

Brennstoffzellen-Heizgeräte BZH: Chance oder Risiko für die Solarthermie ?

Dipl.-Ing. Matthias Vetter, Dr.-Ing. Christof Wittwer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg
e-mail: vetter@ise.fhg.de, Internet: <http://www.ise.fhg.de>

Abstract

Natural gas driven fuel cell power stations for the domestic supply are presently promoted as one of the most efficient solutions to reduce the CO_2 -emissions of private households. These small systems including a gas reformer, a fuel cell stack and an auxiliary burner are dimensioned to fulfill the heating and warm water demands of a building by hundred percent in the winter case. Considering the electric efficiency, the thermal load, the dimensions of the storage and the user behavior nearly the same can be said for the accumulated electric load of a building. Energy supply companies recognize this way of cogeneration as an opportunity to open up the heat market. "Virtual power plants" as a result of these distributed power stations are seen as an important part in the future grid structure.

The resulting question deals with the role of renewable energy techniques in this scenario. In this paper the consequences for the solar thermal systems are discussed. Analogical to [OTTI-01] a 'Low Energy Consumption House' [EnBW-1] is considered. Predictive controlling strategies which optimize the running costs and/or the primary energy balance are developed for a supply system including a fuel cell power station, a solar thermal system, an auxiliary burner and a stratified storage. Based on simulation results of one year the expected difficulties are quantified and one possible answer of the headlined question is given.

Motivation

Erdgasbetriebene Brennstoffzellen-Heizgeräte BZH werden derzeit von fast allen Herstellern der Heizungsbranche, von nahezu allen großen Energiedienstleistern und in zunehmenden Maße durch deren gezieltes Marketing auch von der interessierten Öffentlichkeit als die "umweltverträgliche Lösung" für die Energieversorgung von Gebäuden angesehen. Diese "Kleinst-BHKWs", bestehend aus einer Gasaufbereitung, einem Brennstoffzellen-Stack und einem Zusatzbrenner, sind von den Herstellern derart dimensioniert, dass ein Gebäude im Winter hundertprozentig mit Wärme (Heizung und Warmwasser) versorgt werden kann. In Abhängigkeit vom elektrischen Wirkungsgrad, von der thermischen Last, von der Speichergröße und vom Verbraucherverhalten gilt das auch nahezu für den elektrischen Lastgang eines Gebäudes.

Die Energiedienstleister sehen in dieser Variante der Kraft-Wärme-Kopplung eine Chance sich den Wärmemarkt zu erschließen. Weiterhin kann durch die Vernetzung (Energie und Kommunikation) ein "Virtuelles Kraftwerk" bestehend aus vielen kleinen Brennstoffzellen-Heizgeräten aufgebaut werden. Energiedienstleister können direkt beim Endverbraucher die benötigte elektrische Energie erzeugen. Die Einspeisung erfolgt ins Niederspannungsnetz, so dass sich die benötigte Energiemenge aus den darüber liegenden Spannungsebenen reduziert. Die mit der Dezentralisierung der elektrischen Energieversorgung verbundene Senkung der Durchleitungsverluste stellt neben der Erschließung des Wärmemarktes ein Anreiz für die Unternehmen der Energiebranche dar.

Zwei verschiedene Modelle der Betriebsweise stehen als Option zur Verfügung. In der ersten Variante ist der Energiedienstleister der Eigentümer der Anlage und bietet dem Gebäudenutzer Strom, Wärme und bei Bedarf auch Kälte an. Die zweite Variante sieht den Hauseigentümer auch als Eigentümer des BZH vor, der den ins Netz eingespeisten Strom entsprechend vergütet bekommt. Beide Alternativen haben gemein, dass bei den derzeitigen wirtschaftlichen und politischen Randbedingungen das Aggregat auch im Sommer betrieben wird. Aus Sicht der Primärenergieausnutzung ist jedoch aufgrund den zu erwartenden elektrischen Wirkungsgraden ein sinnvoller Betrieb nur möglich, wenn die Wärme genutzt beziehungsweise gespeichert werden kann. Im Sommer begrenzt also der Wärmebedarf eines Gebäudes den Betrieb eines BZH. Wird die Anlage im Sommer genutzt, sind folglich keine weiteren Wärmequellen notwendig. Eine solarthermische Anlage würde den Betrieb noch weiter einschränken beziehungsweise ein Abschalten des Brennstoffzellen-BHKWs bewirken. Es stellen sich somit folgende Fragen:

- Machen BZHs die Solarenergie in der Gebäudeenergieversorgung überflüssig ?
- Wird es einen Verdrängungswettbewerb zwischen Solarenergie und Kraft-Wärme-Kopplung geben ?
- Brennstoffzellen gelten als essentieller Bestandteil des "Solaren-Wasserstoff-Zeitalters". Die Bereitstellung des benötigten Wasserstoffs aus fossilen Energieträgern soll zur Etablierung der Brennstoffzellen-Technologie beitragen. Wie kann das Ziel "Solares-Wasserstoff-Zeitalter" erreicht werden, wenn zur Einführung Systeme auf den Markt kommen, die die Solarenergie "überflüssig" machen ?
- Darf ein BZH nur als Ersatz für die konventionelle Wärmeversorgung in der Heizperiode angesehen und betrieben werden ?
- Welche Möglichkeiten gibt es, BZHs mit solaren Techniken sinnvoll zu kombinieren ?

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Leitprojektes "Neue Gesamtenergieversorgungskonzepte für Gebäude NEGEV" werden unter technologischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten verschiedene Anlagenkonzepte untersucht. Ein Schwerpunkt stellt die intelligente Regelung eines vernetzten Energieversorgungssystems bestehend aus verschiedenen solaren und nichtsolaren Komponenten dar. Vernetzt bedeutet in einem solchen System sowohl energetisch als auch informationstechnisch. Der Hausregelung stehen somit alle wichtigen Informationen (Wetterprognose, Strom- und Gaspreise, Einspeisevergütung, Nutzerverhalten, etc.) zur Verfügung. Mit Hilfe der am Fraunhofer ISE entwickelten Simulationsumgebung "ColSim" werden Regelungsstrategien entwickelt und anhand von Jahressimulationen optimiert und bewertet (siehe [OTTI-01] und [COL-SIM]). Die dazu notwendigen detaillierten Modelle und Regelungsalgorithmen werden in "ColSim" in ANSI C programmiert und können somit direkt auf der Regelungs-Hardware eingesetzt werden. In diesem Beitrag wird die Entwicklung eines "intelligenten" Reglers beschrieben, der vorausschauend die optimale Betriebsweise eines BZHs in einem teilsolaren Energieversorgungssystem erkennt. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe der zur Verfügung stehenden Prognosegrößen durch einen neu entwickelten Algorithmus gelöst. Mit Hilfe eines Schiebereglers soll zwischen den zwei Optimierungskriterien "energetisch/ CO_2 -optimal" und "ökonomisch-optimal" variiert werden können.

Anlagenschema

Die im Rahmen des Leitprojektes "Neue Gesamtenergieversorgungskonzepte für Gebäude NEGEV" untersuchte Anlage besteht aus einem erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgerät BZH auf Basis der Niedertemperatur-Brennstoffzelle PEM, einer solarthermischen Anlage und einem Schichtspeicher. Im Unterschied zu dem in [OTTI-01] vorgestellten Konzept besitzt das Brennstoffzellen-BHKW nur eine elektrische Nennleistung von 1 kW. Das Volumen des Schichtspeichers ist mit 750 l bemessen. Diese Dimensionierung erfordert eine zusätzliche Wärmequelle, um thermische Spitzenlasten decken zu können. Abbildung 1 zeigt das hier verwendete Anlagenschema mit einem 5 kW-Gasbrenner, der sich im Schichtspeicher befindet (vgl. [SOLVIS]).

Übergeordnete Regelung

Die übergeordnete Betriebsführung soll "äußere" Einflussgrößen wie das Nutzerverhalten (elektrischer Energiebedarf, thermische Energiebedarf für Heizung und Warmwasser), Wetterprognosen und dynamische Tarife für den Gasbezug, den Strombezug und die Einspeisung berücksichtigen. Weiterhin soll die Regelung die Systemwirkungsgrade erlernen, um möglichst genau den Primärenergiebedarf in den einzelnen Betriebspunkten bestimmen zu können. Dazu wird das Leistungsspektrum des Brennstoffzellen-BHKWs von $700 W_{el}^{brutto}$ bis $1400 W_{el}^{brutto}$ in 100 W-Schritte unterteilt. Für diese Leistungen werden die aktuellen Wirkungsgrade ermittelt, um Leistungsabfälle in Abhängigkeit von Einflussgrößen (Betriebstemperatur, Betriebsdruck etc.) zu erkennen. Darüber hinaus erfasst die Regelung somit Alterungseffekte der gesamten Anlage und

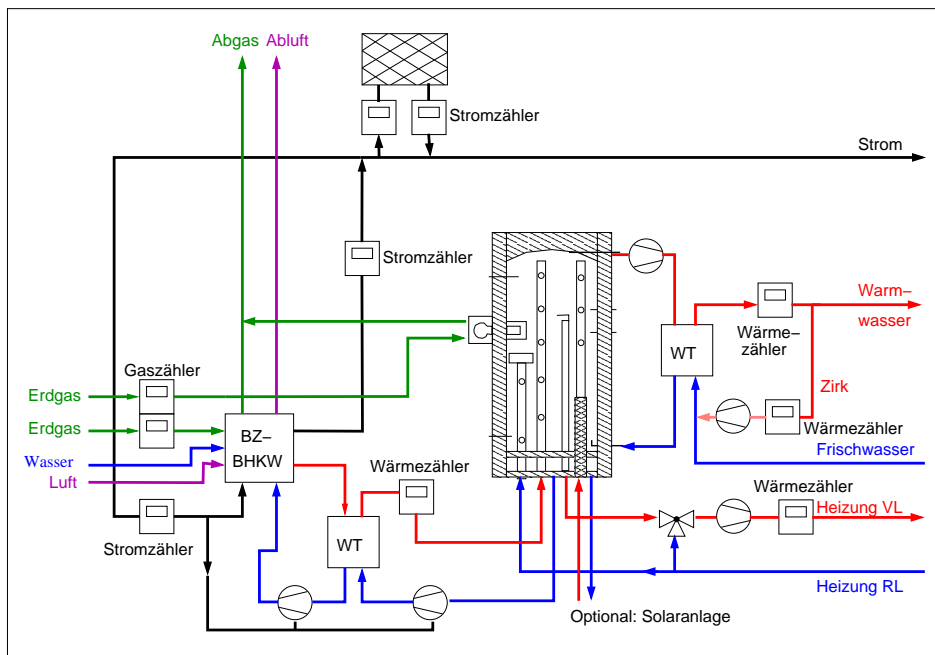


Abbildung 1: Anlagenschema bestehend aus einem Brennstoffzellen-Heizgerät, einem Schichtspeicher mit integrierem Gasbrenner und optional einer Solaranlage.

eine mögliche Degradierung des Brennstoffzellen-Stacks. Um einmalige Ausreiser zu glätten wird für die Einsatzplanung ein gleitender Mittelwert für die Systemwirkungsgrade eingeführt. Über den Faktor n wird das Gewicht des neuen Wertes im Verhältnis zum alten Mittelwert eingestellt:

$$\bar{x}_{neu} = \frac{1}{n} \cdot x_{neu} + \frac{n-1}{n} \cdot \bar{x}_{alt} \quad (1)$$

Mit Hilfe dieser Informationen wird ein Tagesprofil für das Brennstoffzellen-Heizgerät generiert. Dazu wird der Tag in Anlehnung an das VDEW-Lastprofil [EnBW-2] in fünf Intervalle unterteilt (Nacht, Vormittag, Mittag, Nachmittag, Abend). Für jedes dieser Intervalle werden die elektrischen und thermischen Verbräuche aufgezeichnet. Zusätzlich wird entsprechend des in (1) gezeigten Ansatzes eine Mittelwertbildung vorgenommen. Durch das Verhältnis des neuen Wertes zum alten Mittelwert wird ein Trend des Heizenergiebedarfes und des elektrischen Verbrauches definiert:

$$trend = \frac{x_{neu}}{\bar{x}_{alt}} \quad (2)$$

Für den Warmwasserbedarf hingegen wird stets der Maximalwert aufgezeichnet und für die Einsatzplanung berücksichtigt. Diese thermische Energiemenge soll folglich immer zur Verfügung stehen und sofort abrufbar sein.

Die Prognose des Energieertrages der thermischen Solaranlage wird in diesem Beitrag ebenfalls über die Erfassung des aktuellen Trends realisiert. Durch die Vernetzung der Anlagenregelung mit dem Internet können zukünftig Wetterprognosen vom Deutschen Wetterdienst oder von kommerziellen Anbietern wie der Meteomedia AG berücksichtigt werden, so dass eine noch genauere Abschätzung des solaren Energieertrages möglich wird.

Am Ende jedes Intervalles wird der Fahrplan für den nächsten Zeitabschnitt erstellt, indem der elektrische Sollwert so eingestellt wird, dass je nach Gewichtung die Kosten/Gewinne oder die Primärenergiebezüge optimiert werden. Die beiden sich in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen unter Umständen widersprechenden Kriterien werden durch (3) und (4) definiert. Wobei dynamische Tarife sowohl für die Einspeisung als auch für die Vergütung vorausgesetzt werden.

- Ökologisch optimal (Minimierung des fossilen Energiebedarfes):

$$W_{prim}(P_{el}) = \sum_{i=1}^n \int_{T_{intA}}^{T_{intE}} P_{iCH_4}(P_{el}) \cdot dt \rightarrow min \quad (3)$$

- Ökonomisch optimal (Kostenminimierung):

$$K_{sum}(P_{el}) = \sum_{i=1}^n \int_{T_{intA}}^{T_{intE}} (k_i(t) - g_i(t)) \cdot P_i(P_{el}) \cdot dt \rightarrow min \quad (4)$$

Die beiden in (4) verwendeten Größen $k_i(t)$ und $g_i(t)$ repräsentieren die zeitabhängigen Energiebezugskosten (Gas und Strom) beziehungsweise die Einspeisevergütung in $Cent/kWh$. In dem hier vorgestellten Ansatz wird die elektrische Leistung des BZHs innerhalb eines Intervalles konstant gehalten. Damit lassen sich die beiden Kriterien in folgender Form schreiben:

- Ökologisch optimal:

$$W_{prim}(P_{el}) = P_{BZCH_4} \cdot T_{int} + \frac{Q_{aux}}{\eta_{aux}} + \frac{W_{elbezug}}{\eta_{Netz}} - \frac{W_{eleinspeis}}{\eta_{Netz}} \rightarrow min \quad (5)$$

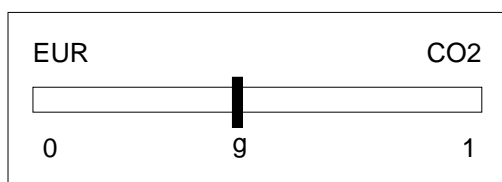
- Ökonomisch optimal:

$$K_{sum}(P_{el}) = K_{BZCH_4} + K_{auxCH_4} + K_{elbezug} - G_{eleinspeis} \rightarrow min \quad (6)$$

Der endgültige elektrische Sollwert wird aus den gewichteten Ergebnissen der Kriterienoptimierung ermittelt:

$$P_{el_{soll}} = \frac{g_1 \cdot P_{el_{oekolog}} + g_2 \cdot P_{el_{oekonom}}}{g_1 + g_2} \quad (7)$$

Durch die Definition von $g_2 = 1 - g_1$ und $g = g_1$ lässt sich der Sollwert der elektrischen Leistung gemäß der Formel in Abbildung 2 dargestellt. Die Variation des Faktors g kann als Schieberegler interpretiert werden, mit dem der Betreiber beziehungsweise Nutzer der Anlage Einfluss auf die Funktionsweise des Brennstoffzellen-Heizgerätes nehmen kann.



$$P_{el_{soll}} = g \cdot P_{el_{oekolog}} + (1 - g) \cdot P_{el_{oekonom}} \quad , \quad mit \quad g = 0..1$$

Abbildung 2: Schieberegler zur Einstellung einer ökologisch beziehungsweise ökonomisch optimalen Betriebsführung.

Simulationsergebnisse

Das vorgestellte Anlagenkonzept soll die Energieversorgung eines Niedrigenergiehauses [EnBW-1] sicherstellen. Mit Hilfe des vorgestellten Schiebereglers kann das Gewicht zur Bestimmung des elektrischen Sollwertes zwischen "ökologisch optimal" und "ökonomisch optimal" variiert werden. Im folgenden werden Simulationsergebnisse der beiden Extremzustände diskutiert. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Nutzer zugleich auch Besitzer der Anlage ist. Nach der Liberalisierung und mit der zunehmenden Dezentralisierung der Energiemärkte kann zukünftig analog zur Leipziger Strombörse auch auf Niederspannungsebene mit dynamischen Tarifen gerechnet werden. Ein einfacher Ansatz, der zu Spitzenlastzeiten eine über die 5,11 Cent des KWK-Gesetzes hinausgehende Vergütung gewährt, dient in diesem Beitrag als Grundlage zur Ermittlung der Betriebskosten.

In Abbildung 3a sind die kumulierten Energieverläufe für den ökologisch optimalen Betrieb über eine Zeitdauer von einem Jahr aufgetragen. Abbildung 3b zeigt die abweichenden Resultate des ökonomisch optimalen Betriebes für den gleichen Zeitraum.

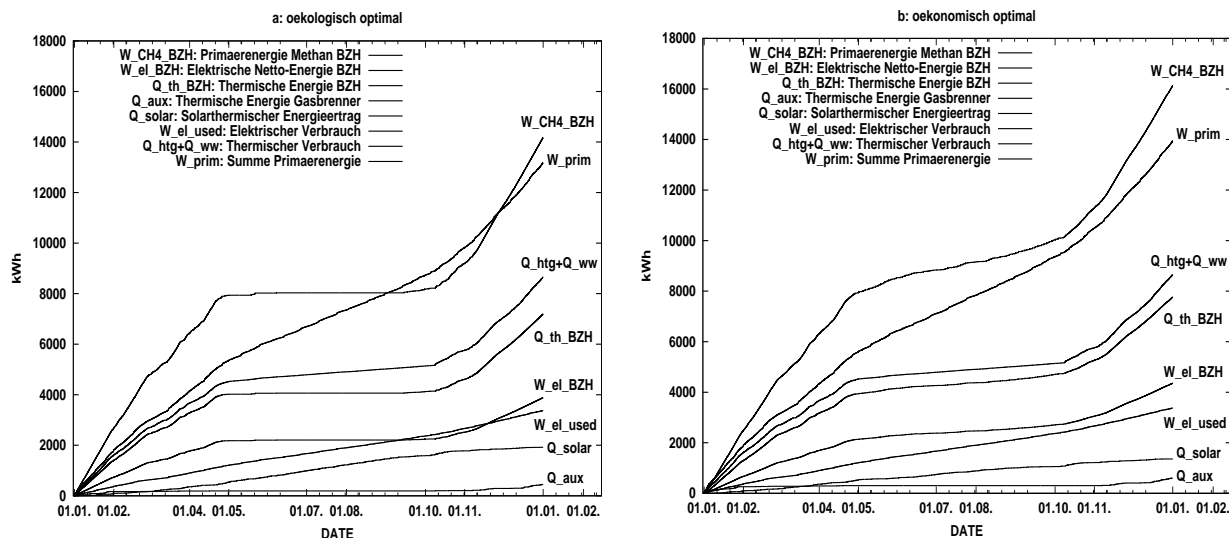


Abbildung 3: Kumulierte Energieverläufe für das betrachtete Anlagenkonzept für eine in (a) ökologisch optimale und in (b) ökonomisch optimale Betriebsführung.

Es ist zu erkennen, dass der Primärenergieverbrauch bei ökonomischer Gewichtung um 6 Prozent höher ist als bei einem vergleichsweise CO_2 -optimalen Energiemanagement, obwohl jede ins Netz eingespeiste kWh elektrische Energie mit dem durchschnittlichen Netzwirkungsgrad gut geschrieben wird, in (5) durch den Term $\frac{W_{eleinspeis}}{\eta_{Netz}}$ gekennzeichnet. Zukünftig kann durch den Einsatz modernster Kraftwerkstechnik und durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energien mit einer Erhöhung des Netzwirkungsgrades gerechnet werden. Damit reduziert sich diese energetische Gutschrift, so dass die Differenz der Primärenergieverbräuche der beiden gegenübergestellten Strategien sich tendenziell vergrößert. Weiterhin ist an der streng monoton ansteigenden Kennlinie des Erdgasbezuges des Brennstoffzellen-BHKWs zu erkennen, dass das Aggregat bei wirtschaftlicher Fahrweise auch außerhalb der Heizperiode in Betrieb ist. Dies hat eine permanent hohe Speichertemperatur zur Folge, so dass der Systemwirkungsgrad, also die Primärenergieausnutzung des Brennstoffzellen-Heizgerätes absinkt und die solaren Energieerträge ebenfalls geringer ausfallen als im ökologisch optimalen Betrieb. Darüber hinaus führt die dauerhaft hohe Speichertemperatur im Sommer zu größeren thermischen Verlusten.

In Abbildung 4 werden die kumulierten Betriebskosten beider Strategien verglichen. Es wird deutlich, dass eine ökologisch optimale Betriebsführung 17 Prozent höhere Betriebskosten bewirkt. Ursache dafür ist die höhere elektrische Energieproduktion der ökonomisch optimalen Strategie zu Spitzenlastzeiten. Damit reduzieren sich die Bezugskosten und durch die Einspeisung bei temporär besserer Vergütung können die Erträge maximiert werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Das in diesem Beitrag vorgestellte Konzept sieht den Hauseigentümer auch als Besitzer der Anlage vor. Der eingangs erwähnte Fall eines "Contracting"-Betriebes ist gesondert zu betrachten. Anhand des Primärenergiebedarfes und der Primärenergiekosten, dargestellt in Abbildung 3 beziehungsweise in Abbildung 4, ist zu erkennen, dass die ökologische Betriebsweise das Brennstoffzellen-Heizgerät BZH außerhalb der Heizperiode deaktiviert. Bei ökonomisch sinnvoller Strategie wird das Aggregat auch im Sommer zu Spitzenlastzeiten betrieben, sobald der Pufferspeicher die Wärme aufnehmen kann. Die thermische Kapazität des Speichers begrenzt folglich außerhalb der Heizperiode die elektrische Energieerzeugung der Anlage. Wird ein BZH mit einer

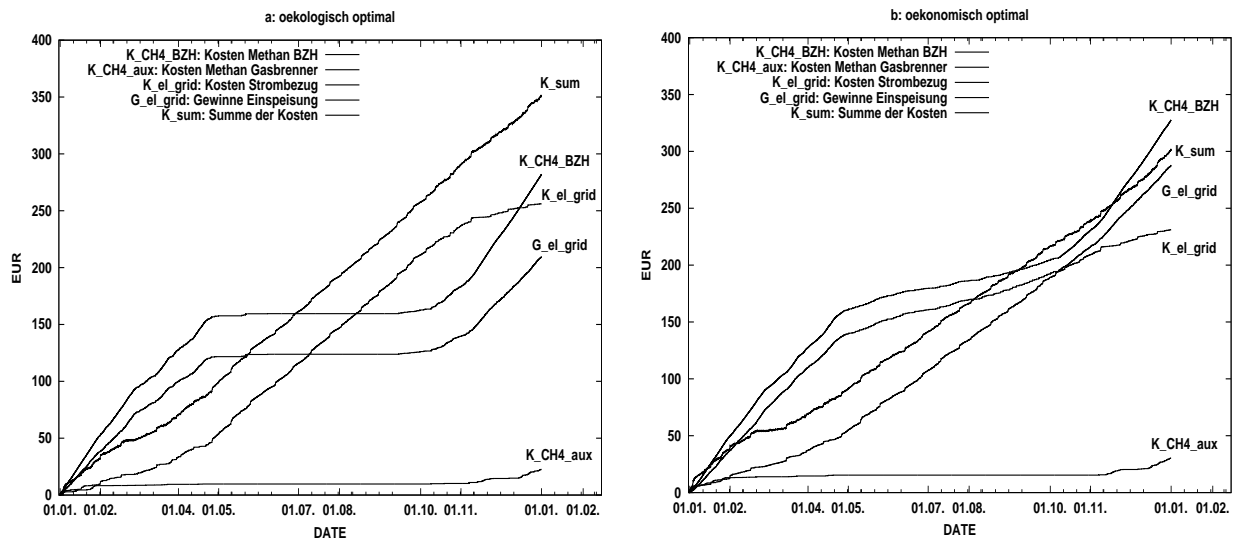


Abbildung 4: Kumulierte Kosten und Gewinne für das betrachtete Anlagenkonzept für eine in (a) ökologisch optimale und in (b) ökonomisch optimale Betriebsführung.

solarthermischen Anlage zur Energieversorgung eines Gebäudes kombiniert, sollte es aus primärenergetischer Sicht einen Ersatz der konventionellen Heizung darstellen. Folglich sollte das Brennstoffzellen-BHKW dieser entsprechend auch nur während der Heizperiode betrieben werden (vgl. [ZSW-1]). Abhängig von der Größe des Pufferspeichers (vgl. [OTTI-01]) ist zur Deckung von thermischen Spitzen eine zusätzliche Wärmequelle vorzusehen.

Wie in [ZSW-1] beschrieben ist der Strombedarf von privaten Haushalten im Sommer um ca. 1/3 niedriger als im Winter. Diese elektrische Energie sollte aus primärenergetischer Sicht bei der Kombination von BZHs mit solarthermischen Anlagen weiterhin vom Energieversorger bezogen werden, idealerweise mit einem zunehmend größeren Anteil von regenerativen Energien. Soll die Solarthermie weiterhin eine Rolle zur Wärmeversorgung von Gebäuden spielen, müssen dazu "politisch" die Weichen gestellt werden. Eine Möglichkeit wäre eine saisonale Staffelung der Vergütung von BZH-Strom. Das Maximum kann während der Heizperiode erstattet werden, während in der übrigen Zeit ein relativ niedriger Preis für die eingespeiste elektrische Energie gezahlt werden sollte.

Ein umfassenderer Ansatz stellt die Einführung eines "CO₂-Kontos" dar. Der Primärenergiebedarf eines Gebäudes könnte dem aktuellen Mittelwert des Bestandes gegenübergestellt und das eingesparte Primärenergie-Äquivalent dem Investor vergütet werden. Diese Art der Förderung sieht keine Begünstigung von einzelnen Komponenten (PV, Solarthermie, BZHs etc.) vor, sondern stellt das gesamte Anlagenkonzept in den Mittelpunkt der Bewertung.

Literatur

- [COLSIM] C. Wittwer. ColSim - Simulation von Regelungssystemen in aktiven solarthermischen Anlagen. Dissertation Universität Karlsruhe (TH) 1999. <http://www.ubka.uni-karlsruhe.de>.
- [EnBW-1] Verbrauchsdaten Niedrigenergie-Doppelhaushälfte, NEGEV-Projekttreffen, Stuttgart, 7.12.2000.
- [EnBW-2] VDEW-Lastprofil, NEGEV-Projekttreffen, Stuttgart, 7.12.2000.
- [OTTI-01] M.Vetter, C.Wittwer. Simulationsbasierte Entwicklung von Regelungsstrategien zur optimierten Einbindung von erdgasbetriebenen netzgekoppelten Brennstoffzellen-BHKWs in teilsolare Energieversorgungssysteme von Gebäuden. Tagungsband 11.Symposium Thermische Solarenergie, OTTI-Technologie-Kolleg, Staffelstein, 9.-11.5.2001, S. 413-418.
- [SOLVIS] SolvisMax. <http://www.solvis.de>.
- [ZSW-1] B. Rohland. Wärmeversorgungskonzept für eine Gebäudegruppe mit Solarwärme-Vorrang und additiver Versorgung mit Brennstoffzelle. Studie zum Vorhaben. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung ZSW, Mai 1997.