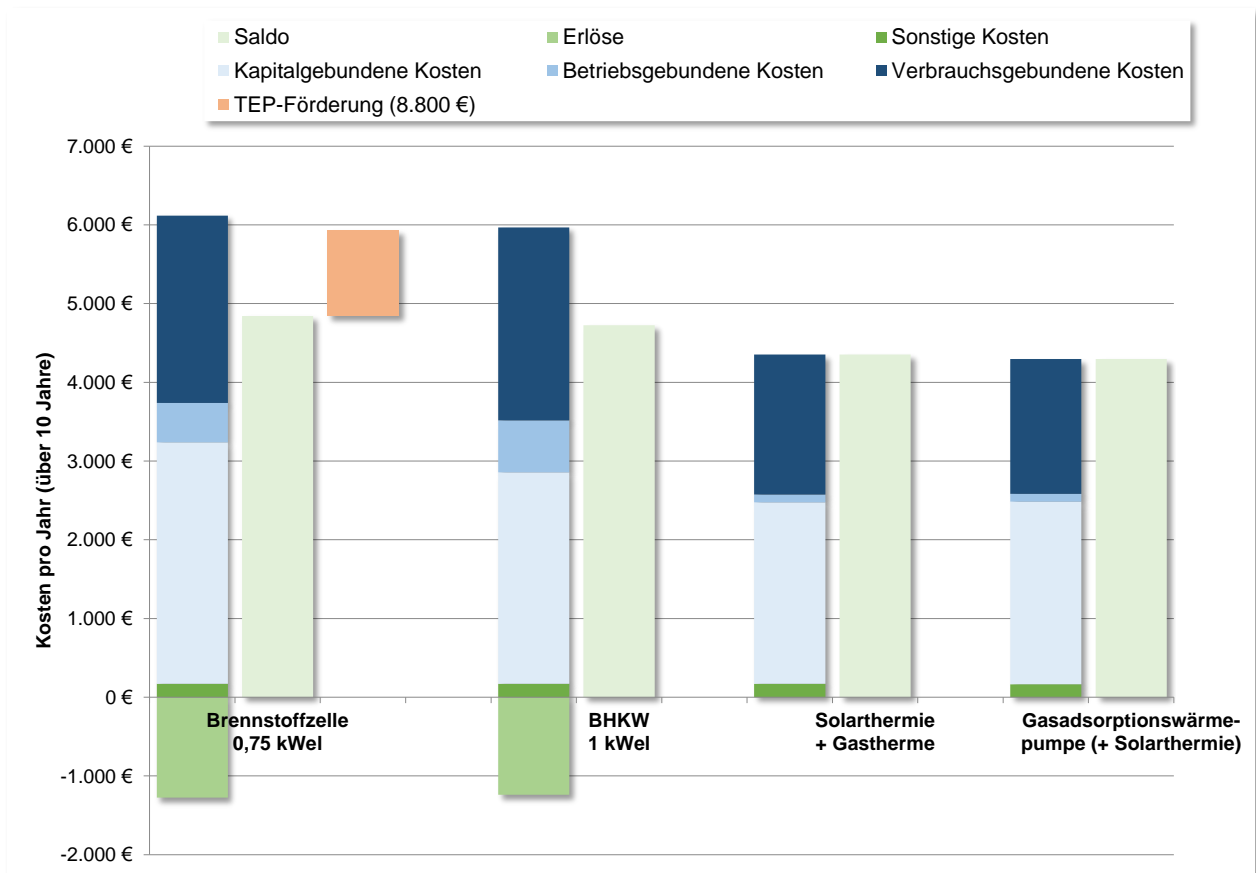


Abbildung 8: Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs unter Einbezug der TEP-Förderung (8.800 € für 0,75 kW_{el}) im Jahr 2016 (eigene Berechnungen)

Die Einteilung des TEPs in drei, von der Förderlogik heraus begründeten, Phasen soll zudem ermöglichen, dass nach jeder Phase eine umfangreichere Zwischenüberprüfung der erreichten Verkaufszahlen, technologischen Weiterentwicklungen und Kostendegressionen sowie eine Aktualisierung der Marktübersicht stattfinden können. Das ist erforderlich, da die Stückzahlen und Förderhöhen des TEPs auf den heute verfügbaren Informationen basieren. Daher sind diese mit Unsicherheit behaftet und können von der zukünftigen, tatsächlichen Entwicklung abweichen. Falls dies in der Zwischenüberprüfung festgestellt wird, sollten die Stückzahlen und Förderhöhen entsprechend angepasst werden. Das Abschmelzen der Förderung soll flexibel gestaltet und falls erforderlich bzw. je nach Nachfrage auch halbjährlich oder quartalsweise angepasst werden können. Eine solche Maßnahme ist aber erst bei sehr großen Stückzahlen sinnvoll und sollte deshalb im vorgeschlagenen TEP frühestens Mitte der zweiten Phase zum Einsatz kommen.

4 Stationäre Brennstoffzellen ab 5 kW_{el}

4.1 Technologie- und Marktübersicht

Im Vergleich zur Situation im Bereich stationärer BZH bis 5 kW_{el} zeichnet sich der Markt für stationäre Brennstoffzellensysteme im Bereich größer 5 kW_{el} durch eine noch höhere Diversifikation hinsichtlich der Produktausrichtung, der Anwendungen sowie des technologischen Stands aus. Daher ist ein Vergleich ausschließlich anhand der Leistungswerte nicht möglich. Aus diesem Grund wurde die Eigenschaft der gekoppelten/nicht gekoppelten Erzeugung bei der folgenden Analyse als Information ergänzt, um eine Aussage darüber treffen zu können, ob die Stromerzeugung im alleinigen Fokus des Anlagenkonzepts steht.

Derzeit sind in Deutschland sowie weltweit in der Brennstoffzellen-Leistungsklasse > 5 kW_{el} verschiedene Akteure aktiv. Tabelle 7 gibt hierüber einen alphabetischen Überblick. Im nachfolgenden Text werden die Produkte, die Aktivitäten der Hersteller sowie die Relevanz der Produkte für den deutschen Markt kurz beschrieben.

Hersteller	Typ	Wirkungsgrad elektrisch [%]	Leistung elektrisch [kW]	KWK
AFC Energy	AFC	k. A.	50 - 500	Ja
Ballard Power Systems	PEFC	40	ab 1.000	Ja
Bloom Energy	SOFC	> 60	250 - 1.000	Nein
Convion	SOFC	53	50 - 300	Ja
Doosan Fuel Cell	PAFC	42	400	Ja
FuelCell Energy	SOFC	k. A.	60 - 400	Nein
FuelCell Energy Solution	MCFC	47	250	Ja
FuelCell Energy Solution	MCFC	47	400	Ja
FuelCell Energy Solution	MCFC	47	1.400 (2.800)	Ja
N2telligence (Fuji Electric)	PAFC	k. A.	100	Ja
NedStack / Koncar	PEFC	k. A.	10	Ja
NedStack	PEFC	k. A.	bis 2.000	Nein
Proton Motor	PEFC	bis 52	ab 6	Nein
sunfire	SOFC	k. A.	bis 50	k. A.

Tabelle 7: Aktive Akteure im Leistungsbereich ab 5 kW_{el}

Die **FuelCell Energy Solution GmbH (FCES)** mit Hauptsitz in Dresden ist ein Joint Venture zwischen dem Fraunhofer Institut für Keramische Technologien und Systeme und der FuelCell Energy Inc. (FCE) mit Hauptsitz in Danbury, Connecticut, USA. Die eingesetzte MCFC Technologie basiert auf der gemeinsamen Entwicklung der MTU Onsite Energy Friedrichshafen GmbH, vormals in Ottobrunn, und der FCE. Die FCES produziert, verkauft, betreibt und wartet Brennstoffzellenkraftwerke im Leistungsbereich zwischen 250 kW_{el} und 2,8 MW_{el}. Der Produktionsstandort in Deutschland ist weiterhin in Ottobrunn. Momentan ist in Deutschland eine 250 kW_{el} Anlage in Berlin installiert, welche das Bundesministerium für Bildung und Forschung mit Strom und Wärme versorgt. Weitere Referenzanlagen befinden sich in Zürich und London. Ende Juli 2015 haben die FCES und die E.ON Connecting Energies GmbH den Abschluss einer Vereinbarung bekannt gegeben. Ziel dieser Vereinbarung ist es, gemeinsam die FCES Brennstoffzellenkraftwerke zu vermarkten. Diese Kooperation startete mit dem Verkauf einer 1.400 kW_{el} Anlage für den deutschen Hauptsitz der FRIATEC AG und

deren Produktionsstätte in Mannheim (E.ON 2015). Die Installation weiterer Anlagen ist derzeit in Deutschland scheinbar nicht geplant.

Der Systempreis für z. B. eine 1.400 kW_{el} Anlage beträgt rund und 4.100 €/kW (Ohmer 2014). Die reinen Produktionskosten einer Anlage in dieser Größenordnung liegen bei rund 2.500 €/kW (Frömmel 2014). Im Vergleich mit einem Gasmotor gleicher Größenklasse sind die FCES Brennstoffzellenanlagen derzeit um etwa den Faktor vier bis sechs teurer (Asue 2011). Durch den höheren elektrischen Wirkungsgrad kann dieser Mehrpreis jedoch teilweise ausgeglichen werden.

Mit der kompletten Übernahme der Firma **Versa Power** besetzt **FCE** seit kurzem auch den Bereich der SOFC Technologie. Der potentielle Zielmarkt für die SOFC Technologie ist der Sub-Megawattbereich und ist dementsprechend als Ergänzung zu den MCFC Anlagen zu sehen. Derzeit betreibt FCE zwei Testanlagen in Danbury (60 kW_{el} und 100 kW_{el}). Eine 400 kW_{el} Anlage soll dort kurzfristig installiert werden (FCE 2015). Mittel- bis langfristig sind diese Anlagen auch für den deutschen Markt zu erwarten.

Die **N2telligence GmbH** mit Hauptsitz in Hamburg bietet verschiedene Anlagenkonzepte auf Basis der von Fuji Electric entwickelten 100 kW_{el} PAFC Brennstoffzelle an. Dabei werden bei Bedarf neben stationären Kraft-Wärme-Kälte Kopplungsanlagen auch Systeme angeboten, welche zum präventiven Brandschutz durch Sauerstoffreduzierung eingesetzt werden können. In Deutschland wurden bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt sechs Referenzanlagen installiert. Der Kooperationspartner Fuji Electric hat in Japan zahlreiche weitere Referenzen vorzuweisen.

Die **Proton Motor Fuel Cell GmbH**, mit Sitz in Puchheim bei München, ist Entwickler und Produzent von PEFC Brennstoffzellen und elektrischen Brennstoffzellenhybridsystemen. Die Produkte von Proton Motor sind derzeit für den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt. Eine KWK Anlage für den stationären Betrieb mit Erdgas ist den Ergebnissen der Recherche zufolge derzeit nicht geplant.

Sunfire aus Dresden stellt SOFC Stapel her. Die Integration der Stapel bzw. der Bau von Komplettsystemen erfolgt durch den jeweiligen Partner. Im stationären Bereich werden Leistungen bis 10 kW_{el} angeboten. Im Rahmen eines im NIP geförderten Projekts ‚SchIBZ‘ wurde kürzlich ein Brennstoffzellenstapel mit 50 kW_{el} Leistung an ThyssenKrupp Marine Systems geliefert. Das Projekt dient dem Nachweis der Funktionsfähigkeit von Brennstoffzellen im Alltagsbetrieb bezüglich der Energieversorgung an Bord von Schiffen.

Neben den in Deutschland ansässigen oder aktiven Herstellern konnten im Bereich der Anlagen größer 5 kW_{el} weltweit folgende weitere Hersteller identifiziert werden. Ein Anspruch auf Vollständigkeit der Aufzählung besteht nicht.

AFC Energy ist ein Entwickler von der AFC Technologie mit der Bezeichnung KORE. Im Rahmen des Projekts POWER-UP soll bis Ende 2015 eine 2x 240 kW_{el} alkalische Brennstoffzelle bei Air Products in Stade bei Hamburg installiert werden. Gemäß einer

Pressemeldung vom 05. Oktober 2015 wurden erste erfolgreiche Tests in Stade durchgeführt. Die Anlage soll im Endausbau mit „Überschusswasserstoff“ des dortigen Chemiewerks betrieben werden (AFC 2015). Die Gesamtanlage kann im KWK-Modus betrieben werden.

Ballard Power Systems bietet das ClearGen Brennstoffzellensystem auf Basis der PEFC Technologie an. Das 1 MW_{el} System basiert auf zwei Brennstoffzellenstapeln mit je 500 kW_{el}, die zu einem mehrere MW leistungsstarken System verbunden werden können. Ein ClearGen System mit 1 MW_{el} wird u. a. am Hauptsitz von Toyota in den USA betrieben (FuelCellToday 2013, S. 11). Die Anlage kann im KWK Modus betrieben werden. Das Unternehmen hat seinen Sitz in Burnaby in Kanada.

Bloom Energy ist hauptsächlich auf dem nordamerikanischen sowie asiatischen Markt aktiv. Der Bloom Energy Server ist momentan als reiner Stromgenerator konzipiert. Eine KWK Version ist derzeit scheinbar nicht geplant. Die Anlagengrößen variieren zwischen 250 kW_{el} bis hin zu Anlagen größer 1 MW_{el} bei einem elektrischen Wirkungsgrad von > 60% (Bloom 2015a und Bloom 2015b).

Der finnische Hersteller **Convion** entwickelt SOFC Brennstoffzellen im Bereich zwischen 50 kW_{el} und 300 kW_{el}, welche für einen KWK Betrieb ausgelegt sind. Convion wurde im Jahr 2012 gegründet und führt seitdem die Arbeiten von Wärtsila weiter. Der momentan eingesetzte Brennstoffzellenstapel wurde gemeinsam von Fraunhofer IKTS in Dresden und der Firma Plansee aus Mondsee entwickelt. Über einen bevorstehenden Markteintritt in Deutschland stehen keine Informationen zur Verfügung, mittelfristig ist jedoch mit einer Produktplatzierung in Deutschland zu rechnen.

Doosan Fuel Cell bietet mit dem Modell PureCell® Model 400, basierend auf der PAFC Technologie, eine Brennstoffzellenanlage mit einer Leistung von 400 kW_{el} sowie KWK Betrieb an. Doosan ist derzeit hauptsächlich in Nordamerika und Asien aktiv. Ein kurzfristiger Eintritt in den deutschen Markt ist, u.a. wegen scheinbar fehlender Genehmigungen/Zertifikate sowie technischer Gründe (z. B. derzeit 60 Hz AC), momentan nicht zu erwarten (Doosan 2015).

Nedstack bietet basierend auf der PEFC Technologie Brennstoffzellen mit Leistungen von 5 kW_{el} bis zu mehreren MW_{el} an. Im Allgemeinen sind die Anlagen nicht zum KWK Betrieb ausgelegt, sondern werden unter Nutzung von Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt. Mit dem kroatischen Partner Koncar wurde ein netzgekoppeltes KWK Demonstrationssystem mit 10 kW_{el} für den Brennstoff Erdgas entwickelt. Eine entsprechende Demonstrationsanlage für den deutschen Markt ist momentan nicht angekündigt (Nedstack 2015).

4.2 Handlungsempfehlungen für die weitere Technologieförderung

Ein Technologieeinführungsprogramm für Deutschland erscheint zum jetzigen Zeitpunkt für Anlagen größer 5 kW_{el} als zu früh. Die vorangehende Technologie- und Marktübersicht hat ergeben, dass sich die gegenwärtig verfügbaren Brennstoffzellensysteme durch sehr unterschiedliche Spezifikationen und Anwendungsgebiete auszeichnen. Darüber hinaus sind die voraussichtlich mittelfristig verfügbaren Geräte auf einem sehr unterschiedlichen technologischen Stand. Für das jeweilige Gerät bestehen entsprechend verschiedene Herausforderungen auf dem Weg zur Marktreife. Folglich ist eine problemorientiertere, hersteller- oder gerätespezifische Förderung das angemessene Instrument zur Weiterentwicklung der Brennstoffzellensysteme.

Das KWKG 2016 sieht eine Förderdauer von 60.000 Vollbenutzungsstunden (VBH) für Brennstoffzellengeräte mit einer Leistung bis zu 50 kW_{el} und 30.000 VBH für Geräte mit einer Leistung über 50 kW_{el} vor. Die Übergangsbestimmung gewährt noch eine Frist, in der Betreiber einer neuen Anlage die Zuschlagsvergütung nach KWKG 2012 mit einer Förderdauer von 10 Jahren (oder wahlweise 30.000 VBH) erhalten können. Durch den Wegfall der Sonderregelung für Brennstoffzellen nach KWKG 2012 und nach dem Ablauf der Übergangsbestimmung nach KWKG 2016 reduziert sich die aggregierte KWKG-Förderung für eine Brennstoffzellenanlage mit einer Leistung über 50 kW_{el} signifikant. Folglich sinkt die Bedeutung des KWKGs für den gewerblichen und industriellen Einsatz von Brennstoffzellen und eine zusätzliche, spezifische Anschlussförderung ist für ein Erreichen von deren Marktreife notwendig.

Zur Überbrückung der noch benötigten Zeit könnte eine zeitlich befristete Einzelprojektförderung für eine festgelegte Anzahl an Projekten innerhalb eines ebenfalls festgelegten Zeitraums zur Unterstützung der weiteren marktvorbereitenden Maßnahmen der kurz vor Markteintritt stehenden Hersteller gewährt werden. Hieran anschließend bieten Demonstrationsprojekte nach Beispiel der im kleineren Leistungsbereich durchgeführten Vorhaben (Callux, ene.field) die Möglichkeit für eine Erprobung der Anlagen im Feldtest. Falls diese positive Ergebnisse für eine ausreichend hohe Anzahl an Geräten von unterschiedlichen Herstellern liefern, ist ein TEP eine sinnvolle Anschlussförderung.

Die Konzeption eines solchen TEPs erfordert jedoch, wie das Beispiel der BZH bis zu 5 kW_{el} zeigt, das Vorhandensein marktreifer Produkte, für die bereits wirtschaftliche und technische Eckdaten existieren, womit das Erstellen von Verkaufsprognosen möglich wird. Daher wird empfohlen, zum jetzigen Zeitpunkt kein TEP für Brennstoffzellensysteme mit einer Leistung über 5 kW_{el} einzuführen, sondern zeitlich befristete Einzelprojektförderungen durchzuführen. Sollten diese erfolgreich durchgeführt werden, kann eine aktualisierte Technologie- und Marktübersicht ergeben, ob ein zielgerichtetes TEP die passende Anschlussförderung auf dem Weg zu einer stärkeren Marktverbreitung der Systeme darstellt.

5 Fazit

Das für die Technologieeinführung entwickelte Programm für BZH mit bis zu 5 kW_{el} verfolgt das Ziel, dass die geförderten Geräte nach Ablauf des Programms zu konkurrenzfähigen Preisen auf dem Markt angeboten werden können, ohne eine staatliche Förderung in Anspruch nehmen zu müssen. Hierfür wurde ein Technologieeinführungsprogramm auf der Basis einer Festbetragsförderung für Endkunden entwickelt. Die Förderung enthält einerseits einen leistungsunabhängigen Sockelbetrag, andererseits einen leistungsabhängigen Anteil. Die Höhe der Förderung wird anfangs des TEPs so festgelegt, dass BZH für Käufer mit einer besonderen Affinität zu innovativen Technologien angesprochen werden. Gegen Ende des Programms sollen die Kosten der BZH soweit gesunken sein, dass sie für die breite Käuferschicht attraktiv geworden sind. Mittels drei verschiedener Stückzahlenszenarien wurde die Bandbreite möglicher, erfolgreicher Technologieeinführungsszenarien dargestellt. In Abhängigkeit des Szenarios ergibt sich ein Gesamtbudget von 341 Mio. Euro bis 666 Mio. Euro als gesamtes Fördervolumen des TEPs. Das mittlere Szenario B beläuft sich auf ein Gesamtbudget von 477 Mio. Euro.

Bei der Umsetzung des entwickelten TEPs ist zu beachten, dass die ermittelten Förderhöhen sowie Stückzahlen auf den heute verfügbaren, öffentlichen Informationen sowie Herstellerangaben basieren. Folglich sollte das TEP über eine laufende Evaluation sowie regelmäßig stattfindende Zwischenüberprüfungen begleitet werden. Für letzteres bietet sich jeweils das Ende einer TEP-Phase an. Ebenso ist bei der politisch-administrativen Umsetzung darauf zu achten, dass der Erfolg des TEPs wesentlich durch die für den angesprochenen Endkunden verursachten Transaktionskosten beeinflusst wird. Hierunter fallen sowohl der Zeitaufwand für die Antragsstellung bzw. deren Komplexität sowie der Zeitverzug zwischen Antragsstellung, -genehmigung und Erhalt des Förderbetrags. Unter Beachtung der aufgeführten Punkte stellt das entwickelte TEP ein Instrument dar, um die Einführung von stationären Brennstoffzellenheizungen im Leistungsbereich bis 5 kW_{el} in Deutschland bis zum Jahr 2023 zu erreichen. Bei einer stärkeren Verzögerung des Programmstarts wird eine Verlängerung bzw. Verschiebung der Anlaufphase empfohlen.

Für Brennstoffzellensysteme im Leistungsbereich über 5 kW_{el} wurde eine Vielzahl verschiedener Geräte mit unterschiedlichem technologischem Reifestand identifiziert. Daher wird zum jetzigen Zeitpunkt kein TEP als Fördermaßnahme empfohlen. Um die momentan verfügbaren Anlagen weiter zu entwickeln, bieten sich zeitlich befristete Einzelprojektförderungen an. Sollten diese erfolgreich durchgeführt werden, sollte eine neue Technologie- und Marktübersicht erstellt werden, in der erneut überprüft wird, ob zu diesem zukünftigen Zeitpunkt ein zielgerichtetes TEP die passende Anschlussförderung auf dem Weg zu einer stärkeren Marktverbreitung darstellt.

Literaturverzeichnis

- AFC (2015): AFC's KORE Fuel Cell System Achieves First Delivery of Power: http://www.afcenergy.com/news/2015/10/10/1340/afcs_kore_fuel_cell_system_achieves_first_delivery_of_power, abgerufen am 05. Oktober 2015.
- ASUE (2011): BHKW Kenndaten 2011, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V, Bestellnummer: 050711, Stand Juni 2011.
- BDEW (2014): Grundsatzstudie zum Entscheidungsverhalten bei der Auswahl von Gasheiztechnologien im Wettbewerbsumfeld. Zusammenfassung des qualitativen und quantitativen Studienmoduls. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Bloom (2015a): Product Datasheet: Bloomenergy ES-5710, März 2015.
- Bloom (2015b): <http://www.bloomenergy.com/clean-energy/>, abgerufen am 05. Oktober 2015.
- Cameron, K. S. et al. (2014): Competing Values Leadership. New Horizons in Management series. 2. Ausgabe. Edward Elgar Publishing.
- Convion (2015): Convion Technology: <http://www.convion.fi/products.html>, abgerufen am 05. Oktober 2015.
- Doosan (2015): Technical datasheet: Doosan PureCell®, Juni 2015.
- E.ON (2015): E.ON und FRIATEC vereinbaren langfristige Energiepartnerschaft: <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/7/30/eon-und-friatec-vereinbaren-langfristige-energiepartnerschaft.html>, abgerufen am 02. Oktober 2015.
- FCB (2015a): SOLIDpower unveils system for European micro CHP market, In: Fuel Cells Bulletin, May 2015, S. 3f.
- FCB (2015b): Ceres Power reports 40% increase in power output of its Steel Cell, In: Fuel Cells Bulletin, May 2015, S. 5.
- FCB (2015c): PowerCell fuel cell for energy-efficient house in Gothenburg, In: Fuel Cells Bulletin, Juni 2015, S. 4f.
- FCB (2015d): PowerCell to develop modular static unit, power Africa telecoms, In: Fuel Cells Bulletin, Februar 2015, S. 5.
- FCE (2015): Press Releases: <http://fcel.client.shareholder.com/releases.cfm>, abgerufen am 05. Oktober 2015.
- Frömmel, A. (2014): Markterprobte Brennstoffzellenkraftwerke für die Industrie, In: VIK Mitteilungen 4/14, Juli 2014, S. 16f.
- FuellCellToday (2013): The Fuel Cell Industry Review 2013.

- Götze, U. (2014): Investitionsrechnung. Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 7. Auflage. Springer Gabler, Heidelberg.
- Ifeu (2012): Ökologische und ökonomische Analyse von Brennstoffzellen-Heizgeräten.
- IZES (2012): Analyse und Bewertung von Instrument zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, August 2012, Berlin, Saarbrücken.
- Jahnke, H. und Brüggemann, W. [Hrsg.] (2003): Betriebswirtschaftslehre und betriebliche Praxis. Festschrift für Horst Seelbach zum 65. Geburtstag. Gabler Edition Wissenschaft, Wiesbaden.
- Nedstack (2015): Nedstack Demonstration Systems: <http://www.nedstack.com/applications/demonstration-systems>, abgerufen am 02. Oktober 2015.
- Ohmer, M. (2014): Dezentrale Energieerzeugung: Die saubere Alternative- Brennstoffzellenkraftwerke von 250 kW bis 2,8 MW, Yverdon 02. Oktober 2014: http://www.svgw.ch/fileadmin/resources/svgw/web/Bildung-Formation/SSIGE_8D__Martin_Ohmer_FC_ENERGY__02.10.2014_D.pdf, abgerufen am 09. Oktober 2015.
- Prognos/ewi/gws (2014): Entwicklung der Energiemärkte-Energierferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Juni 2014, Berlin.
- Prognos/Fraunhofer IFAM/IREES/BHKW-Infozentrum (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Oktober 2014, Berlin.
- Roland Berger (2015): Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation. Studie für die Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU).
- SenerTec (2015): ISH 2015: Premiere der SenerTec Dachs InnoGen Brennstoffzelle, <http://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/22510/2015-03-25-ish15-premiere-der-senertec-dachs-innogen-brennstoffzelle/>, abgerufen am 16. Oktober 2015.
- Zipp, A. und Groß, B. (2015): Brennstoffzellenaktivitäten in Deutschland und Japan - Installationen und Patentanmeldungen. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 39, Issue 2, S. 105-113.

Anhang

Tabelle 8: Quellen der Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Parameter	Quelle
Stromgutschrift	Prognos/ewi/gws 2014
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Prognos/Fraunhofer IFAM/IREES/BHKW-Infozentrum 2014
Gasarbeitspreis	Prognos/ewi/gws 2014
EEX-Baseload	Prognos/ewi/gws 2014
EEG-Umlage	Prognos/ewi/gws 2014

Tabelle 9: Vergleich der Zuschlagsvergütung für KWK-Strom nach KWKG 2012 und KWKG 2016 (eigene Darstellung)

Für Anlagen bis 50 kW _{el}	KWKG 2012	KWKG 2016
Zuschlag für KWK-Strom		
auf Eigenverbrauch	5,41 Ct/kWh	4,0 Ct/kWh
auf Netzeinspeisung	5,41 Ct/kWh	8,0 Ct/kWh Entspricht bei einer Annahme von 30 % Netzeinspeisung/70 % Eigenverbrauch einer durchschnittlichen Vergütung von 5,2 Ct/kWh. Bei 35,25 % Netzeinspeisung/64,75 % Eigenverbrauch entspräche die durchschnittliche Vergütung 5,41 Ct/kWh.
Dauer der Zuschlagszahlung	10 Jahre (oder wahlweise 30.000 VBH)	60.000 VBH (entspricht 6.000 VBH pro Jahr über 10 Jahre)

Tabelle 10: Übersicht der Förderhöhe in Abhängigkeit der elektrischen Leistung

	1. Phase		2. Phase				3. Phase	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
0,25 kW	6.150 €	6.050 €	4.000 €	2.500 €	1.200 €	700 €	300 €	- €
0,30 kW	6.415 €	6.315 €	4.213 €	2.700 €	1.350 €	825 €	375 €	50 €
0,40 kW	6.945 €	6.845 €	4.638 €	3.100 €	1.650 €	1.075 €	525 €	150 €
0,50 kW	7.475 €	7.375 €	5.063 €	3.500 €	1.950 €	1.325 €	675 €	250 €
0,60 kW	8.005 €	7.905 €	5.488 €	3.900 €	2.250 €	1.575 €	825 €	350 €
0,70 kW	8.535 €	8.435 €	5.913 €	4.300 €	2.550 €	1.825 €	975 €	450 €
0,80 kW	9.065 €	8.965 €	6.338 €	4.700 €	2.850 €	2.075 €	1.125 €	550 €
0,90 kW	9.595 €	9.495 €	6.763 €	5.100 €	3.150 €	2.325 €	1.275 €	650 €
1,00 kW	10.125 €	10.025 €	7.188 €	5.500 €	3.450 €	2.575 €	1.425 €	750 €

1,10 kW	10.600 €	10.450 €	7.538 €	5.800 €	3.700 €	2.725 €	1.475 €	780 €
1,20 kW	11.075 €	10.875 €	7.888 €	6.100 €	3.950 €	2.875 €	1.525 €	810 €
1,30 kW	11.550 €	11.300 €	8.238 €	6.400 €	4.200 €	3.025 €	1.575 €	840 €
1,40 kW	12.025 €	11.725 €	8.588 €	6.700 €	4.450 €	3.175 €	1.625 €	870 €
1,50 kW	12.500 €	12.150 €	8.938 €	7.000 €	4.700 €	3.325 €	1.675 €	900 €
1,60 kW	12.975 €	12.575 €	9.288 €	7.300 €	4.950 €	3.475 €	1.725 €	930 €
1,70 kW	13.450 €	13.000 €	9.638 €	7.600 €	5.200 €	3.625 €	1.775 €	960 €
1,80 kW	13.925 €	13.425 €	9.988 €	7.900 €	5.450 €	3.775 €	1.825 €	990 €
1,90 kW	14.400 €	13.850 €	10.338 €	8.200 €	5.700 €	3.925 €	1.875 €	1.020 €
2,00 kW	14.875 €	14.275 €	10.688 €	8.500 €	5.950 €	4.075 €	1.925 €	1.050 €
2,10 kW	15.350 €	14.700 €	11.038 €	8.800 €	6.200 €	4.225 €	1.975 €	1.080 €
2,20 kW	15.825 €	15.125 €	11.388 €	9.100 €	6.450 €	4.375 €	2.025 €	1.110 €
2,30 kW	16.300 €	15.550 €	11.738 €	9.400 €	6.700 €	4.525 €	2.075 €	1.140 €
2,40 kW	16.775 €	15.975 €	12.088 €	9.700 €	6.950 €	4.675 €	2.125 €	1.170 €
2,50 kW	17.250 €	16.400 €	12.438 €	10.000 €	7.200 €	4.825 €	2.175 €	1.200 €
2,60 kW	17.725 €	16.825 €	12.788 €	10.300 €	7.450 €	4.975 €	2.225 €	1.230 €
2,70 kW	18.200 €	17.250 €	13.138 €	10.600 €	7.700 €	5.125 €	2.275 €	1.260 €
2,80 kW	18.675 €	17.675 €	13.488 €	10.900 €	7.950 €	5.275 €	2.325 €	1.290 €
2,90 kW	19.150 €	18.100 €	13.838 €	11.200 €	8.200 €	5.425 €	2.375 €	1.320 €
3,00 kW	19.625 €	18.525 €	14.188 €	11.500 €	8.450 €	5.575 €	2.425 €	1.350 €
3,10 kW	20.100 €	18.950 €	14.538 €	11.800 €	8.700 €	5.725 €	2.475 €	1.380 €
3,20 kW	20.575 €	19.375 €	14.888 €	12.100 €	8.950 €	5.875 €	2.525 €	1.410 €
3,30 kW	21.050 €	19.800 €	15.238 €	12.400 €	9.200 €	6.025 €	2.575 €	1.440 €
3,40 kW	21.525 €	20.225 €	15.588 €	12.700 €	9.450 €	6.175 €	2.625 €	1.470 €
3,50 kW	22.000 €	20.650 €	15.938 €	13.000 €	9.700 €	6.325 €	2.675 €	1.500 €
3,60 kW	22.475 €	21.075 €	16.288 €	13.300 €	9.950 €	6.475 €	2.725 €	1.530 €
3,70 kW	22.950 €	21.500 €	16.638 €	13.600 €	10.200 €	6.625 €	2.775 €	1.560 €
3,80 kW	23.425 €	21.925 €	16.988 €	13.900 €	10.450 €	6.775 €	2.825 €	1.590 €
3,90 kW	23.900 €	22.350 €	17.338 €	14.200 €	10.700 €	6.925 €	2.875 €	1.620 €
4,00 kW	24.375 €	22.775 €	17.688 €	14.500 €	10.950 €	7.075 €	2.925 €	1.650 €
4,10 kW	24.850 €	23.200 €	18.038 €	14.800 €	11.200 €	7.225 €	2.975 €	1.680 €
4,20 kW	25.325 €	23.625 €	18.388 €	15.100 €	11.450 €	7.375 €	3.025 €	1.710 €
4,30 kW	25.800 €	24.050 €	18.738 €	15.400 €	11.700 €	7.525 €	3.075 €	1.740 €
4,40 kW	26.275 €	24.475 €	19.088 €	15.700 €	11.950 €	7.675 €	3.125 €	1.770 €
4,50 kW	26.750 €	24.900 €	19.438 €	16.000 €	12.200 €	7.825 €	3.175 €	1.800 €
4,60 kW	27.225 €	25.325 €	19.788 €	16.300 €	12.450 €	7.975 €	3.225 €	1.830 €
4,70 kW	27.700 €	25.750 €	20.138 €	16.600 €	12.700 €	8.125 €	3.275 €	1.860 €
4,80 kW	28.175 €	26.175 €	20.488 €	16.900 €	12.950 €	8.275 €	3.325 €	1.890 €
4,90 kW	28.650 €	26.600 €	20.838 €	17.200 €	13.200 €	8.425 €	3.375 €	1.920 €
5,00 kW	29.125 €	27.025 €	21.188 €	17.500 €	13.450 €	8.575 €	3.425 €	1.950 €