



Institut für Werkstoffe und Verfahren
der Energietechnik

***Auslegung saisonaler Wasserstoffspeicher
für die Energieversorgung aus Solarstrahlung,
Windkraft und Umgebungswärme***

Hans Christoph Meurer

***Auslegung saisonaler Wasserstoffspeicher
für die Energieversorgung aus Solarstrahlung,
Windkraft und Umgebungswärme***

Hans Christoph Meurer

Berichte des Forschungszentrums Jülich ; 3793

ISSN 0944-2952

Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik Jül-3793

D82 (Diss. RWTH Aachen, 2000)

Zu beziehen durch: Forschungszentrum Jülich GmbH · Zentralbibliothek

D-52425 Jülich · Bundesrepublik Deutschland

☎ 02461/61-6102 · Telefax: 02461/61-6103 · e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de

Design of seasonal hydrogen storage systems for the energy supply by solar radiation, wind power and environmental heat

Abstract:

In the present study a design procedure for hydrogen storage systems in power plants with renewable energy is presented. The storage system consists of an electrolyzer, gas storage in high pressure tanks and reconversion into electricity by a fuel cell. This work is based on the experiences made by construction and operation of the demonstration plant PHOEBUS Jülich for Photovoltaik, Elektrolyse, Brennstoffzelle und Systemtechnik (photovoltaics, electrolysis, fuel cell and system engineering) at the Research Centre Jülich.

These systems are treated by dynamic simulation in a high temporal resolution. The seasonal and the stochastic behaviour of the yield of renewable energy and energy consumption is taken into account by simulating over a time span of 17 years using measured meteorological data.

For optimization the autarky-limit-procedure is introduced. A cost model is applied to the results of the simulation. The autarky-limit describes the correlation between the capacity of the installed gas tank and the rated power of the installed converters for renewable energy in case of exactly self-sufficient plant operation. Using the autarky-limit procedure, it is possible to size all major components for long-term operation at minimal costs.

The procedure is applied for a modelled consumer at Research Centre Jülich site. Various configurations of the storage system are investigated and compared. More generalized statements about a reasonable use of hydrogen storage are derived from the results.

Auslegung saisonaler Wasserstoffspeicher für die Energieversorgung aus Solarstrahlung, Windkraft und Umgebungswärme

Kurzfassung:

In der vorliegenden Arbeit wird ein Auslegungsverfahren für Wasserstoffspeicher in Energieversorgungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern vorgestellt. Der Speicherpfad besteht aus Elektrolyse, Gasspeicherung in Hochdrucktanks und Rückverstromung in einer Brennstoffzelle. Die Basis der Arbeit bilden die Erfahrungen mit Bau und Betrieb der Demonstrationsanlage PHOEBUS Jülich für Photovoltaik, Elektrolyse, Brennstoffzelle und Systemtechnik im Forschungszentrum Jülich.

Diese Systeme werden mit dynamischer Simulation in hoher zeitlicher Auflösung behandelt. Das saisonale und stochastische Verhalten des Ertrags aus regenerativer Energie und des Verbrauchs wird durch den langen Simulationszeitraum von 17 Jahren mit gemessenen meteorologischen Daten berücksichtigt.

Zur Optimierung wird das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren eingeführt. Dabei wird ein Kostenmodell auf die Simulationsergebnisse angewendet. Die Autarkie-Grenzkurve beschreibt die Abhängigkeit des Tankvolumens von der installierten Leistung der Wandler für erneuerbare Energie bei gerade autarkem Anlagenbetrieb. Mit dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren ist es erstmals möglich, alle wichtigen Komponenten für den langjährigen Betrieb kostenoptimal auszulegen.

Das Verfahren wird für einen Modellverbraucher am Standort Forschungszentrum Jülich angewendet. Es werden verschiedene Speicherkonfigurationen untersucht und miteinander verglichen. Aus den Ergebnissen werden allgemeinere Aussagen über den sinnvollen Einsatz von Wasserstoffspeichern abgeleitet.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
1.1	DIE JÜLICHER SOLAR-WASSERSTOFF-DEMONSTRATIONSANLAGE.....	1
1.2	INHALT UND ZIEL DER ARBEIT	4
2	MODELLBILDUNG	8
2.1	ENERGIEMANAGEMENT	9
2.2	VERBRAUCHER.....	12
2.2.1	Elektrizität.....	12
2.2.2	Heizwärme	14
2.2.3	Warmwasser.....	16
2.3	KOMPONENTEN DES ELEKTRISCHEN VERSORGUNGSTEILS	17
2.3.1	Photovoltaik.....	17
2.3.2	Windkraftanlage.....	20
2.3.3	Batterie.....	20
2.3.4	Elektrolyseur.....	23
2.3.5	Verdichter	27
2.3.6	Gasspeicher	29
2.3.7	Brennstoffzelle.....	29
2.3.8	Leistungselektronik	30
2.4	KOMPONENTEN DES THERMISCHEN VERSORGUNGSTEILS	31
2.4.1	Wärmepumpe	32
2.4.2	Fußbodenheizung.....	34
2.4.3	Brennstoffzelle.....	34
2.4.4	Zusatzheizung.....	35
2.4.5	Warmwasserversorgung	35
2.5	METEOROLOGISCHE DATEN	35
2.5.1	Jahresmittelwert der Umgebungstemperatur.....	36
2.5.2	Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit	37
2.5.3	Jährliche Sonnenscheindauer	38
2.5.4	Saisonaler Verlauf der Temperatur und der Erträge von Windkraftanlage und Photovoltaik	40
3	AUSLEGUNGSMETHODE	44
3.1	BASISFALL	46
3.1.1	Energiebilanz.....	46
3.1.2	Kostenmodell	48
3.1.3	Kostenverteilung	50
3.2	AUTARKIE-GRENZKURVEN-VERFAHREN	50
3.2.1	Kostenfunktion $K(V,P)$	50
3.2.2	Kostenfunktion $K(P)$	52
3.2.3	Analytische Modellierung der Autarkie-Grenzkurve	53
3.2.4	Vereinfachtes Autarkie-Grenzkurven-Verfahren.....	57

Inhaltsverzeichnis

3.2.5	Fehlerdiskussion	57
3.2.6	Bedeutung des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens.....	58
4	ANWENDUNG DES AUTARKIE-GRENZKURVEN-VERFAHRENS AUF DEN BASISFALL...	59
4.1	HYBRIDBETRIEB WINDKRAFTANLAGE/PHOTOVOLTAIK	59
4.1.1	Autarkie-Grenzkurven für PV_{100} , $HYBR_{5050}$, WKA_{100}	60
4.1.2	Korrelationsfaktor κ	61
4.1.3	Minimal zu installierende Leistung P_{min}	61
4.1.4	Optimales Tankvolumen V_{opt}	63
4.1.5	Nutzung des Wasserstoffspeichers	63
4.1.6	Variation des Windkraft-Anteils f_{WKA}	65
4.1.7	Schlußfolgerungen zum Hybridbetrieb	66
4.2	BATTERIE	67
4.3	ELEKTROLYSEUR	69
4.4	BRENNSTOFFZELLE	70
5	ALTERNATIVE KONZEPTE	73
5.1	LANGZEITSPEICHERPFAD OHNE SAUERSTOFF	73
5.1.1	Brennstoffzelle H_2 /Luft	74
5.1.2	Verbrennungsmotor	75
5.1.3	Schlußfolgerungen zu PHOEBUS ohne Sauerstoffpfad	76
5.2	PROZESSGASVERDICHTUNG	77
5.2.1	Elektrisch betriebene Verdichter	77
5.2.2	Hochdruckelektrolyseur	79
5.3	KEINE EINKOPPLUNG DER BRENNSTOFFZELLEN-ABWÄRME	80
5.4	BATTERIELOSES SYSTEM	81
5.5	SCHWACHE NETZKOPPLUNG	85
6	DISKUSSION	87
6.1	VERGLEICH DER PHOEBUS-3-VARIANTEN	87
6.2	PERSPEKTIVEN FÜR PHOEBUS	89
6.3	VORAUSSETZUNGEN FÜR DEN SINNVOLLEN EINSATZ VON WASSERSTOFFSPEICHERN	90
6.4	VERALLGEMEINERUNG DER ERGEBNISSE	93
7	ZUSAMMENFASSUNG	95
	LITERATURVERZEICHNIS.....	99
	NOMENKLATUR.....	103
	ABKÜRZUNGEN	103
	FORMELZEICHEN	104
	GRIECHISCHE FORMELZEICHEN	104
	INDIZES	104
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	107
	TABELLENVERZEICHNIS.....	109

1 Einleitung

Die Menschheit deckt ihren Energiebedarf heute zu etwa 90 % aus den fossilen Energieträgern Kohle, Erdöl und Erdgas (THEENHAUS und HAKE 1997). Die massive Nutzung fossiler Kohlenwasserstoffe ist mit zwei grundlegenden Problemen verbunden:

- Die Reserven an fossilen Brennstoffen werden zunehmend knapp. Dies wird mittel- oder langfristig zu höheren Preisen führen. Die global sehr ungleich verteilten Lagerstätten – zwei Drittel der Welt-Ölreserven werden in der Golfregion vermutet – stellen ein erhebliches Gefahrenpotential für politische Konflikte dar.
- Seit den Klimakonferenzen in Rio de Janeiro und Kyoto gibt es einen weltweiten Konsens darüber, daß die CO₂-Emissionen sich negativ auf das Weltklima auswirken können. Die Konsequenzen für die Menschheit sind unüberschaubar.

Über diese drohenden Probleme hinaus werden schon heute große Umweltschäden durch die Förderung und den Transport von fossilen Brennstoffen sowie durch die Emission von NO_x, SO₂ und unverbrannten Kohlenwasserstoffen bei der Verbrennung verursacht.

Vor diesem Hintergrund müssen neue Energieversorgungssysteme entwickelt werden, die Ressourcen schonen und Emissionen reduzieren. Dazu gibt es verschiedene Möglichkeiten: einerseits effizientere konventionelle Energieumwandlung und andererseits die Nutzung Kernenergie, wobei sowohl die Kernspaltung als auch die Kernfusion spezielle Probleme haben. Außerdem werden zweifellos regenerative Energiequellen in Zukunft eine bedeutende Rolle spielen.

Wenn verstärkt regenerative Energiequellen wie Solarstrahlung, Windkraft oder Umgebungswärme genutzt werden, müssen Energiespeicher im Versorgungssystem installiert werden, um die zeitlich ungleichen oder sogar gegensätzlichen Profile von Leistungsangebot und -bedarf auszugleichen (KALTSCHMITT und FISCHEDICK 1995). In diesen Energieversorgungssystemen müssen die Umwandlung regenerativer Energie, die Speicherung und der Verbrauch aufeinander abgestimmt werden. Bei der Auslegung ist über die Leistungsanforderung des Verbrauchers hinaus die Energiebilanz (saisonal oder langjährig) des stochastischen Eintrags und Verbrauchs zu beachten.

1.1 Die Jülicher Solar-Wasserstoff-Demonstrationsanlage

Da strukturelle Veränderungen in der Energieversorgung erfahrungsgemäß mehrere Jahrzehnte dauern, haben das Land Nordrhein-Westfalen und das Forschungszentrum Jülich (FZJ) beschlossen, die Möglichkeiten und Grenzen der Stromversorgung aus regenerativen Quellen zu erforschen. Dazu wurde das Projekt PHOEBUS für Photovoltaik, Elektrolyse,

Brennstoffzelle und Systemtechnik ins Leben gerufen. Seit 1993 versorgt die Demonstrationsanlage PHOEBUS Teile der Zentralbibliothek des Forschungszentrums Jülich mit Elektrizität ausschließlich aus Photovoltaik.

Das wichtigste Ziel des Projekts PHOEBUS Jülich war es, einen Wasserstoff-Langzeitspeicherpfad in die Anlage zu integrieren und das entsprechende automatische Energiemanagement und die Regelung für bestmögliche Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz zu entwickeln. (BARTHELS et al. 1993, 1994, 1998)

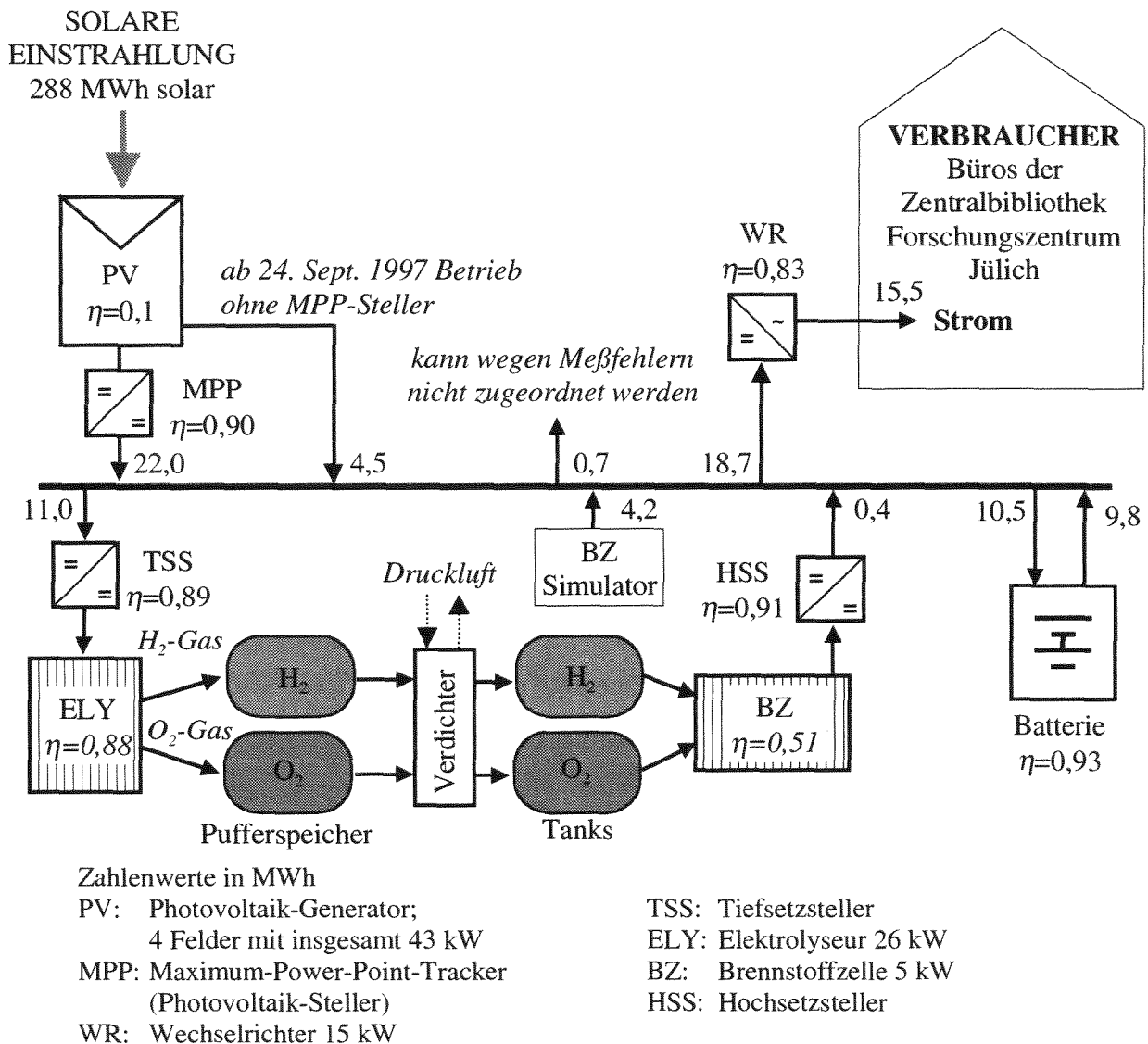


Abbildung 1.1: Jahresbilanz 1997 der Demonstrationsanlage PHOEBUS Jülich

Die Konfiguration von PHOEBUS Jülich ist durch eine Gleichstromschiene bestimmt, an die alle Komponenten entweder direkt oder über Leistungselektronik angeschlossen sind. Abbildung 1.1 zeigt das Schema der Anlage und eine vereinfachte Energiebilanz für das Jahr 1997, die von WINKELMANN (1998) ausführlich erstellt wurde. Die Photovoltaik-Generatoren sind auf dem Dach und an der Fassade der Zentralbibliothek des Forschungszentrums Jülich installiert und produzieren bei einer installierten Leistung von 43 kW

jährlich 26,5 MWh Strom. Die Kurzzeitspeicherung im Bereich von Stunden bis zu wenigen Tagen erfolgt über eine Batterie. Der Langzeitspeicher besteht aus einem Elektrolyseur, der Wasserstoff und Sauerstoff in Pufferspeicher speist, druckluftbetriebenen Verdichtern, Hochdrucktanks und einer Brennstoffzelle für die Rückverstromung. Der Jahresverbrauch beträgt 15,5 MWh, und die maximale Leistungsanforderung liegt bei 15 kW. Die Anlage wird seit September 1997 ohne Photovoltaik-Steller („maximum power point“-Steller, MPP in Abbildung 1.1) betrieben. Dadurch gehen zwar etwa 3 % der Photovoltaik-Leistung verloren, weil die Photovoltaik nicht im optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben wird, andererseits entfallen die Verluste der Steller (10 %). Aus energetischer Sicht ist diese Konfiguration vorteilhaft (GROEHN und BARTHELS 1998).

Um den PHOEBUS-Betrieb auszuwerten und zu verbessern und um alternative Konfigurationen oder Regelungsstrategien zu bewerten, wurden Simulationsmodelle entwickelt und im Projektverlauf ständig angepaßt und anhand der gemessenen Betriebsdaten validiert. Diese Werkzeuge in Verbindung mit dem Know-How, das in sechs Betriebsjahren gewonnen wurde, bilden die Basis, um fortschrittliche PHOEBUS-Konzepte zu entwickeln.

Die Strategie, mit der effizientere und kostengünstigere Systeme erreicht werden sollen, kann in zwei verschiedene Ansätze unterteilt werden (MEURER et al. 1999):

- PHOEBUS-2: Das System wird vereinfacht und gleichzeitig werden die Energieverluste minimiert. Dies wird einerseits erreicht, indem alle Komponenten ohne Leistungselektronik an die Gleichstromschiene angeschlossen werden. Für diese Direktkopplung müssen die Komponenten sehr sorgfältig dimensioniert werden; dann ist ein stabiler und verlustarmer Betrieb möglich (BROCKE 1997, BROCKE und BARTHELS 1998). Es wird apparativer Aufwand eingespart, weil ein Großteil der Leistungselektronik wegfällt; die entsprechenden Energieverluste entfallen. Außerdem wird in PHOEBUS-2 ein Hochdruckelektrolyseur eingesetzt, so daß keine mechanische Prozeßgasverdichtung und keine Pufferspeicher mehr nötig sind (GROEHN 1999).
- PHOEBUS-3: Die Energienutzung wird sowohl auf der Eingangsseite als auch beim Verbrauch erweitert, so daß das System effizienter und umfassender wird (MEURER und BARTHELS 1998). Der Verbraucher wird komplett mit Energie versorgt, d. h. zusätzlich zum Strom auch mit Wärme für Heizung und Warmwasserbereitung. Die Wärmeversorgung erfolgt über eine Wärmepumpe, mit der Umgebungswärme als zusätzliche regenerative Energiequelle eingekoppelt wird. Optional wird die Stromerzeugung durch Windkraft ergänzt.

Im Zusammenhang mit PHOEBUS-2 müssen sowohl die Direktkopplung der Komponenten als auch der Hochdruckelektrolyseur noch in der Praxis erprobt werden. Demgegenüber wird bei PHOEBUS-3 das erprobte System PHOEBUS Jülich um technisch weitgehend ausgereifte Komponenten (Wärmepumpe und Windkraftanlage) erweitert. Deshalb ist dieses Konzept die Basis für die Untersuchungen in dieser Arbeit.

1.2 Inhalt und Ziel der Arbeit

Tabelle 1.1 gibt eine Übersicht von wichtigen Solar-Wasserstoff-Aktivitäten weltweit. Diese Projekte sollten den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger demonstrieren. Dabei wurden einerseits verschiedene Wasserstoff-Anwendungen parallel entwickelt und erprobt, die in unterschiedlicher Weise in die Energiewirtschaft integriert werden können (HYSOLAR, Neunburg vorm Wald). Andererseits wurden komplette Systeme für spezielle Anwendungen installiert und betrieben (PHOEBUS, Freiburg, Schatz, Helsinki). PHOEBUS ist das größte Photovoltaik-Wasserstoff-Komplettsystem und das einzige Projekt, von dem Veröffentlichungen über laufende Aktivitäten bekannt sind.

Tabelle 1.1: Demonstrationsprojekte für Solar-Wasserstoff

<i>Projekt</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Literatur</i>
PHOEBUS Jülich	Autarke Stromversorgung eines Bürogebäudes mit Photovoltaik 15 MWh (elektrisch)/a, 15 kW Spitzenlast	s. Kapitel 1.1
Solar-Wasserstoff Bayern (SWB) Neunburg vorm Wald, Deutschland	Photovoltaik-Elektrolyse Technik zur Wasserstoffanwendung	SZYSKA (1998)
HYSOLAR, Deutschland, Saudi Arabien	Photovoltaik-Elektrolyse Technik zur Wasserstoffanwendung	ABAOUD und STEEB (1998)
Das energieautarke Solarhaus FhG-ISE, Freiburg	Autarke Stromversorgung eines energieoptimierten Wohnhauses mit Photovoltaik 1,1 MWh (elektrisch) +0,9 MWh (thermisch)	STAHL et al. (1997)
SAPHYS ENEA, Italien	Photovoltaik-Wasserstoff-Demonstrationsanlage Elektronische Last: 3 kW PV: 5,6 kW	GALLI und STEFANONI (1997) GALLI et al. (1996)
Schatz Solar Hydrogen Project	Photovoltaik-Wasserstoff-Demonstrationsanlage Aquarien-Belüftung: 0,6 kW	LEHMAN et al. (1997)
Helsinki	Autarke Stromversorgung von elektrischen Anlagen kleines Kompaktsystem, Komponententests: Elektrolyseur 0,2 kW, Brennstoffzelle 0,1 kW, Metallhydridspeicher	VANHANEN et al. (1997)

Die genannten Projekte wurden von theoretischen Arbeiten begleitet, die sich im wesentlichen auf die Modellierung und Simulation der Wasserstoffsysteme konzentrieren. In Tabelle 1.2 ist eine Auswahl dieser Arbeiten aufgelistet.

Tabelle 1.2: Theoretische Arbeiten über autarke Energieversorgungssysteme mit Wasserstoffspeicherung

<i>Titel und Inhalt</i>	<i>Verfasser</i>
Wasserstoff als Energieträger: Technik, Systeme, Wirtschaft	WINTER (1989)
Untersuchung netzunabhängiger Photovoltaikanlagen mit Speichersystemen • PV-Batterie und PV-H₂-Batterie • Energetische Untersuchung mit dynamischer Programmierung • Einfluß der Energiewandler: PV, Elektrolyseur, Brennstoffzelle • Standorteinfluß • Einfluß der Batterie	PÖTTER (1997)
Interaktives Modell für den Betrieb von Photovoltaikanlagen mit Energiespeicherpfaden • Computerprogramm zur Simulation im Kurzzeitbereich (Tageszenario) • Detaillierte Komponentenmodelle, speziell Batterie • Auslegung des elektrischen Netzes	MÜLLER (1997) BECKHAUS et al. (1998)
Zur Steuerung regenerativer Energieversorgungssysteme unter Verwendung von Energiewettervorhersagen	HEINEMANN (1990)
Zur Bestimmung des energetischen Verhaltens regenerativer Elektrizitätsversorgungssysteme unter besonderer Berücksichtigung statistischer Charakteristiken des Windes und der Solarstrahlung • Charakterisierung und Modellierung von meteorologischen Größen • Auswirkung meteorologischer Größen auf autarke Systeme mit H₂-Speichern • Theorie von Speicherprozessen	BEYER (1988)
Strahlungssimulation und Vorhersage der Strahlungsenergie der Sonne zur Regelung solarer Energieversorgungssysteme • Modelle für Solarstrahlung • Nutzen von Vorhersageverfahren für PHOEBUS Jülich	RITZENHOFF (1995)
Stand-Alone Power Systems for the Future • Energietechnische Grundlagen für autarke Systeme • Modellierung und Simulation • Anlagenregelung	ULLEBERG (1998)

Die verschiedenen Einflüsse auf die Systeme und die Varianten der Anlagenkonfiguration werden in allen Arbeiten im wesentlichen unter energetischen Gesichtspunkten bewertet. Die Komponenten werden stets auf der Basis eines simulierten Jahresszenarios dimensioniert. Dabei wird der Speicher so ausgelegt, daß keine Überschüsse verloren gehen. Die Größe der Photovoltaik-Generatoren bzw. Windkraftanlagen ergibt sich aus der Forderung, daß der Wasserstoffspeicher am Ende des Jahresszenarios genauso gefüllt ist, wie am Anfang. Mit

dieser Methode können Photovoltaik- und Windgenerator und Tankvolumen nicht exakt ausgelegt werden, weil folgende Fragen nicht beantwortet werden können:

- Wie viel Wasserstoff-Reserve muß in guten Jahren für schlechte Jahre gebildet werden?
- Ist es sinnvoll, Wasserstoff-Überschüsse im Sommer wegzublasen, um den Tank nicht zu groß auslegen zu müssen?
- Wenn ja: wie groß muß dann der Tank sein und wie viel zusätzliche installierte Leistung wird benötigt?

Diese Fragen können nur durch einen Optimierungsprozeß gelöst werden, bei dem der Anlagenbetrieb in einem langjährigen Zeitraum betrachtet wird und bei dem letztlich die Kosten als Qualitätsfunktion eingesetzt werden müssen. Erst mit einer solchen Auslegungsmethode können verschiedene Anlagenkonfigurationen realistisch bewertet werden.

In dieser Arbeit wird erstmals ein Auslegungsverfahren für alle Komponenten von PHOEBUS-Systemen vorgestellt. Dieses Verfahren basiert auf dynamischer Simulation des Systems mit validierten Modellen von Komponenten mit einem erprobten Energiemanagement. Das Kostenmodell dient als Qualitätsfunktion bei der Systemoptimierung. Es werden keine Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt. Das Kostenmodell wird nicht mit dem Ziel eingesetzt, absolute Zahlenwerte für die Gesamtkosten oder für die Stromgestehungskosten zu berechnen.

In Kapitel 2 wird die Modellbildung für die dynamische Simulation beschrieben. Die Modelle werden in die Kategorien Energiemanagement, d. h. Anlagenregelung, Verbraucher, Komponenten des elektrischen und des thermischen Versorgungsteils sowie meteorologische Daten eingeteilt. Die meteorologischen Daten liegen in stündlicher Auflösung und in exakter zeitlicher Korrelation über 17 Jahre vor und bilden die Grundlage der Anlagenauslegung für den langjährigen Betrieb. Die bewährte Simulation von PHOEBUS Jülich wurde um die Modellierung der thermischen Versorgung erweitert.

Die neue Auslegungsmethode für komplette PHOEBUS-Anlagen wird in dieser Arbeit „Autarkie-Grenzkurven-Verfahren“ genannt. Mit diesem Verfahren ist die kostenoptimale Dimensionierung der Systemkomponenten Photovoltaik, Windkraftanlage, Tanks im Langzeitspeicher, Batterie, Elektrolyseur und Brennstoffzelle für den autarken Betrieb möglich. Die Optimierung erfolgt anhand eines Kostenmodells, mit dem die Simulationsergebnisse eines bestimmten Auslegungsfalls bewertet werden. Die Kosten für die Wandler für erneuerbare Energie und für den Gastank betragen etwa 70 % der Gesamtkosten. Da eine starke Wechselwirkung zwischen den beiden besteht, müssen die Wandler und der Tank gleichzeitig optimiert werden. Die übrigen Komponenten werden einzeln über einfache Sensitivitätsanalysen ausgelegt. In Kapitel 3 wird das Verfahren hergeleitet. Außerdem wird der Basisfall definiert, anhand dessen Systemvergleiche durchgeführt werden können.

Das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren wird in Kapitel 4 zunächst auf den Basisfall angewendet, d. h. die Konfiguration des Speichers bleibt unverändert. Der Hybridbetrieb von Photovoltaik und Windkraftanlagen wird untersucht. Außerdem wird der Einfluß des Wirkungsgrads der Batterie, des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle untersucht.

In Kapitel 5 werden alternative Konzepte für den Langzeitspeicherpfad vorgeschlagen und mit dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren berechnet. Dabei wird auch die Frage behandelt, ob PHOEBUS sinnvoll ohne Batterie ausgelegt werden kann. In diesem Fall übernimmt der Langzeitspeicher die Aufgaben der Batterie. Obwohl sich bei den Alternativen im Langzeitspeicherpfad das Systemverhalten teilweise deutlich verändert (besonders beim batterielosen System), wird die Struktur des Verbrauchers bei allen Varianten beibehalten. Einerseits können die Varianten so unmittelbar verglichen werden, andererseits sind Optimierungspotentiale beim Verbraucher zu berücksichtigen. Diese Arbeit konzentriert sich darauf, ein Auslegungsverfahren für Wasserstoffspeichersysteme zu entwickeln und anzuwenden. In diesem Sinne dient das Modell des Verbrauchers dazu, ein möglichst realistisches Bedarfsprofil für die Simulation zu liefern. Deshalb werden die bauphysikalischen Größen, die Gebäudetechnik sowie die von den Bewohnern abhängigen Lastprofile nicht optimiert.

In Kapitel 6 werden die Varianten miteinander verglichen. Aus den Ergebnissen der beiden vorangegangenen Kapiteln werden allgemeine Aussagen über den Einsatz von Wasserstoffspeichern und über die Perspektiven für PHOEBUS gemacht.

2 Modellbildung

Um die saisonale Speicherung von Wasserstoff in der Energieversorgung untersuchen und charakterisieren zu können, wird eine typische Anwendung betrachtet, die auf der bewährten Technik von PHOEBUS Jülich aufbaut. Entsprechend dem Konzept PHOEBUS-3 wird ein 10-Familien-Niedrigenergiehaus komplett mit Strom und Wärme für Raumheizung und Warmwasser versorgt. Abbildung 2.1 zeigt die wichtigsten Bestandteile und Energieflüsse des PHOEBUS-3-Konzepts. Mit Hilfe der in diesem Kapitel beschriebenen Modellbildung kann die in Abbildung 2.1 nur qualitativ angedeutete Energiebilanz quantitativ berechnet werden. Das Hauptziel dieser Arbeit ist es, ein Verfahren zu entwickeln, mit dem solche Systeme mit vertretbarem Rechenaufwand kostenoptimal ausgelegt werden können (Kapitel 3).

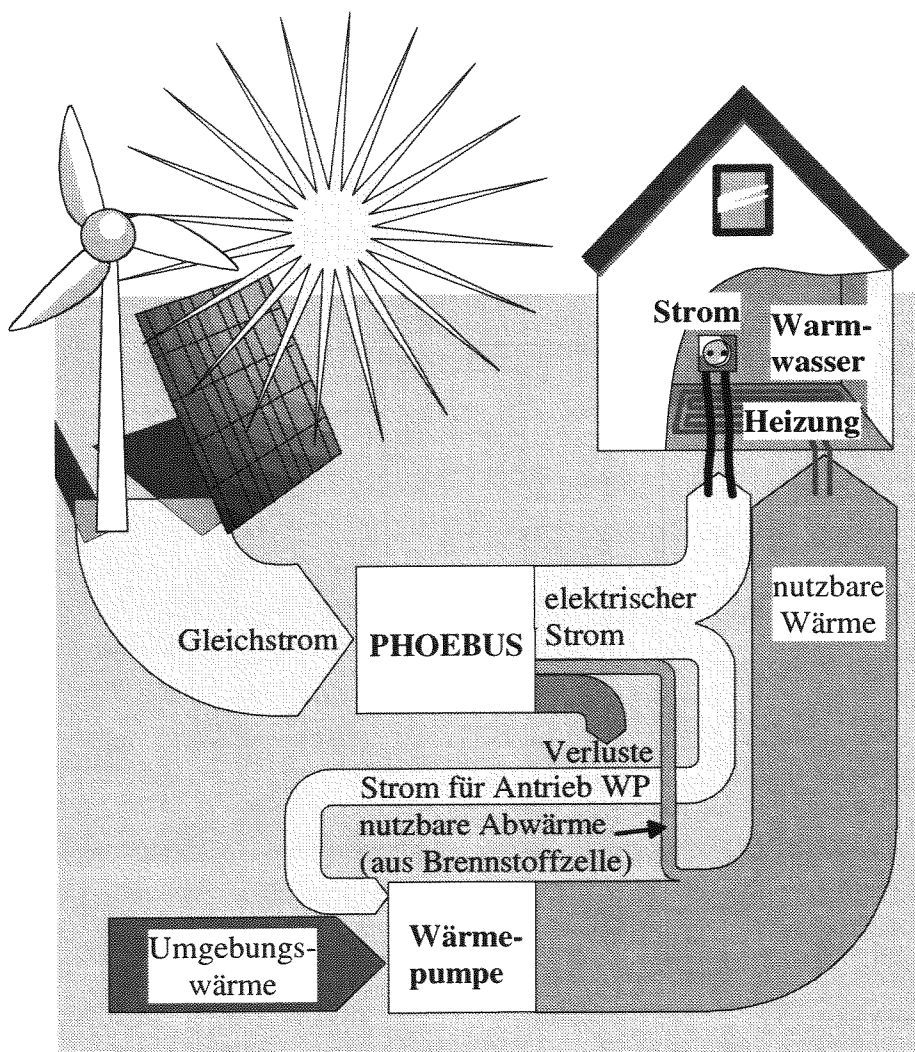


Abbildung 2.1: Energieflüsse für das Konzept PHOEBUS-3

Das Versorgungssystem arbeitet autark, d. h. außer den regenerativen Energieträgern Solarstrahlung, Wind und Umgebungswärme werden keine Brennstoffe eingesetzt. Als Standort wurde das Forschungszentrum Jülich gewählt, da hier eine langjährige meteorologische Datenbasis in hoher zeitlicher Auflösung vorliegt.

Die Energieversorgung eines relativ kleinen Verbrauchers ausschließlich aus regenerativer Energie ist gekennzeichnet durch zeitlich stark schwankende Profile auf der Angebots- und Nachfrageseite, wodurch sich der Systemzustand ständig ändert. Daher müssen diese Systeme mit dynamischer Simulation, d. h. unter Berücksichtigung des zeitlich veränderlichen Verhaltens, untersucht und bewertet werden. In diesem Kapitel wird die Modellierung der in Abbildung 2.1 dargestellten Bestandteile des PHOEBUS-3-Systems dokumentiert. Diese Beschreibung ist aufgeteilt in die Komponenten des elektrischen Versorgungsteils (Kapitel 2.3, siehe „PHOEBUS“ in Abbildung 2.1), des thermischen Versorgungsteils (Kapitel 2.4, siehe „Wärmepumpe“) und den Verbraucher (Kapitel 2.2, als Haus dargestellt). Zunächst wird in Kapitel 2.1 die Modellbildung für das Energiemanagement, d. h. die Anlagenregelung, beschrieben. Außerdem werden die Zeitreihen der Sonnenscheindauer, der Windgeschwindigkeit und der Umgebungstemperatur, die in stündlicher Auflösung von 1982 bis 1998 vorliegen, statistisch ausgewertet. Anhand dieser Dokumentation der meteorologischen Daten kann abgeschätzt werden, inwieweit die in dieser Arbeit dargestellten Ergebnisse auf einen anderen Standort, für den die Daten auch bekannt sind, übertragen werden können.

Das gesamte Modell wurde für die Simulationsumgebung SIMNON („SIMulation of NONlinear Systems“, SSPA 1995 und 1999) geschrieben. Bei CELLIER (1990) und FASOL (1990) sind die Grundlagen der Simulation beschrieben.

2.1 Energiemanagement

Die höchste Ebene der Anlagenregelung wird in PHOEBUS Jülich als Energiemanagement bezeichnet. Es überwacht alle Energieflüsse und Ladezustände der Speicher und gibt die Leistungsanforderung für Brennstoffzelle und Elektrolyseur vor. Hauptregelgröße ist der Ladezustand *SOC* („State of Charge“) der Batterie. Das Energiemanagement ist optimiert, um einen hohen Systemwirkungsgrad und eine hohe Lebensdauer der elektrochemischen Komponenten zu erreichen. (BROCKE und BARTHELS 1993)

Das bewährte Energiemanagement aus PHOEBUS Jülich wird in dieser Arbeit beibehalten. Es wird erweitert um die Regelung des thermischen Versorgungssystems. Der Signalfußplan nach Abbildung 2.2 gibt die regelungstechnische Struktur des modellierten Systems wieder. Das Energiemanagement EMA gibt Leistungen bzw. Zustände von Komponenten vor, so daß sich das Gesamtsystem stets in einem zulässigen Betriebszustand befindet. Die Regelung des Heizsystems (EMAWP) ist dem Energiemanagement EMA untergeordnet.

Der Batterieladezustand *SOC* wird vom Energiemanagement durch Vorgabe der Betriebszustände von Elektrolyseur und Brennstoffzelle in vorgegebenen Grenzen gehalten. Für die Simulationsrechnungen werden die entsprechenden Schaltschwellen und Hysteresen ganzjährig konstant gehalten. Die Elektrolyse wird nach Möglichkeit, d. h. in ihrem zulässigen Leistungsbereich, so betrieben, daß der Batteriestrom zu Null wird. Die Leistung „gleitet“ also entsprechend dem aktuellen Überschuß, man spricht auch vom „float“-Betrieb. Die Leistung der Brennstoffzelle wird auf einen konstanten Wert gesetzt, da in Simulationsläufen mit „float“-Betrieb unerwünschte Schwingungen wegen der Kopplung an das Heizsystem auftreten.

Zum Schutz der Batterie vor zu hohen Ladezuständen und den damit verbundenen Verlusten durch Gasung, sind über der beschriebenen Schaltschwelle für regulären Betrieb der Elektrolyse noch zwei weitere Schaltschwellen vorgesehen. Zunächst wird bei deutlich zu hohem Ladezustand *SOC* der Elektrolyseur mit Vollast gefahren, bis die entsprechende Hysterese durchlaufen ist. Da der Elektrolyseur aus Kostengründen nicht für Spitzenleistungen der Photovoltaik-Generatoren ausgelegt ist, kann es vorkommen, daß *SOC* trotz Vollastbetrieb des Elektrolyseurs noch ansteigt. In der Simulation wird dieser Überschuß in ein fiktives Netz eingespeist (dritte Schaltschwelle zum Schutz der Batterie vor Vollaumladung).

Für die Brennstoffzelle gibt es ebenfalls zwei Betriebsarten: normalerweise wird sie bei hohem Wirkungsgrad im Teillastbereich betrieben. Bei deutlich zu geringem *SOC* wird die Batterie durch Vollastbetrieb der Brennstoffzelle vor langanhaltender Tiefentladung geschützt.

Das Energiemanagement regelt außerdem den Druck der Prozeßgase in den Pufferspeichern durch Ein- und Ausschalten der mechanischen Verdichter. Im realen System übernimmt das EMA zusätzlich Überwachungs- und Kontrollfunktionen.

Im Signalflußplan ist die Wärmepumpe detailliert mit ihren Komponenten Verdichter, Verdampfer, Kondensator und Verdichterantrieb dargestellt. Mit diesem Modell können spezielle Untersuchungen mit unterschiedlichen Betriebsarten, etwa der Verdichterbetrieb mit variabler Drehzahl, durchgeführt werden. Diese Arbeit konzentriert sich auf die Auslegung des Wasserstoff-Speichersystems. Für diesen Zweck kann die Wärmepumpe als zusätzlicher elektrischer Verbraucher angesehen werden, der lediglich das Lastprofil beeinflußt. Wenn das Gesamtsystem Wärmepumpe nicht verändert wird, kann das Modell zu einem einzigen Modul zusammengefaßt werden, das die Kennlinien für elektrische und thermische Leistung bei vorgegebenen Temperaturen der Wärmesenke und Wärmequelle enthält (siehe Kapitel 2.4.1).

2.2 Verbraucher

Die Modellierung des thermischen und elektrischen Energiebedarfs dient dazu, möglichst realistische Lastprofile für die Simulation des PHOEBUS-3 Energieversorgungssystems bereitzustellen. Die Modelle bestehen einerseits aus bekannten Datensätzen, die das energierelevante Verhalten der Personen im Gebäude beschreiben. Andererseits wurden Modelle anhand von bekannten bauphysikalischen Grundlagen entwickelt. Die genaue Gebäudekonstruktion wird nicht vorgegeben, vielmehr sollen die verwendeten Energiekennwerte als Anforderung an den Architekten gestellt werden, der darüber hinaus freie Gestaltungsmöglichkeiten hat. Die Modellparameter sind so eingestellt, daß die Energiekennwerte (z. B. der Jahresheizwärmebedarf), die sich aus der Simulation von Jahreszenarien ergeben, heute im modernen Wohnungsbau ohne weiteres erreicht werden können.

Der Modell-Verbraucher ist ein Mehrfamilien-Niedrigenergiehaus mit 10 Wohnungen à 90 m² Wohnfläche und insgesamt 23 Bewohnern.

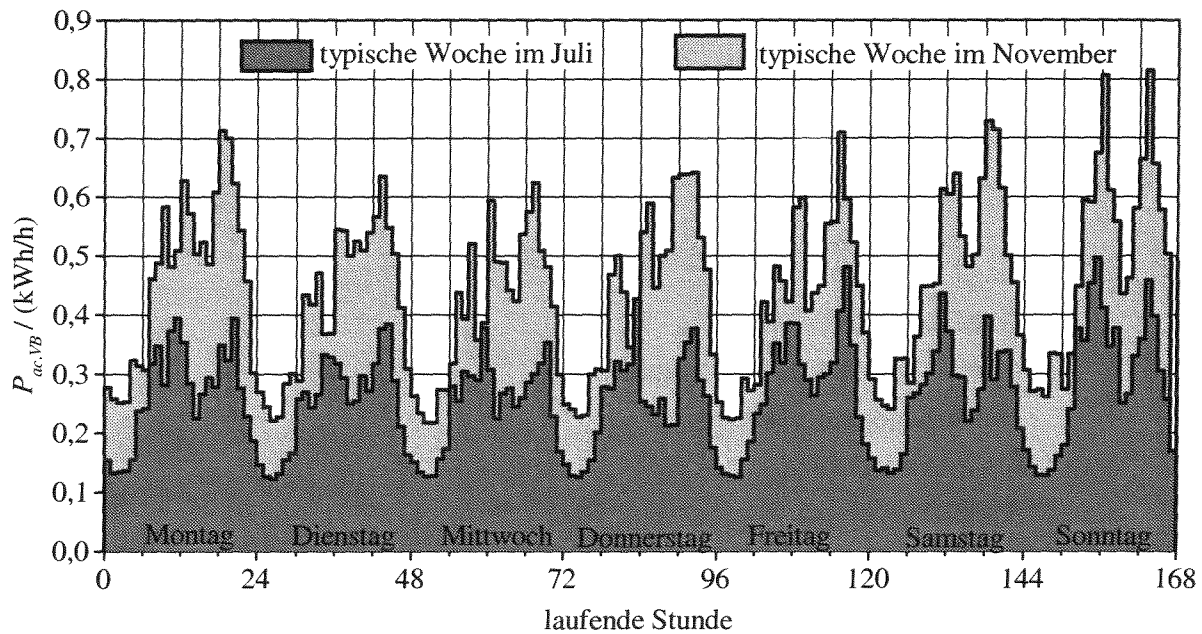
2.2.1 Elektrizität

Der elektrische Verbrauch eines durchschnittlichen Haushaltes wird wie folgt aus Messungen an einem realen Objekt und aus Literaturangaben entwickelt: Das Lastprofil im Winter (1.-13. Woche und ab 40. Woche) ist eine Durchschnittswoche im November 1996 nach der Messung von SACKMANN (1997) an einem Mehrfamilienhaus in Jülich. Das Lastprofil im Sommer (14.-39. Woche) ist eine entsprechende Durchschnittswoche im Juli 1997. Diese Durchschnittswochen wurden so skaliert, daß maximale und minimale Leistung zu Jahresanfang und zu Jahresmitte mit den Werten der charakteristischen Winter- bzw. Sommerwoche nach UNGER und MOHR (1993) übereinstimmen. Die Autoren stützen sich bei der Erstellung charakteristischer Wochenlastprofile im Sommer und Winter auf eine umfassende Studie von DÜRWall et al. (1985) über den bundesdeutschen Elektrizitätsverbrauch im Jahr 1982, und sie zeigen, daß die damals ermittelten Ergebnisse heute noch gültig sind. Auf die aus den Messungen von SACKMANN erstellten Lastprofile trifft die Charakterisierung von UNGER und MOHR gut zu.

Die in Abbildung 2.3 dargestellten Wochenprofile treten im Modell-Jahresverlauf in der 1. bzw. in der 27. Woche auf. Dazwischen wird die Leistung so skaliert, daß sich ein cos-förmiger Verlauf ergibt. Dieses Jahreslastprofil ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Es ergibt sich ein Jahresverbrauch von 3 MWh pro Haushalt.

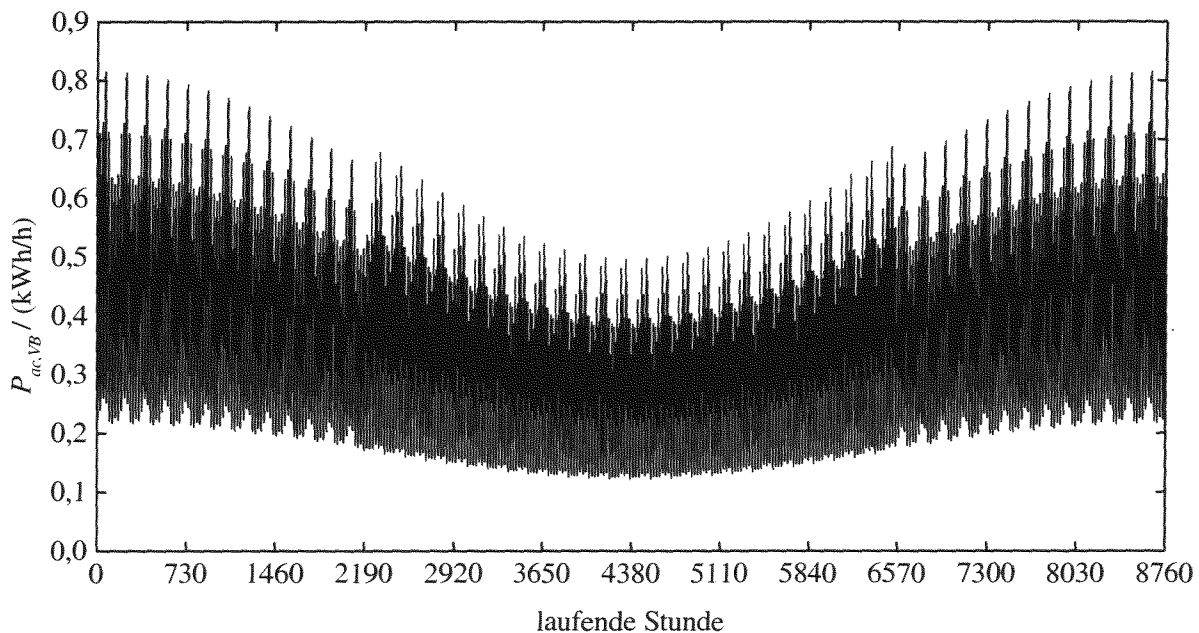
UNGER und MOHR beziehen ihre Ergebnisse auf einen Durchschnittshaushalt von 80 m² und 2,2 Personen in 1982 bzw. 86,5 m² und 2,3 Personen in 1992. MÜGGE (1993) gibt für einen Durchschnittshaushalt 1989 mit 81,8 m² und 2,3 Personen einen Stromverbrauch von 3,4 MWh/a an. Aufgrund dieser Angaben wird der „Auslegungs-Haushalt“ in dieser Arbeit zu 90 m² und 2,3 Personen festgelegt, wobei entsprechend der allgemeinen Tendenz die

Wohnfläche etwas über dem Durchschnitt von 1992 gewählt ist. Für den PHOEBUS-3-Modellverbraucher wird ein unterdurchschnittlicher Stromverbrauch angenommen (3 MWh/a, s. o.), weil angesichts des sehr aufwendigen und hocheffizienten Energieversorgungssystems auch auf der Verbraucherseite sparsamer Umgang mit Strom gefordert ist.



Die typischen Wochenprofile wurden aus Messungen an einem realen Objekt ermittelt und mit den Werten von UNGER und MOHR (1985) abgeglichen.

Abbildung 2.3: Elektrischer Verbrauch im Haushalt, charakteristische Woche



Dieses Lastprofil in Stundenschritten wird in der Simulation als Eingangsgröße (Störgröße für das System) verwendet

Abbildung 2.4: Elektrischer Verbrauch im Haushalt, Jahresverlauf

2.2.2 Heizwärme

Der Heizwärmebedarf entspricht dem Standard für Mehrfamilien-Niedrigenergiehäuser von $55 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (FEIST und KLIEN 1989). Bei zehn Wohnungen mit je 90 m^2 Wohnfläche ergibt sich der resultierende Jahresenergieverbrauch zu $49,5 \text{ MWh}$. Der Lastgang des Wärmeverbrauchs wird mit dem thermischen Modell des Verbrauchers aufgrund der momentanen Außentemperatur und der Fremdwärmegewinne ermittelt.

Die Wärmeverluste setzen sich zusammen aus dem Transmissionswärmebedarf und dem Lüftungswärmebedarf. Nach DIN 4701 (1983) gilt für die Verluste durch Transmission:

$$\dot{Q}_T = k A (\vartheta_i - \vartheta_a) \quad \text{Gl. 2.1}$$

mit $\dot{Q}_T$ Transmissionswärmestrom
 k Wärmedurchgangskoeffizient
 A Außenfläche des Gebäudes
 ϑ_i Innentemperatur
 ϑ_a Außentemperatur

Der Gesamtwärmeübergangskoeffizient k enthält den Wärmeübergang durch Strahlung und Konvektion. Daher sind in den verwendeten Temperaturen ϑ_i und ϑ_a jeweils die Lufttemperatur und die Strahlungstemperatur der Umgebung berücksichtigt. Nach DIN 4701 (1983) wird für die Innentemperatur ϑ_i eine „empfundene Temperatur“ eingesetzt, die sowohl die Umgebungslufttemperatur als auch die mittlere Umgebungsflächentemperatur berücksichtigt. Die Innentemperatur beträgt für die Simulation auf der gesamten beheizten Wohnfläche $\vartheta_i = 20 \text{ °C}$. Für die Außentemperatur, die sich aus Lufttemperatur und Strahlungstemperatur zusammensetzt, wird die stündlich gemessene Außenlufttemperatur in 2 m Höhe eingesetzt. MÜGGE (1993) zeigt, daß diese Vereinfachung zulässig ist, weil sich bei Betrachtung längerer Zeiträume die dabei auftretende Über- bzw. Unterschätzung der momentanen Strahlungstemperatur kompensiert.

Setzt man einen konstanten Luftwechsel voraus, dann können die momentanen Wärmeverluste durch Lüftung $\dot{Q}_L$ analog zu Gleichung 2.1 in Abhängigkeit von Innentemperatur und Außenlufttemperatur angesetzt werden:

$$\dot{Q}_L = f_L (\vartheta_i - \vartheta_a) \quad \text{Gl. 2.2}$$

mit f_L Proportionalitätsfaktor für Lüftungsverluste

Die gesamten Wärmeverluste $\dot{Q}_V$ sind entsprechend den Gleichungen 2.1 und 2.2 also proportional zur Temperaturdifferenz Innenraum-Umgebungsluft:

$$\dot{Q}_V = \dot{Q}_T + \dot{Q}_L = (k A + f_L) (\vartheta_i - \vartheta_a) = f_{V,th} (\vartheta_i - \vartheta_a) \quad \text{Gl. 2.3}$$

mit: $f_{V,th}$ Wärmeverlustkoeffizient, berücksichtigt Transmission und Lüftung

Die Fremdwärmegewinne resultieren aus inneren Wärmequellen und aus solarer Einstrahlung auf transparente Flächen der Gebäudehülle. Nach MÜGGE (1993) setzen sich die inneren Wärmequellen aus den Anteilen Elektrogeräte (50 %), Personen (29 %) und Warmwasserbereitung (21 %) zusammen. Für die Simulation wird angenommen, daß die Ganglinie der inneren Wärmeproduktion $\dot{Q}_{G,i}$ gut mit dem Stromverbrauch $P_{ac,VB}$ korreliert:

$$\dot{Q}_{G,i} = f_{G,i} P_{ac,VB} \quad \text{Gl. 2.4}$$

mit: $f_{G,i}$ Proportionalitätsfaktor für die Gewinne durch innere Wärmequellen

Zur Simulation der Wärmegewinne durch solare Einstrahlung $\dot{Q}_{G,sol}$ wird vereinfachend angenommen, daß die transparenten Flächen der Gebäudehülle dieselbe Ausrichtung wie die Photovoltaik-Felder haben. $\dot{Q}_{G,sol}$ ist dann proportional zur Globalstrahlung auf die Photovoltaik-Fläche (Süd 50°), und es kann dieselbe Zeitreihe P_{sol} für die solaren Wärmegewinne wie auch für die Photovoltaik-Generatoren benutzt werden:

$$\dot{Q}_{G,sol} = f_{G,sol} P_{sol} \quad \text{Gl. 2.5}$$

mit: $f_{G,sol}$ Proportionalitätsfaktor für die Gewinne durch solare Einstrahlung

Das thermische Verhalten wird mittels der Wärmebilanz um das Gebäude mit der effektiven Wärmekapazität C_{GEB} abgebildet:

$$C_{GEB} \frac{d\vartheta_R}{dt} = \dot{Q}_H + \dot{Q}_{G,i} + \dot{Q}_{G,sol} - \dot{Q}_V \quad \text{Gl. 2.6}$$

mit: ϑ_R momentane Raumtemperatur im Gebäude

$\dot{Q}_H$ momentane Leistung des Heizsystems

$\dot{Q}_G$ momentane Fremdwärmegewinne, siehe Gleichungen 2.4 und 2.5

$\dot{Q}_V$ momentane Wärmeverluste, siehe Gleichung 2.3

Richtwerte für die Wärmekapazität von Gebäuden sind in VDI 3808 (1993) über die Abkühlzeitkonstante τ angegeben. Diese errechnet sich, indem man Gleichung 2.6 auf den Quotienten aus Norm-Wärmebedarf $\dot{Q}_N$ zu Auslegungstemperaturdifferenz $\Delta\vartheta_A$ bezieht:

$$\underbrace{\frac{\Delta\vartheta_A}{\dot{Q}_N} C_{GEB}}_{\tau} \frac{d\vartheta_R}{dt} = (\dot{Q}_H + \dot{Q}_{G,i} + \dot{Q}_{G,sol} - \dot{Q}_V) \frac{\Delta\vartheta_A}{\dot{Q}_N} \quad \text{Gl. 2.7}$$

Bei Niedrigenergiehaus-Bauweise sind die Fremdwärmegewinne gleich groß wie der Heizwärmebedarf, der über das Heizsystem gedeckt wird (ROUVEL 1992). HAUSLADEN et al. (1993) geben die nutzbaren internen Wärmegewinne im Niedrigenergiehaus zu 25 kWh/m²a an. Für die Simulation werden die Modellparameter $k_{V,th}$, $f_{G,i}$ und $f_{G,sol}$ so eingestellt, daß im langjährigen Mittel gilt:

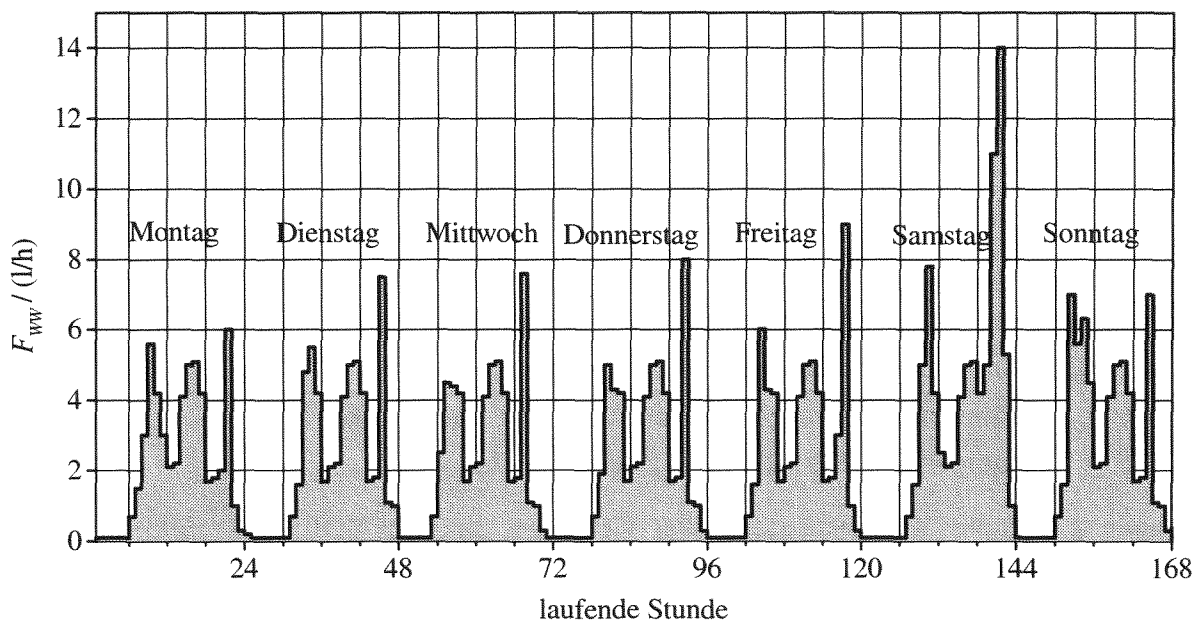
$$\dot{Q}_{G,i} = \dot{Q}_{G,sol} = \frac{1}{2} \dot{Q}_H \quad \text{Gl. 2.8}$$

mit: Q_H Jahres-Wärmelieferung durch Heizsystem
 $Q_{G,i}$ Jahres-Wärmegewinn durch innere Wärmequellen
 $Q_{G,sol}$ Jahres-Wärmegewinn durch solare Einstrahlung

2.2.3 Warmwasser

Zur Warmwasserbereitung schaltet die Heizungswärmepumpe auf einen Warmwasserspeicher um.

Der Energie- und Wasserbedarf wird nach VDI 2067 Blatt 4 (1982) bestimmt. Bei einer Warmwassertemperatur von 45 °C beträgt danach der mittlere Bedarf 45 l pro Person und Tag. Für das Zehn-Parteien-Mehrfamilienhaus ergibt sich die Nutzwärme zur Erwärmung des tatsächlich verbrauchten Wassers zu ca. 16 MWh pro Jahr. Die Wärmeverluste durch Zirkulation und Aufheizen der Leitungen werden mit 15 kWh pro Tag angesetzt. Für die Speicherverluste werden Angaben nach PFITZNER und SCHÄFER (1992) verwendet: danach hat ein sehr gut isolierter 4000 l-Speicher einen Verlust von 10 W/K.



F_{WW} : stündlich gezapfte Warmwassermenge

Abbildung 2.5: Warmwasserverbrauch, charakteristische Woche

Für die Simulation des aktuellen Warmwasserverbrauchs wird eine charakteristische Woche mit Stundenwerten verwendet. Dieses in Abbildung 2.5 dargestellte Profil wurde anhand der Beschreibungen von BOUILLON (1982) und VDI 2067 (1982) erstellt. Diese charakteristische Woche wird unverändert über den gesamten Jahresverlauf verwendet.

In der Jahresbilanz müssen 24,4 MWh für die Warmwasserbereitung aufgewendet werden. Das Verhältnis von Nutzwärme zu Wärmearaufwand beträgt also $16/25 = 0,62$ und liegt damit im Bereich der Beispielrechnungen nach VDI 2067.

Für den aktuellen Warmwasserbedarf kann alternativ der von LOOSE (1991) ermittelte Tagesgang angesetzt werden.

2.3 Komponenten des elektrischen Versorgungsteils

PHOEBUS ist prinzipiell ein Versorgungssystem für elektrische Energie. Deswegen werden dem elektrischen Versorgungsteil die Komponenten Batterie, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Gasspeicherpfad und Leistungselektronik zugeordnet. Diese Arbeit konzentriert sich auf die Analyse und Optimierung dieses elektrischen Versorgungssystems. Der Energieeintrag aus Photovoltaik und Windkraft sowie der Verbraucher sind im Sinne der Regelungstechnik Störgrößen für PHOEBUS. In diesen Bereichen werden keine technischen Änderungen vorgenommen und sie werden nicht speziell untersucht. Die Modelle von Photovoltaik-Generator und Windkraftanlage werden hier trotzdem beschrieben, weil sie stark mit dem Speichersystem verknüpft sind.

2.3.1 Photovoltaik

Zur Simulation des Photovoltaik-Generators wird ein Ein-Dioden-Modell verwendet. Mit diesem Modell wird heute fast standardmäßig das Strom/Spannungsverhalten von Solarzellen beschrieben, wobei auch zwei oder mehr Dioden im Ersatzschaltbild angenommen werden können, wenn hohe Genauigkeit gefordert ist. Dies ist der Fall, wenn einzelne Photovoltaik-Zellen zu simulieren sind. Von BROCKE (1997), SCHEIBLE (1996) und ULLEBERG (1998) wurde gezeigt, daß das Ein-Dioden-Modell für energetische Simulationen und Bilanzierungen besser geeignet ist, als das Zwei-Dioden-Modell, weil der höhere Aufwand für die Parameteranpassung nicht durch bessere Ergebnisse gerechtfertigt ist. Abbildung 2.6 und Gleichung 2.9 beschreiben eine einzelne Photovoltaik-Zelle. Der gesamte Photovoltaik-Generator, im folgenden auch Photovoltaik-Feld genannt, besteht aus n_{str} parallelgeschalteten Strings, die wiederum jeweils aus n_{zellen} in Reihe geschalteten einzelnen Zellen bestehen. Die wesentlichen Komponenten und Größen des Ein-Dioden-Modells sind:

- Klemmenstrom I und Klemmenspannung U
- Photostrom I_{ph}
- Diode, Diodenstrom I_d und Diodenspannung U_d
- Shuntwiderstand R_p und Leckstrom I_{rp}
- Serienwiderstand R_s

Aus dem Ersatzschaltbild in Abbildung 2.6 ergibt sich nach der Knotenregel die Gleichung 2.9 für die Ströme I , I_{ph} , I_d und I_{rp} . Die Gleichung kann nicht explizit nach dem Klemmenstrom I aufgelöst werden, da I sowohl als linearer Term als auch im Exponenten

des Diodenstroms I_d (über U_d) auftritt. In der Simulation führt dies zu einer sog. algebraischen Schleife, die durch ein Verzögerungsglied unterbrochen werden muß.

$$I = \underbrace{K_0 g (1 + \beta_0 (T_{fld} - 273,16 \text{ K}))}_{I_{ph}} + \underbrace{K_1 T_{fld}^3 \exp\left(\frac{U_g}{U_t}\right) \left(\exp\left(\frac{U_d}{U_t}\right) - 1\right)}_{I_d} - \underbrace{\frac{U_d}{R_p}}_{I_{rp}} \quad \text{Gl. 2.9}$$

mit:	$U_d = U + I R_s$	Diodenspannung
	U	Klemmenspannung
	$U_t = k T_{fld} / e$	Temperaturspannung
	k	Boltzmann-Konstante ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)
	e	Elementarladung ($1,602 \cdot 10^{-19} \text{ As}$)
	T_{fld}	absolute Temperatur des Felds
	U_g	Bandabstand Silizium (1,17 eV)
	g	Einstrahlung
	I, I_{ph}, I_d, I_{rp}	siehe oben

Die folgenden Größen wurden von GROEHN (1995) und BROCKE (1997) an PHOEBUS-Messungen angepaßt:

R_s	Serienwiderstand ($0,0145 \, \Omega$)
R_p	Shuntwiderstand ($10 \, \Omega$)
K_0	Konstante ($2,574 \cdot 10^{-3} \text{ A/(W/m}^2\text{)}$)
K_1	Konstante (690 1/K^3)

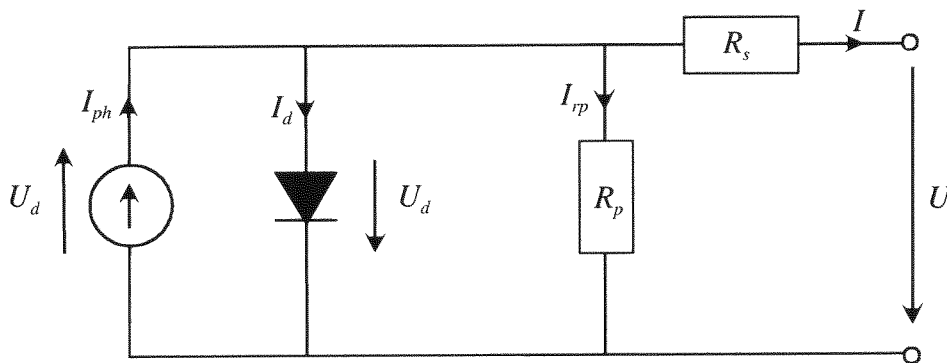


Abbildung 2.6: Ersatzschaltbild der Photovoltaikzelle

Die Feldtemperatur T_{fld} hat einen deutlichen Einfluß auf den Photostrom I_{ph} und über die Temperaturspannung U_t auch auf den Diodenstrom. Sie wird mit einem einfachen Ansatz nach KARL (1984) mit experimentell ermittelten Parametern aus der Temperatur der Umgebungsluft T_u und der Globalstrahlung g auf die geneigte Fläche berechnet (Gleichung 2.10).

$$T_{fld} = -2 + 1,02 T_u + 0,03 g + 273,16 \text{ K} \quad \text{Gl. 2.10}$$

Untersuchungen von ULLEBERG (1998) zeigen, daß detailliertere thermische Modelle des Photovoltaik-Felds, bei denen die thermische Trägheit berücksichtigt wird, bei Simulationen über längere Zeiträume nicht zu genaueren Ergebnissen führen, weil die thermischen Zeitkonstanten gegenüber der Simulationsschrittweite (üblicherweise eine Stunde) klein sind.

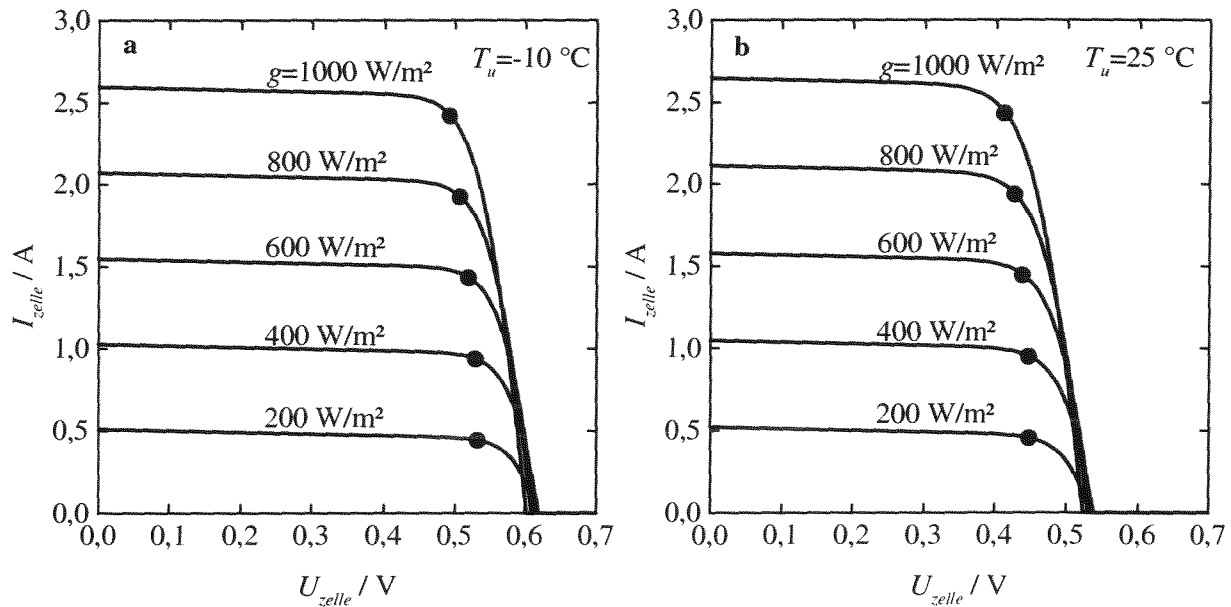
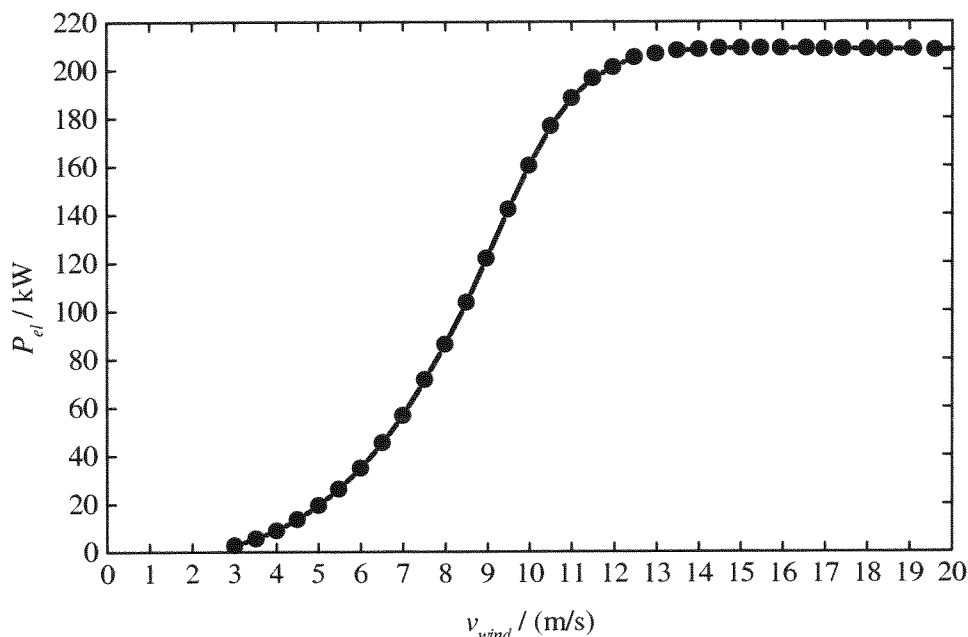


Abbildung 2.7: Kennlinien der Photovoltaikzelle a) für $T_u = -10\text{ °C}$; b) für $T_u = 25\text{ °C}$

Abbildung 2.7 zeigt Kennlinien einer Solarzelle, wie sie in PHOEBUS Jülich betrieben wird (Fa. FLAGSOL, monokristallines Silizium, aktive Zellfläche 100 cm^2). Für Zellspannungen $U_{zelle} < U_{MPP}$ ist der Zellenstrom I_{zelle} fast unabhängig von U_{zelle} , und der Zellenstrom ist praktisch proportional zur Einstrahlung g . Der Vergleich von Abbildung 2.7a und b verdeutlicht den Einfluß der Umgebungstemperatur T_u : bei $T_u = -10\text{ °C}$ beträgt die MPP-Spannung etwa $0,51\text{ V}$, dagegen liegt U_{MPP} bei $T_u = 25\text{ °C}$ nur noch bei $0,42\text{ V}$. Dabei bleiben die MPP-Ströme nahezu unverändert. Wenn die Solarzelle immer im MPP betrieben wird, dann verringert sich also der Wirkungsgrad um etwa 20% bei Erhöhung der Umgebungstemperatur von $T_u = -10\text{ °C}$ auf $T_u = 25\text{ °C}$. In Abbildung 2.7 ist zu beachten, daß nicht, wie üblich, die Zelltemperatur bei unterschiedlicher Einstrahlung konstant gehalten wurde, sondern die Temperatur der Umgebungsluft. Es ist also das Verhalten der Photovoltaik unter den realen Betriebsbedingungen (Umgebungstemperatur und Einstrahlung) dargestellt. Daher wandern die MPP-Spannungen mit stärkerer Einstrahlung nach links, und nicht nach rechts, wie dies bei konstanter Zelltemperatur der Fall ist. Abbildung 2.7 zeigt also Ergebnisse des kombinierten thermischen und elektrischen Modells der Solarzelle unter realen Betriebsbedingungen.

2.3.2 Windkraftanlage

Es wird die Kennlinie einer ENERCON E-30 Windkraftanlage verwendet. Abbildung 2.8 zeigt die elektrische Leistung P_{el} am Ausgang des Wechselrichters in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (vermessen durch DEWI 1996, aus BWE 1997). Es wird mit der Windgeschwindigkeit in 50 m Nabenhöhe gerechnet. Am Standort Forschungszentrum Jülich ist dies 30 m über der Baumhöhe. Bei der Anlagenauslegung wird zunächst die installierte Leistung basierend auf der angegebenen Kennlinie kontinuierlich skaliert. Die optimale Größe, die vom Auslegungsverfahren geliefert wird, ist die Basis für die Auswahl einer marktgängigen Windkraftanlage.



P_{el} : Wirkleistung am Ausgang des 440 V-Wechselrichters
Messung der Kennlinie durch DEWI 1996

Abbildung 2.8: Kennlinie einer Enercon E-30 Windkraftanlage

2.3.3 Batterie

In PHOEBUS Jülich wird seit 1994 eine Batterie aus Bleiakkus des Typs 12 OCSM 1380 der Firma HAGEN BATTERIE AG kontinuierlich erfolgreich betrieben (MEURER et al. 1999). Die 110 Einzelzellen haben eine Kapazität von 1380 Ah, was bei der Nennspannung von 220 V einer Energie von 303 kWh entspricht. Aufgrund der positiven Erfahrung mit diesem Batterietyp soll dieser auch in fortschrittlichen PHOEBUS-Systemen eingesetzt werden. Für energetische Untersuchungen über das Langzeitverhalten von PHOEBUS Jülich hat sich ein quasistatisches Modell von SAUPE (1993) bewährt, das von BROCKE in die PHOEBUS-Simulation mit SIMNON implementiert wurde. Die Modellparameter für die im folgenden beschriebenen Größen Gleichgewichtsspannung U_{equ} und Gasungsstrom I_{gas} gehen auf Messungen an der PHOEBUS-Batterie zurück.

Die wesentlichen Modellgrößen sind im Ersatzschaltbild der Batterie nach Abbildung 2.9 dargestellt. Dies sind die vom Ladungszustand SOC abhängige Gleichgewichtsspannung U_{equ} , die vom Ladungszustand und von Klemmenstrom I_{zelle} abhängige Polarisationsüberspannung U_{pol} und der von der Zellenspannung U_{zelle} , der Zelltemperatur T_{zelle} und der Zellenkapazität C abhängige Gasungsstrom I_{gas} . In der Simulation werden aus dem Batteriestrom I_{zelle} als Eingangsgröße die Ausgangsgrößen U_{zelle} und SOC berechnet.

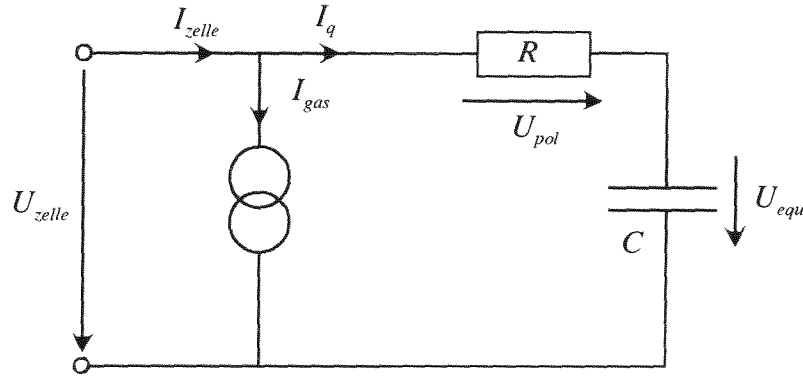


Abbildung 2.9: Ersatzschaltbild der Batterie

Die Klemmenspannung der Einzelzelle U_{zelle} ergibt sich als Summe der Gleichgewichtsspannung U_{equ} und der Polarisationsspannung U_{pol} :

$$U_{zelle} = U_{equ} + U_{pol} \quad \text{Gl. 2.11}$$

Die Gleichgewichtsspannung stellt sich ein, wenn die Batterie über längere Zeit ohne Strombelastung bleibt. Es wird ein linearer Zusammenhang U_{equ} und SOC angesetzt:

$$U_{equ} = U_{equ,0} + U_{equ,1} SOC / 100 \quad \text{Gl. 2.12}$$

mit: $U_{equ,0}$ Gleichgewichtsspannung bei $SOC = 0$
 $U_{equ,1}$ Gradient der Gleichgewichtsspannung

Die Polarisationsspannung verhält sich unterschiedlich bei Laden oder Entladen der Batterie. Daher werden für beide Fälle unterschiedliche Ansätze gemacht, die U_{pol} in Abhängigkeit des normierten Batteriestroms $I_{q,norm} = |I_q / I_{10}|$ und SOC beschreiben:

- Laden, Index ch :

$$U_{pol,ch} = U_{ch} a_{ch} \left[1 - \exp\left(-\frac{I_{q,norm}}{b_{ch}}\right) + c_{ch} I_{q,norm} \right] \quad \text{Gl. 2.13}$$

mit: U_{ch} Konstante
 a_{ch}, b_{ch}, c_{ch} Koeffizienten, berücksichtigen SOC

- Entladen, Index dch :

$$U_{pol,dch} = U_{dch} \underbrace{\left[1 - \exp\left(-\frac{I_{q,norm}}{b_{dch}}\right) + c_{dch} I_{q,norm} \right]}_{f_{dch}} \underbrace{\left[1 + (g_{100} - 1) \exp\left(-\frac{SOC - 100}{k_{100}}\right) \right]}_{g_{dch}} \quad \text{Gl. 2.14}$$

mit: U_{dch} Konstante
 b_{dch}, c_{dch} Koeffizienten, berücksichtigen SOC
 f_{dch} Koeffizient, berücksichtigt Klemmenstrom
 g_{dch} Koeffizient, berücksichtigt SOC
 g_{100}, k_{100} Fitparameter

Der Klemmenstrom I_{zelle} teilt sich entsprechend dem Ersatzschaltbild in der Batterie in den Gasungsstrom I_{gas} und den Ladestrom I_q auf: $I_{zelle} = I_{gas} + I_q$. Die Gasung ist bei Bleisäureakkus unvermeidlich, da die Zersetzungsspannung der Wasserreaktion stets niedriger als die Zellspannung ist. Sie wird nach SCHÖNER (1988) in Abhängigkeit von der Zelltemperatur T_{zelle} und von der Zellspannung beschrieben (siehe auch Abbildung 2.10b):

$$I_{gas} = I_{10} g_0 \exp\left(\frac{U_{zelle}}{g_1} - \frac{g_2}{T_{zelle}}\right) \quad \text{Gl. 2.15}$$

mit $g_{0,2}$ Fitparameter

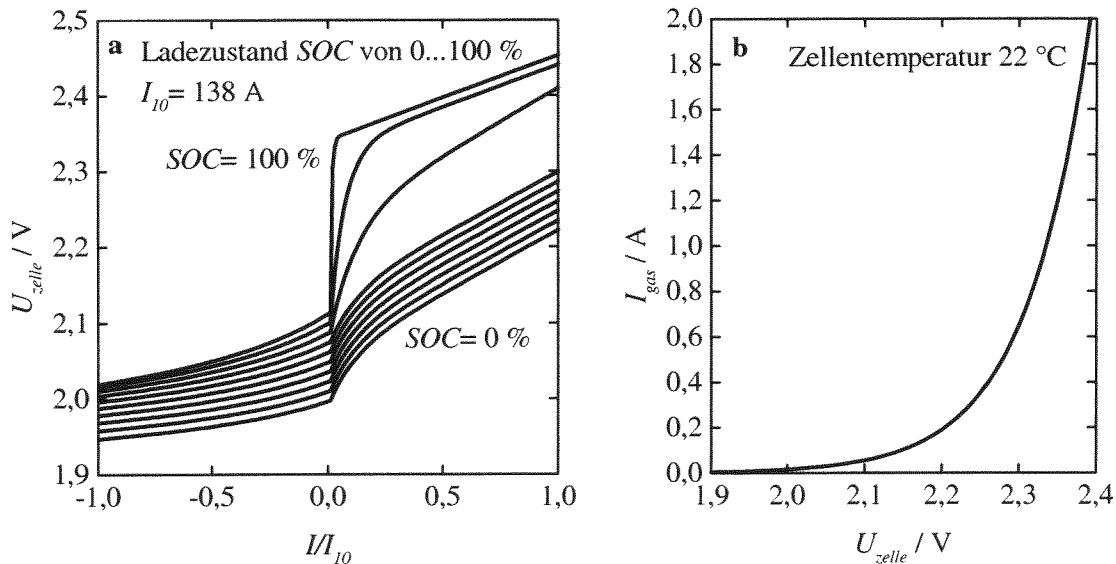


Abbildung 2.10: Modell der Batterie: a) quasistatische U/I -Charakteristik; b) Gasungsstrom

Der Ladezustand der Batterie ergibt sich aus dem Integral des Ladestromes über den Zeitraum t_0 bis t_1 beim Anfangsladezustand SOC_0 :

$$SOC = SOC_0 + 100/Q_{bat,nom} \int_{t_0}^{t_1} I_q dt \quad \text{Gl. 2.16}$$

Typisch für das Batteriemodell ist das starke Ansteigen der Polarisationsspannung gegen Ladungsende (Abbildung 2.10a).

Es ist zu beachten, daß das Modell speziell für die Simulation der Batterie unter PHOEBUS-Betriebsbedingungen abgestimmt ist (Zeitschrittweite in der Größenordnung von einer Stunde) und daher nur für entsprechende Zwecke eingesetzt werden sollte. Insbesondere wird im beschriebenen Modell die Zelltemperatur nur im Gasungsmodell berücksichtigt, obwohl sie auch einen Einfluß auf das Polarisationsverhalten hat. Es wird also eine konstante Betriebstemperatur vorausgesetzt, wie dies bei Innenaufstellung der Fall ist.

2.3.4 Elektrolyseur

Der Elektrolyseur ist über den Tiefsetzsteller an die Gleichstromschiene angeschlossen. Dieser regelt die elektrische Leistung auf den vom Energiemanagement vorgegebenen Sollwert. Entsprechend dem Signalfußplan (Abbildung 2.2) wird für die Simulation ein Modell benötigt, das die Gasproduktion $F_{H_2,ELY}$ bzw. den energetischen Wirkungsgrad η_{ELY} in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung des Elektrolyseurs $P_{dc,ELY}$ angibt. Die hierzu verwendeten Wirkungsgrad-Kennfelder sind in Abbildung 2.11 in der Form

$$\eta_{ELY} = \frac{P_{H_2,ELY}}{P_{dc,ELY}} = \eta_{ELY}(P_{dc,ELY}, T_{EB}) \quad \text{Gl. 2.17}$$

mit: $P_{H_2,ELY}$ Enthalpiestrom des produzierten Wasserstoffs (Brennwert)

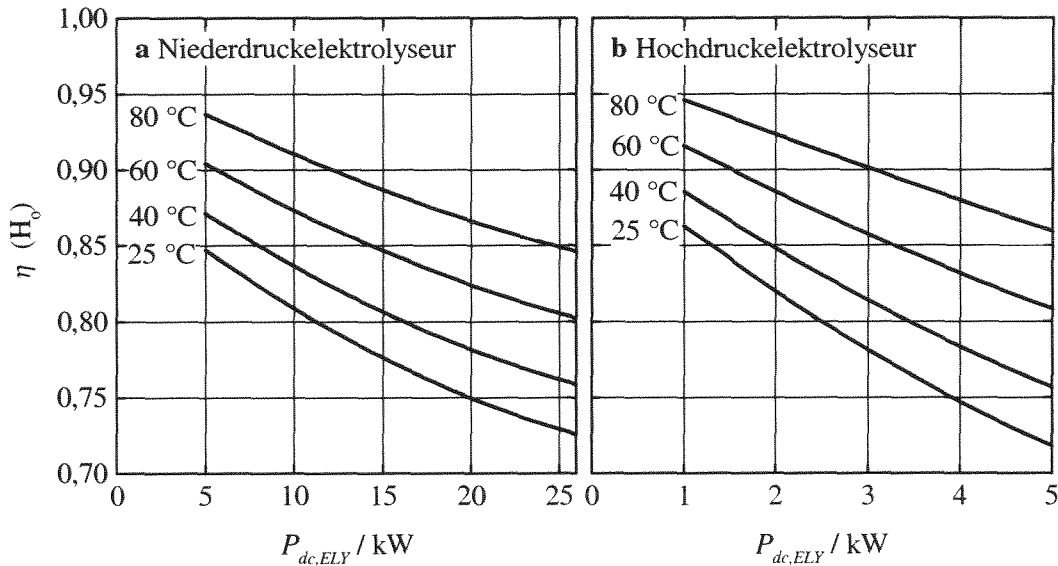
dargestellt. Die Kennlinien zeigen, daß der Wirkungsgrad stark von der Temperatur T_{EB} des Elektrolyseblocks abhängt. Aufgrund der großen thermischen Trägheit erreicht der Elektrolyseur im PHOEBUS-Betrieb selten die Maximaltemperatur, so daß neben dem Wirkungsgrad-Kennfeld ein Modell für das thermische Verhalten erforderlich ist.

Für die Untersuchungen zu PHOEBUS-3 stehen zwei Elektrolyseure zur Verfügung:

- der 26-kW Niederdruckelektrolyseur aus PHOEBUS Jülich
- der neue 5-kW Hochdruckelektrolyseur, der derzeit am Forschungszentrum Jülich getestet wird.

Zur Auslegung und Optimierung von alkalischen, bipolaren Elektrolyseuren wurde im Forschungszentrum Jülich das Simulationsprogramm SIMWELLY (*SIM*ulationsprogramm für bipolare Wasser*EL*ektro*LY*seure) entwickelt. Die Kennfelder in Abbildung 2.11 wurden durch Regression aus SIMWELLY-Rechnungen für beide Elektrolyseure ermittelt. Aus Inbetriebnahme und PHOEBUS-Betrieb des 26-kW-Niederdruckelektrolyseur konnten MERGEL und BARTHELS (1994) eine sehr gute Übereinstimmung von Simulation und Messung feststellen. Die theoretischen Wirkungsgrad-Kennlinien nach Abbildung 2.11a resultieren also aus einem validierten Simulationsprogramm, und man kann erwarten, daß

der 5-kW-Hochdruckelektrolyseur die Wirkungsgrade entsprechend Abbildung 2.11b tatsächlich erreicht.



Die Kennfelder wurden durch Regression aus SIMWELLY-Rechnungen ermittelt.

a 26-kW-Elektrolyseur der Fa. ALYZER, Typ 0400: Elektrodenfläche 0,25 m², 21 Zellen, max. Betriebsdruck 7 bar, max. Betriebstemperatur 80 °C, min. Leistung 5 kW.

b 5-kW-Hochdruckelektrolyseur, Entwicklung des FZJ: Elektrodenfläche 0,05 m², 15 Zellen, max. Betriebsdruck 120 bar, max. Betriebstemperatur 80 °C, min. Leistung 1 kW.

Abbildung 2.11: Kennlinien des Elektrolyseurs

Das thermische Verhalten des Niederdruckelektrolyseurs wird durch die Wärmebilanz um den Elektrolyseblock, d. h. mit Hilfe einer effektiven Wärmekapazität C_{EB} beschrieben:

$$C_{EB} \frac{dT_{EB}}{dt} = \dot{Q}_{prod} - \dot{Q}_{verl} - \dot{Q}_{kühl} \quad \text{Gl. 2.18}$$

mit: C_{EB} effektive Wärmekapazität des Elektrolyseblocks
 T_{EB} effektive Temperatur im Elektrolyseblock
 $\dot{Q}_{prod}$ Die Wärmeproduktion $\dot{Q}_{prod}$ durch Irreversibilitäten im Elektrolyseprozeß ist abhängig vom Wirkungsgrad η_{ELY} und von der elektrischen Leistung $P_{dc,ELY}$:

$$\dot{Q}_{prod} = (1 - \eta_{ELY}) P_{dc,ELY} \quad \text{Gl. 2.19}$$

$\dot{Q}_{verl}$ Die Wärmeverluste durch Konvektion und Strahlung von der Elektrolyseur-Oberfläche an die Umgebung werden vereinfacht proportional zur Temperaturdifferenz Elektrolyseblock-Umgebung angesetzt:

$$\dot{Q}_{verl} = (k A)_{EB} (T_{EB} - T_{u,ELY}) \quad \text{Gl. 2.20}$$

k effektiver Wärmedurchgangskoeffizient Elektrolyseblock-Umgebung
 A Fläche der Wärmeübertragung Elektrolyseblock-Umgebung
 $T_{u,ELY}$ Temperatur der Umgebung des Elektrolyseurs

$\dot{Q}_{\text{kühl}}$ Durch die Elektrolytumwälzung und -kühlung mittels Naturumlauf sowie durch die Abfuhr von erwärmten, wasserdampfgesättigten Produktgasen wird die innere Kühlleistung $\dot{Q}_{\text{kühl}}$ aus dem Elektrolyseblock abgeführt. Für den PHOEBUS-Niederdruckelektrolyseur hat sich der Ansatz nach Gleichung 2.21 bewährt, bei dem $\dot{Q}_{\text{kühl}}$ proportional zur Wärmeproduktion $\dot{Q}_{\text{prod}}$ angenommen wird:

$$\dot{Q}_{\text{kühl}} = f_{\text{kühl}} \dot{Q}_{\text{prod}} \quad \text{Gl. 2.21}$$

$f_{\text{kühl}}$ Proportionalitätsfaktor für die innere Kühlung des Elektrolyseblocks

Abbildung 2.12a zeigt das simulierte Aufheiz- und Abkühlverhalten des PHOEBUS-Elektrolyseurs: eine konstante elektrische Leistung von 26 kW führt zum Aufheizen des Elektrolyseblocks auf Maximaltemperatur $T_{\text{max}} = T_{\text{EB}} = 80^\circ\text{C}$ in weniger als drei Stunden. Die Kühlung bei Erreichen von T_{max} wird im Modell mit einem Proportional-Regler abgebildet, was das leichte Überschwingen $T_{\text{EB}} > T_{\text{max}}$ erklärt. Bei $t = 400$ h wird der Elektrolyseur abgeschaltet: $P_{\text{dc,ELY}} = 0$ kW. Durch Naturkonvektion und Strahlung kühlt sich der Elektrolyseblock innerhalb von ca. 50 h auf Umgebungstemperatur ab.

Im thermischen Modell des Hochdruckelektrolyseurs wird zusätzlich zur Wärmekapazität des Elektrolyseblocks C_{EB} auch die Wärmekapazität des wassergefüllten Druckbehälters C_{KON} (Konstruktionsmaterial ohne Elektrolyseblock) berücksichtigt. Im Unterschied zum Niederdruckelektrolyseur (Gleichung 2.18) wird die Verlustwärme $\dot{Q}_{\text{verl,EB}}$ nicht direkt an die Umgebung, sondern zunächst an das Konstruktionsmaterial um den Elektrolyseblock abgegeben. Das im folgenden beschriebene thermische Modell (Gleichungen 2.22 und 2.23) basiert auf detaillierteren wärmetechnischen Untersuchungen von OSSIEK (1999) und KWAPICH (1999).

$$C_{\text{EB}} \frac{dT_{\text{EB}}}{dt} = \dot{Q}_{\text{prod}} - \dot{Q}_{\text{verl,EB}} - \dot{Q}_{\text{kühl}} \quad \text{Gl. 2.22}$$

und:

$$C_{\text{KON}} \frac{dT_{\text{KON}}}{dt} = \dot{Q}_{\text{verl,EB}} - \dot{Q}_{\text{verl,u}} \quad \text{Gl. 2.23}$$

mit: C_{KON} effektive Wärmekapazität des Konstruktionsmaterials um den Elektrolyseblock

T_{KON} effektive Temperatur des Konstruktionsmaterials

$\dot{Q}_{\text{verl,EB}}$ Der Wärmestrom vom Elektrolyseblock an das Konstruktionsmaterial ist proportional zur Temperaturdifferenz $T_{\text{EB}} - T_{\text{KON}}$:

$$\dot{Q}_{\text{verl,EB}} = (k A)_{\text{EB,KON}} (T_{\text{EB}} - T_{\text{KON}}) \quad \text{Gl. 2.24}$$

k Wärmedurchgangskoeffizient Elektrolyseblock-Konstruktionsmaterial

A Fläche der Wärmeübertragung Elektrolyseblock-Konstruktionsmaterial

$\dot{Q}_{verl,u}$ Der Wärmestrom vom Konstruktionsmaterial an die Umgebung ist proportional zur Temperaturdifferenz $T_{KON}-T_u$:

$$\dot{Q}_{verl,u} = (k A)_{KON,u} (T_{KON} - T_u) \quad \text{Gl. 2.25}$$

Alle übrigen Größen sind in den Gleichungen 2.18–2.21 aufgeführt.

Abbildung 2.12b zeigt das simulierte Aufheiz- und Abkühlverhalten des Hochdruckelektrolyseurs: eine konstante elektrische Leistung von 5 kW führt zum Aufheizen des Elektrolyseblocks auf Maximaltemperatur $T_{max} = T_{EB} = 80^\circ\text{C}$ in weniger als zwei Stunden, d. h. deutlich schneller als beim ND-Elektrolyseur. Das Konstruktionsmaterial heizt sich langsamer auf. Es erreicht erst nach etwa 200 h eine konstante Temperatur von ca. 45°C . Die Abkühlkurve ist in zwei Abschnitte unterteilt: während der ersten 40 h kühlt sich der Elektrolyseblock schnell in die Nähe der Temperatur des Konstruktionsmaterials ab. Danach kühlen sich Elektrolyseblock und Konstruktionsmaterial innerhalb mehrerer 100 h auf Umgebungstemperatur ab. Durch die große thermische Trägheit des Konstruktionsmaterials erreicht der HD-Elektrolyseur im PHOEBUS-Betrieb durchschnittlich höhere Betriebstemperaturen als der ND-Elektrolyseur, was sich positiv auf den Wirkungsgrad auswirkt.

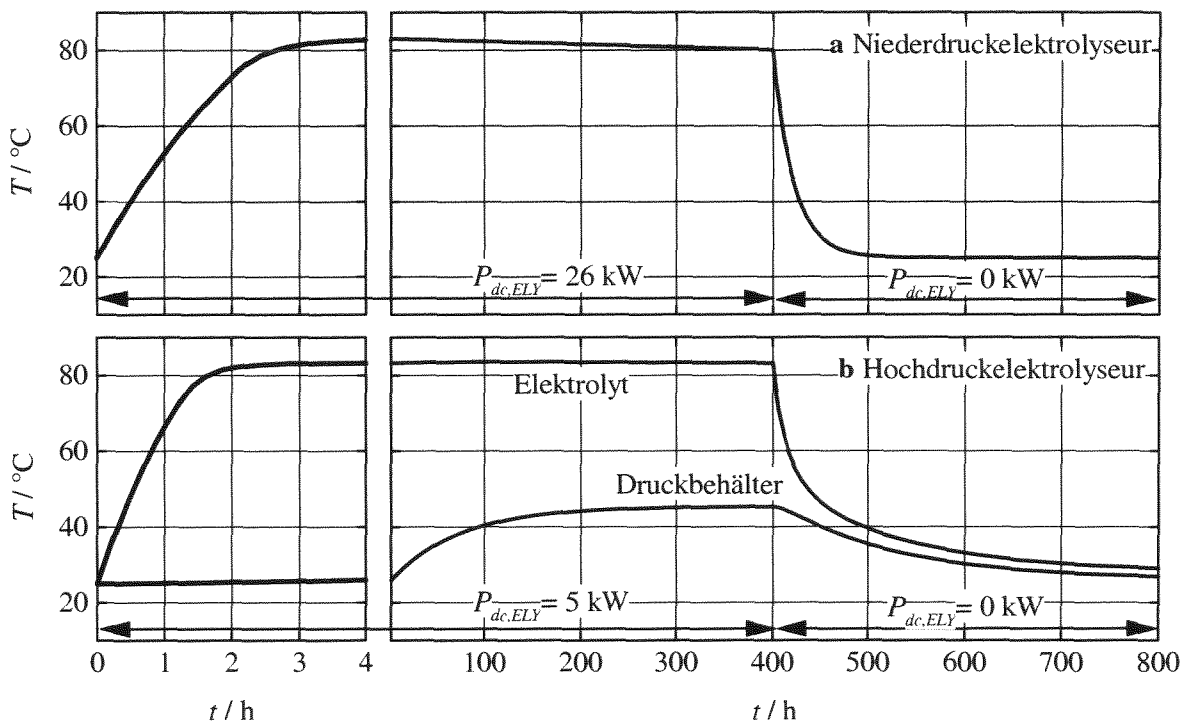


Abbildung 2.12: Elektrolyseur-Kennlinien: Aufheiz- und Abkühlverhalten

Für die Auslegungs- und Optimierungsrechnungen wird ein skalierbares Modell für die Elektrolyseure benötigt. Es hat sich gezeigt, daß eine kontinuierliche Skalierung geeignet ist: die vom Energiemanagement vorgegebene Leistung $P_{set,ELY}$ wird mit der frei wählbaren Nennleistung des Elektrolyseurs $P_{nom,ELY}$ normiert und anschließend mit der Nennleistung des oben beschriebenen ND- oder HD-Elektrolyseurs multipliziert. Auf diese Leistung wird

das jeweilige Elektrolyseur-Modell angewandt. Der produzierte Wasserstoffstrom $F_{H_2,ELY}$ wird dann mit dem Verhältnis der gewählten Nennleistung zur Modell-Nennleistung skaliert, die im thermischen Modell errechneten Temperaturen werden direkt übernommen.

Als Alternative zur kontinuierlichen Skalierung wurde die Skalierung über die Zellenzahl und die Zellfläche mit einer Abschätzung der entsprechend veränderten Wärmeübergangsverhältnisse untersucht. Diese Methode ist insbesondere beim Hochdruckelektrolyseur erheblich aufwendiger und sie ist mit Unsicherheiten bezüglich Veränderungen in der Konstruktion bei veränderter Nennleistung behaftet. Es hat sich gezeigt, daß es für das Ergebnis der Auslegungsrechnungen im Rahmen der Simulationsgenauigkeit unerheblich ist, welche Skalierungsmethode verwendet wird, so daß die kontinuierliche Skalierung vorzuziehen ist.

2.3.5 Verdichter

Der PHOEBUS-Niederdruckelektrolyseur liefert die Prozeßgase bei Drücken von maximal 7 bar, d. h. es ist eine zusätzliche Verdichtung auf den Speicherdruck von maximal 150 bar notwendig. Für PHOEBUS Jülich wurde außerdem die thermische Verdichtung von Wasserstoff mit Metallhydriden untersucht (BONHOFF 1998). Mittelfristig soll kein thermischer Verdichter in PHOEBUS Jülich eingesetzt werden, weil für die Technik noch Entwicklungsbedarf besteht. In dieser Arbeit wird deshalb nur die mechanische Verdichtung betrachtet, wobei die Antriebsenergie aus dem PHOEBUS-System (Gleichstromschiene) entnommen wird.

Aus regelungstechnischen Gründen müssen die Stoffströme von Elektrolyseur und mechanischem Verdichter über Niederdruck-Pufferspeicher entkoppelt werden. Der Elektrolyseur arbeitet direkt auf die Pufferspeicher, während der Verdichter bei Erreichen eines maximalen Druckes einschaltet und solange läuft, bis sich ein minimaler Druck eingestellt hat (Zweipunktregelung).

Die in PHOEBUS benötigten Verdichter für hohen Enddruck und geringe Durchsätze sind am Markt nicht als ausgereiftes Serienprodukt erhältlich, da für den konventionellen industriellen Einsatz deutlich höhere Durchsätze erforderlich sind. Von BONHOFF (1997) wurden Angebote verschiedener Hersteller für den jeweils kleinsten Wasserstoffverdichter ausgewertet. Für die Modellierung von PHOEBUS-3 ist der vierstufige Kolbenverdichter DF KOMPRESSOR von SULZER BURCKHARDT am besten geeignet:

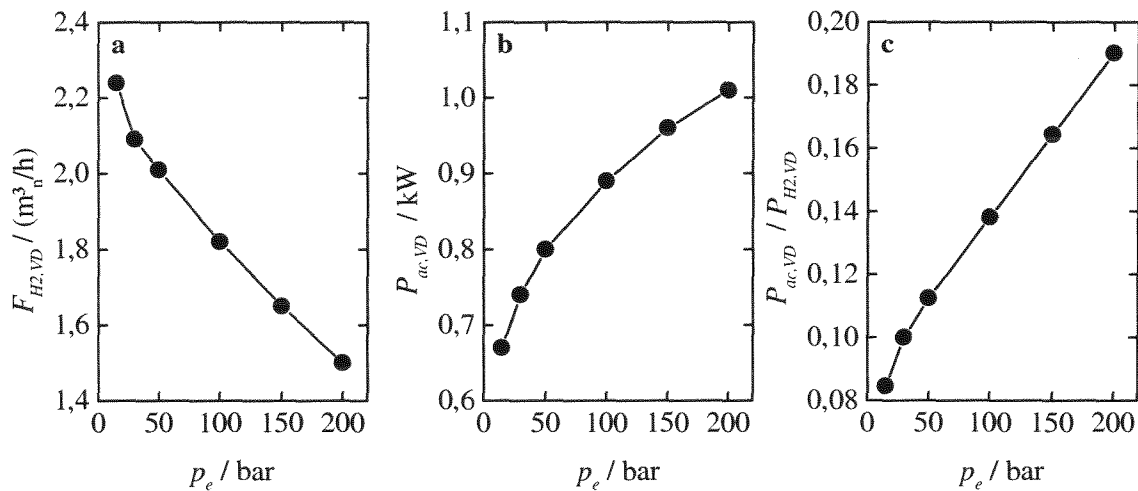
- er ist nicht ölgeschmiert, so daß praktisch keine Verunreinigungen der Prozeßgase zu erwarten sind
- er arbeitet mit atmosphärischem Ansaugdruck, so daß ein großer Druckbereich im Pufferspeicher genutzt werden kann
- ein hoher Enddruck von bis zu 200 bar wird erreicht
- der Verdichter ist auch für sehr kleine Durchsätze von $2 \text{ m}^3_n/\text{h}$ verfügbar.

Abbildung 2.13 zeigt die vom Hersteller angegebene Leistungsdaten: Durchsatz $F_{H_2,VD}$ und elektrische Leistungsaufnahme $P_{ac,VD}$ in Abhängigkeit vom Verdichtungsenddruck. Aus den angegebenen Arbeitspunkten wurden durch Regression Modellfunktionen der folgenden Form ermittelt:

$$F_{H_2,VD} = A_0 / p_e + A_1 + A_2 p_e \quad \text{Gl. 2.26}$$

$$P_{ac,VD} = B_0 / p_e + B_1 + B_2 p_e \quad \text{Gl. 2.27}$$

mit: $A_{0..2}, B_{0..2}$ Konstanten, ermittelt durch Regression
 p_e Verdichtungsenddruck, Wasserstoffdruck im Tank



- a** Durchsatz Wasserstoff $F_{H_2,VD}$ versus Enddruck p_e
b Leistungsaufnahme elektrisch $P_{ac,VD}$ versus Enddruck p_e
c Anteil der Verdichterleistung $P_{ac,VD}$ am Energieinhalt des gelieferten Wasserstoffs $P_{H_2,VD}$ versus Enddruck p_e

Abbildung 2.13: Kennlinien des DF KOMPRESSORS von SULZER BURCKHARDT

Aus $F_{H_2,VD}$ und $P_{ac,VD}$ läßt sich mit dem Brennwert von Wasserstoff der Anteil der Verdichterleistung am Energieinhalt des gelieferten Wasserstoffstroms $P_{H_2,VD} = F_{H_2,VD} H_{o,H_2}$ berechnen. Abbildung 2.13c zeigt, daß für die Verdichtung elektrische Energie aufgewendet werden muß, die je nach Enddruck einem Anteil zwischen 8 und 19 % des Brennwertes des verdichteten Wasserstoffs entspricht.

Für die Simulation wird vereinfachend für die Sauerstoffverdichtung dieselbe Verdichtercharakteristik angenommen wie für die Wasserstoffverdichtung. Da die spezifische isentrope Verdichtungsarbeit von Wasserstoff und von Sauerstoff sich nur geringfügig voneinander unterscheiden, ist diese Vereinfachung angesichts der übrigen Ungenauigkeiten der Simulation zulässig.

2.3.6 Gasspeicher

Die Hochdrucktanks entkoppeln saisonal das solare Energieangebot vom Energiebedarf des Verbrauchers. Der Speicherdruck $p_{H_2,T}$ wird nach dem idealen Gasgesetz mit der Umgebungstemperatur berechnet:

$$p_{H_2,T} = \frac{n R_m (T_u + 273,15 \text{ K})}{V} \quad \text{Gl. 2.28}$$

mit: n Stoffmenge im Tank
 R_m allgemeine Gaskonstante (8,314 kJ/(kmol K))
 T_u Umgebungstemperatur in °C
 V Volumen des Tanks

Da die Produktion und der Verbrauch von Wasserstoff und Sauerstoff stets im Verhältnis zwei mol H_2 zu ein mol O_2 stattfinden, bleibt auch das Verhältnis der Füllungen von Wasserstoff- und Sauerstofftank bei entsprechender Anfangsfüllung während des Anlagenbetriebs konstant. Daher wird in der Simulation auf die Modellierung des Sauerstoffpfads verzichtet.

2.3.7 Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle ist über einen Hochsetzsteller an die Gleichstromschiene angeschlossen. Dieser regelt ihre elektrische Leistung auf den vom Energiemanagement geforderten Sollwert. In der Simulation wird ein Modell verwendet, das den Gasverbrauch in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung der Brennstoffzelle angibt (Abbildung 2.2).

Die Leistungscharakteristik der Brennstoffzelle ist wie die des Elektrolyseurs auch abhängig von der Betriebstemperatur. Der Aufheizvorgang ist jedoch deutlich kürzer als die Standard-Simulationsschrittweite von einer Stunde, und wird daher in der Simulation vernachlässigt. Es wird immer mit der Kennlinie bei Betriebstemperatur gerechnet, und es wird kein thermisches Modell, wie etwa beim Elektrolyseur, benötigt.

Die Abbildung 2.14a zeigt die von MERGEL (1997) gemessene Kennlinie einer PEM-Einzelzelle. Zur Modellbildung werden die Meßwerte, die in der Form Zellspannung U über Stromdichte i vorliegen, umgerechnet in die Form: Leistungsdichte Wasserstoff p_{H_2} in Abhängigkeit von der elektrischen Leistungsdichte p_{el} .

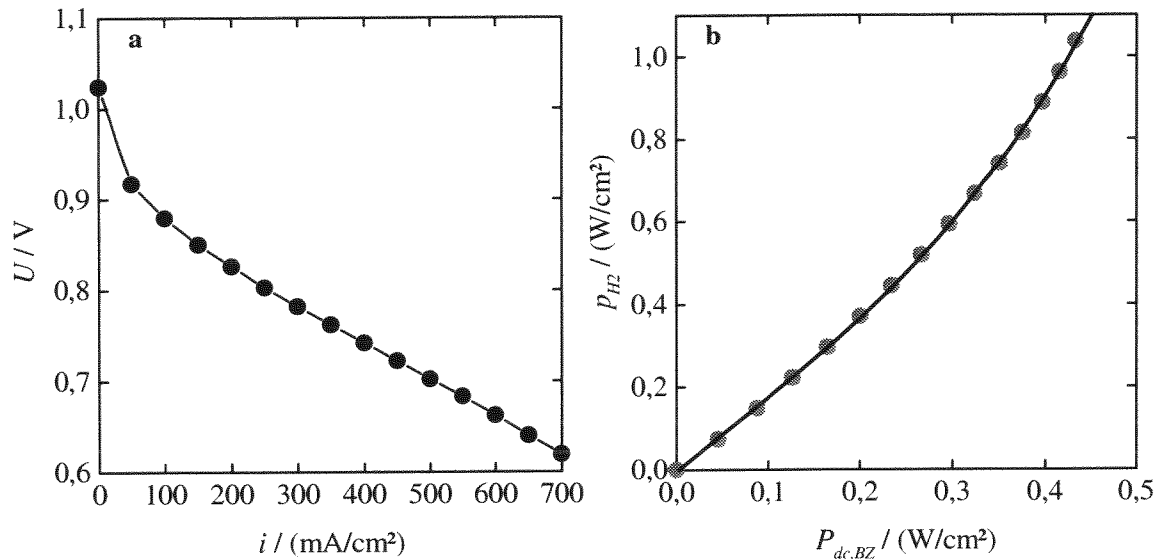
Durch eine Regression findet man die in Abbildung 2.14b dargestellte Modellfunktion der Form:

$$p_{H_2} = A_0 + (A_1 + (A_2 + A_3 p_{dc,EL}) p_{dc,EL}) p_{dc,EL} \quad \text{Gl. 2.29}$$

mit: p_{H_2} Enthalpiestrom des pro Flächeneinheit zugeführten Wasserstoffs (Brennwert)
 $p_{dc,BZ}$ spezifische elektrische Leistung der Brennstoffzelle

$A_{0..3}$ Polynomkoeffizienten entsprechend Regression

Die Brennstoffzelle kann für die Simulation durch Multiplikation mit der gewünschten Zellfläche und Zellenzahl beliebig skaliert werden.



a gemessene Kennlinie: Zellspannung U versus Stromdichte i einer einzelnen Sammer/FZJ-Zelle, H_2/O_2 -Betrieb, $80^\circ C$, aktive Zellfläche 125 cm^2 , Messung von MERGEL 10/1997

b in der Simulation verwendete Form der Kennlinie: auf die Zellfläche bezogene Wasserstoffleistung p_{H_2} versus spezifische elektrische Leistung $p_{dc,BZ}$; die Punkte zeigen die umgerechneten Meßwerte von MERGEL, die Kurve ist ein durch Regression gefundenes Polynom 3. Grades.

Abbildung 2.14: Kennlinien der Brennstoffzelle

2.3.8 Leistungselektronik

Bei allen Systemvarianten zu PHOEBUS-3 sind der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle über Gleichstromsteller an die Gleichstromschiene angeschlossen. Die Direktkopplung aller Komponenten wird nicht berücksichtigt, da bisher nur Simulationen über die Machbarkeit vorliegen. Die Simulationen müssen jedoch durch Experimente validiert werden, bevor weitergehende Systemstudien basierend auf der Direktkopplung durchgeführt werden.

Tiefsetzsteller und Hochsetzsteller sind in PHOEBUS Jülich modular aufgebaut, wobei die einzelnen Module je nach Bedarf zu- und abgeschaltet werden. Dadurch ergibt sich ein gleichmäßiger Wirkungsgrad fast über den gesamten Leistungsbereich der Steller. Für die Simulation zur Anlagenauslegung kann ein konstanter Wirkungsgrad über den gesamten Leistungsbereich angenommen werden. Diese Vereinfachung ist hinsichtlich der Anlagenauslegung unbedeutend, und sie erleichtert die Handhabung des Simulationssystems, da die Steller nicht skaliert werden müssen.

Der Wechselrichter (Inverter) in PHOEBUS Jülich besteht aus einem einzigen 15 kW-Modul. Es treten erhebliche Verluste dadurch auf, daß der Wechselrichter praktisch

nur im Teillastbetrieb bei geringerem Wirkungsgrad betrieben wird. MEURER (1997) zeigt, daß durch die Kaskadierung, d.h. durch die Kombination von einem 3 kW und einem 10 kW-Wechselrichter der Wirkungsgrad des Gesamtsystems PHOEBUS Jülich um etwa 10 % gesteigert werden kann. Daher wird in PHOEBUS-3 ein kaskadierter bzw. modular aufgebauter Wechselrichter verwendet, und der Wirkungsgrad wird wie bei den DC/DC-Stellern über den gesamten Leistungsbereich konstant angesetzt.

Für die Leistungselektronik werden die folgenden Wirkungsgrade angesetzt:

Tiefsetzsteller: $\eta_{TSS} = 88,4 \%$

Hochsetzsteller: $\eta_{HSS} = 90,7 \%$

Wechselrichter: $\eta_{WR} = 90 \%$

Gleichrichter Windkraftanlage: $\eta_{ACDC} = 98 \%$

Diese Wirkungsgrade berücksichtigen auch den Eigenbedarf für den Betrieb der Steller und des Wechselrichters.

2.4 Komponenten des thermischen Versorgungsteils

Die Wärmepumpe ist das Kernstück des thermischen Versorgungsteils. Sie wird ergänzt durch die Brennstoffzelle, deren Abwärme in den Heizkreislauf zur Raumheizung eingekoppelt wird. Außerdem ist eine elektrische Zusatzheizung vorgesehen, die bei extremer Kälte ausreichende Heizleistung sicherstellt. Wärmepumpe und Brennstoffzelle sind so ausgelegt, daß sie in der Jahresbilanz praktisch den gesamten Wärmebedarf liefern. Die Jahresenergie der Zusatzheizung ist sehr gering. Abbildung 2.15 zeigt schematisch den Heizkreislauf mit den Komponenten für die Wärmeversorgung: Wärmepumpe, Brennstoffzelle, Zusatzheizung und Fußbodenheizung.

Die Regelung des Heizsystems (siehe EMAWP im Signalfußplan, Abbildung 2.2) sorgt dafür, daß die Raumtemperatur den vorgegebenen Sollwert hat. Die Raumtemperatur ist die Regelgröße, die mit den Stellgrößen Wärmepumpenheizleistung und Zusatzheizleistung geregelt wird. Die Abwärme der Brennstoffzelle wird immer in den Heizkreislauf eingekoppelt, wobei der Betrieb der Wärmepumpe vom Energiemanagement des elektrischen Versorgungsteils bestimmt wird. Regelungstechnisch stellt die Brennstoffzellen-Abwärme damit eine Störgröße dar, die wie die Umgebungstemperatur und die solare Einstrahlung auf die Raumtemperatur wirkt. Die Regelung des Heizsystems ist dem Energiemanagement untergeordnet.

Für die Wärmepumpe im Heizkreislauf wird ein quasi-stationäres Modell verwendet, das die Kondensatorleistung und die elektrische Antriebsleistung des Verdichters in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur des Heizsystems $T_{VL,WP}$ und von der Verdampfereintrittstemperatur T_{VDE} des Wärmeträgers angibt. Die Wärmepumpe reagiert im Modell ohne Verzögerung auf Veränderungen dieser Einflußgrößen. Instationäre Vorgänge, wie z. B. Aufheizen des Kondensators und Abkühlen des Verdampfers direkt nach dem Einschalten, werden nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachung ist zulässig, weil die instationären Vorgänge in

deutlich kürzerer Zeit als die Dauer der Simulationsschrittweite von 30 Minuten abgeschlossen sind (NEY 1990).

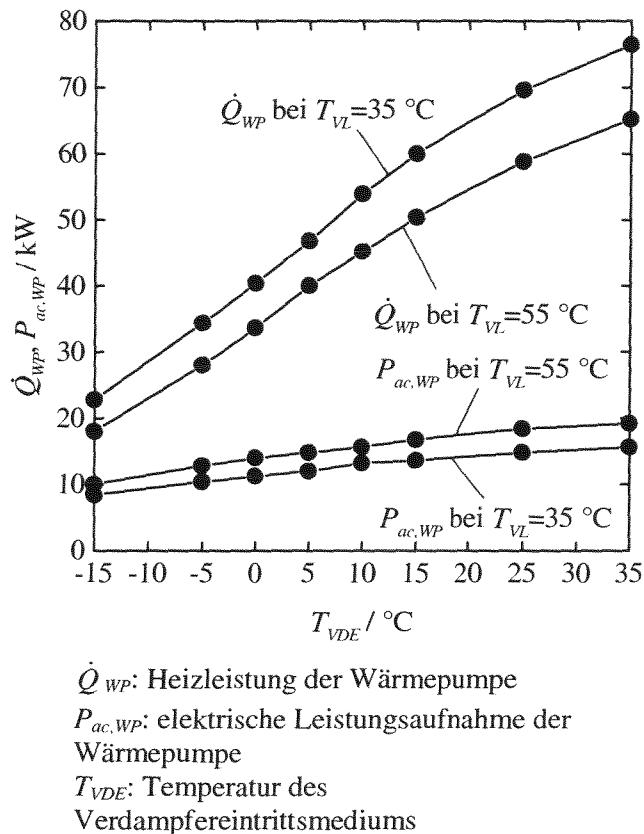


Abbildung 2.16: Kennlinien der Wärmepumpe

Für die Simulationen wurde das in Abbildung 2.16 dargestellte Modell der Wärmepumpe nach GÜNTHER-POMHOFF und PFITZNER (1994) verwendet¹. Die Kennlinien beschreiben eine hochwertige Wärmepumpe nach dem Stand der Technik des Jahres 1989 mit Wärmeeinkopplung aus dem Erdreich. Die Wärme wird dem Erdreich über Erdsonden, die mit Sole durchströmt sind, entzogen. Die Verdampfereintrittstemperatur T_{VDE} der Sole wird gegenüber den von BRESSLER et al. (1997) angegebenen Werten eher pessimistisch angenommen. Dabei ist berücksichtigt, daß sich das Erdreich bei langjährigem Betrieb dauerhaft abkühlt und daß sowohl im Sommer als auch im Winter Wärme entzogen wird. Die Soletemperatur verläuft nach BRESSLER et al. von Januar bis Dezember annähernd entsprechend einer negativen cos-Funktion. Sie ist im Januar mit $T_{VDE} = -4^\circ\text{C}$ minimal und im Juli mit $T_{VDE} = 8^\circ\text{C}$ maximal. Die Temperatur wurde leicht nach unten korrigiert, um eine möglichst realistische Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe zu erhalten. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe für Warmwasser und Heizung beträgt 2,9 (siehe Jahresbilanz in Abbildung 3.2). Dabei sind alle Verluste einschließlich der Ankopplung des Verdichterantriebs an die Gleichstromschiene berücksichtigt.

Neben der Verdampfereintrittstemperatur T_{VDE} ist die Vorlauftemperatur des Heizsystems $T_{VL,WP}$ die zweite Einflußgröße für das Leistungsverhalten der Wärmepumpe. $T_{VL,WP}$ ergibt sich aus der Rücklauftemperatur der Fußbodenheizung und aus der aktuellen Heizleistung der Wärmepumpe $\dot{Q}_{WP}$ bei vorgegebenem Wärmekapazitätsstrom $\dot{m}c$ des Heizwassers. $T_{VL,WP}$ ist also Eingangsgröße für das Wärmepumpenmodell und hängt gleichzeitig direkt von der Ausgangsgröße des Modells, nämlich $\dot{Q}_{WP}$ ab. Dies führt im Simulationsprogramm zu einer algebraischen Schleife, die durch eine Zeitverzögerung unterbrochen wird. Im

¹ Bezeichnung des Datenblatts bei GÜNTHER-POMHOFF und PFITZNER: WP_E_SW_EF_B

aktuellen Zeitschritt der Simulation wird die neue Heizleistung mit der Temperatur des vorherigen Schritts berechnet, die Temperatur wird dagegen erst im nächsten Zeitschritt mit dieser neuen Leistung berechnet.

2.4.2 Fußbodenheizung

Die Fußbodenheizung überträgt die Heizwärme von Wärmepumpe, Brennstoffzelle und Zusatzheizung an die Wohnräume des Mehrfamilienhauses. Die thermische Trägheit des Fußbodens wird über die Wärmekapazität C_{FB} berücksichtigt. Mit den Bezeichnungen aus Abbildung 2.15 ergibt sich die Energiebilanz des Heizkreislaufs zu:

$$C_{FB} \frac{dT_{FB}}{dt} = \dot{Q}_{WP} + \dot{Q}_{BZ} + \dot{Q}_{ZUS} - \dot{Q}_H \quad \text{Gl. 2.30}$$

Es wird angenommen, daß die Fußbodentemperatur T_{FB} im Bereich der Heizung überall gleich ist und daß die Wärme mit dem Wärmedurchgangskoeffizient $k_{FB,R}$ an die Räume übertragen wird. Dann ist die Heizwärme:

$$\dot{Q}_H = k_{FB,R} A_{FB} (T_{FB} - T_R) \quad \text{Gl. 2.31}$$

mit: A_{FB} beheizte Fußbodenfläche

Der Wärmeübergang vom Heizkreislauf an den Fußboden wird behandelt wie für einen Wärmeaustauscher, bei dem die Temperatur auf einer Seite über der Länge konstant ist. Die Betriebscharakteristik Φ für diesen Wärmeaustauscher ist:

$$\Phi = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{max}} = 1 - e^{-\kappa} \quad \text{Gl. 2.32}$$

mit: $\dot{Q}$ tatsächlich übertragene Wärmeleistung: $\dot{Q} = \dot{Q}_{WP} + \dot{Q}_{BZ} + \dot{Q}_{ZUS}$
 $\dot{Q}_{max}$ maximal übertragbare Wärmeleistung: $\dot{Q}_{max} = (\dot{m}c)_{HW} (T_{VL,FB} - T_{FB})$
 $(\dot{m}c)_{HW}$ Wärmekapazitätsstrom Heizwasser
 κ Wärmeübertragungskenngröße $\kappa = (k A)_{FB} / (\dot{m}c)_{HW}$
 k Wärmedurchgangskoeffizient Heizwasser-Fußboden
 A Fläche der Wärmeübertragung Heizwasser-Fußboden

Die Auslegungsgrößen für das Heizsystem C_{FB} , $(\dot{m}c)_{HW}$ und $(kA)_{FB}$, die die Wärmeübertragung nach den Gleichungen 2.30–2.32 bestimmen, sind so zu wählen, daß die Fußbodentemperatur niemals über 30 °C ansteigt.

2.4.3 Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle wird bei einer konstanten Temperatur von etwa 65 °C betrieben. Daher sind die Wärmeverluste an die Umgebung durch Konvektion und Strahlung konstant. Sie werden für die Simulationen mit 5 % der Nennleistung der Brennstoffzelle angesetzt. Die

restliche Wärme $\dot{Q}_{BZ}$ wird in den Heizwasserkreislauf eingekoppelt. Dazu ist ein separater Kreislauf vorgesehen, wobei der entsprechende Wärmeaustauscher nach dem Kondensator der Wärmepumpe angeordnet ist, da das Temperaturniveau der Brennstoffzellen-Abwärme höher ist als das des Kondensators.

2.4.4 Zusatzheizung

Reichen die Kondensatorleistung und die Wärmeleistung der Brennstoffzelle nicht aus, um den Heizwärmebedarf zu decken, so wird nach dem Wärmeaustauscher Brennstoffzelle die fehlende Leistung über einen elektrischen Durchlauferhitzer in den Heizkreislauf eingekoppelt ($\dot{Q}_{ZUS}$). Die Zusatzheizung entnimmt die Leistung direkt von der Gleichstromschiene und wandelt sie vollständig in nutzbare Heizwärme um.

2.4.5 Warmwasserversorgung

Die Warmwasserversorgung erfolgt über einen zentralen Warmwasserspeicher für alle Wohnungen. Die Temperatur im Speicher wird über einen Zwei-Punkt-Regler zwischen 45 und 50 °C gehalten. Die Heizleistung für Warmwasser wird ausschließlich über die Wärmepumpe geliefert, die auch zur Raumheizung eingesetzt wird. Dabei hat die Warmwasserbereitung Vorrang, d. h. wenn die Temperatur im Speicher unter 45 °C fällt, wird die Wärmepumpe unabhängig vom Zustand der Raumheizung auf Warmwassererwärmung umgestellt. Dies ist möglich, weil der Speicher schnell aufgeheizt ist und gleichzeitig die Raumheizung wegen der thermischen Trägheit des Gebäudes gegenüber kurzen Unterbrechungen unempfindlich ist.

2.5 Meteorologische Daten

Im Zusammenhang mit dem Betrieb von nuklearen Forschungsreaktoren auf dem Gelände des Forschungszentrums Jülich begannen 1961 kontinuierliche meteorologische Messungen. Damit kann bei möglichen Störfällen mit Freisetzung radioaktiven Materials dessen Ausbreitung vorhergesagt werden, um möglichst effiziente Sicherheitsmaßnahmen zu ergreifen. Die Messungen wurden ständig erweitert und die Datenerfassung und -archivierung wurde zunehmend automatisiert, so daß heute eine große Anzahl Zeitreihen meteorologischer Meßwerte in hoher Auflösung zur Verfügung steht. Derzeit werden am meteorologischen Turm des Forschungszentrum Jülich (POLSTER et al. 1986)² Daten von mehr als 200 Meßstellen aufgenommen. Die für die Untersuchung von Photovoltaik-

² Die meteorologische Station des FZJ liegt in einer großen Waldlichtung im FZJ-Gelände (Stettericher Forst). Sie ist von einem aufgelockerten Wald, in den größere Freiflächen eingelagert sind, umgeben. Die Koordinaten sind: 6°24'35" E und 50°54'41" N. Die Stationshöhe beträgt 91 m über NN.

Windkraft-Wärmepumpe-Systemen benötigten Größen Sonnenscheindauer, Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur liegen von 1982 bis heute in stündlicher Auflösung oder genauer vor. Die Energieversorgungssysteme werden daher anhand der Jahresszenarien im Referenzzeitraum 1982–1998 analysiert.

Anhand der von KNAPS (1998) veröffentlichten Jahreswerte für den Zeitraum 1961–1998 soll untersucht werden, wie gut die zur Simulation verwendeten Zeitreihen in stündlicher Auflösung von Umgebungstemperatur T_u , Windgeschwindigkeit v_{wind} , Sonnenscheindauer SSD im Referenzzeitraum 1982–1998 das langjährige Klimabild wiedergeben. Bei der Diskussion der meteorologischen Daten ist zu beachten, daß nur in Abbildung 2.17 die Klimawerte nach KNAPS (1998) von 1961–1998 verwendet werden. Alle übrigen Auswertungen beziehen sich auf die detaillierten Meßreihen im Referenzzeitraum mit 8760 Werten pro Jahr. Für die Simulation werden nur die detaillierten Meßreihen verwendet.

Die zur Simulation verwendeten Zeitreihen wurden statistisch aufbereitet, so daß die Einstrahlungs-, Temperatur- und Windverhältnisse an anderen Standorten leicht mit denen am Forschungszentrum Jülich verglichen werden können. Außerdem können Simulationsergebnisse anhand der gegebenen Darstellung der meteorologischen Daten interpretiert werden.

2.5.1 Jahresmittelwert der Umgebungstemperatur

Die Umgebungstemperatur ist die wesentliche Einflußgröße für den thermischen Verbraucher im PHOEBUS-3-System. Sie bestimmt die Transmissions- und Lüftungswärmeverluste bei der Raumheizung, und sie bestimmt die Leistungszahl einer Außenluft-Wärmepumpe. Außerdem hat die Umgebungstemperatur einen Einfluß auf den Wirkungsgrad der Photovoltaik.

Abbildung 2.17a zeigt die mittleren Temperaturen der Jahre 1961–1998. Die Werte liegen zwischen 8,3 °C in 1962 und 1963 und 11,1 °C in 1994. Der 10-Jahre-Mittelwert pendelt bis 1987 um 9,5 °C und steigt danach fast stetig bis auf 10,3 °C an. Mögliche Ursachen dafür sind die deutlich geringere Windgeschwindigkeit (siehe Abbildung 2.17b) sowie die längere Sonnenscheindauer (siehe Abbildung 2.17c) in diesem Zeitraum. Der Mittelwert im Referenzzeitraum 1982–1998 liegt mit 10,0 °C deutlich über dem des Zeitraums von 1961–1981 mit 9,4 °C. Anhand von Abbildung 2.18a kann die Auswirkung der unterschiedlichen Jahrestemperatur auf die PHOEBUS-3-Energiebilanz abgeschätzt werden. Der Heizenergiebedarf des simulierten 10-Familien-Niedrigenergiehauses korreliert gut mit der mittleren Jahrestemperatur (Korrelationskoeffizient $\rho = 0,97$). Eine Erhöhung der Temperatur von 9,4 auf 10,0 °C führt entsprechend der angegebenen Regressionsgerade zu einer Verringerung der Heizenergie um 7 %. Der Fehler, der bei der Bilanzierung des Heizsystems aufgrund der begrenzten meteorologischen Datenbasis entsteht, kann demnach mit der Größenordnung um 7 % abgeschätzt werden. Im vorliegenden Fall wird der Verbrauch entsprechend

unterschätzt, so daß mehr Photovoltaik, Windkraft und Speicherkapazität installiert werden müssen.

2.5.2 Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit

Die Windgeschwindigkeit wird in der PHOEBUS-3-Simulation zur Berechnung der momentanen Leistung der Windkraftanlage benutzt. Es wird jeweils ein gemessener 10-Minuten-Mittelwert für eine ganze Stunde verwendet, da die Hersteller von Windkraftanlagen die Angaben zur Leistungscharakteristik auf diesen Mittelungszeitraum beziehen. Da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz auf die Leistungsabgabe der Windkraftanlage wirkt, müssen bei der Anwendung der Leistungscharakteristik dieselben Mittelungszeiträume verwendet werden, wie bei deren Messung.

Abbildung 2.17b zeigt für die Jahre 1961–98 die mittlere Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe, das sind am Standort Forschungszentrum Jülich 10 m über der Höhe des umgebenden Waldes. Anhand der Punktwolken und am Verlauf des 10-Jahre-Mittelwertes ist deutlich zu erkennen, daß die mittlere Windgeschwindigkeit ab 1982 um etwa 0,7 m/s geringer ist, als im Zeitraum davor. Nur ein Wert von 1961–81 (3 m/s in 1963) ist kleiner, als der größte Wert im Referenzzeitraum (3,1 m/s in 1984). Zweifellos haben sich die Windverhältnisse an diesem Standort seit 1982 verändert, sofern keine Veränderung des Meßverfahrens vorgenommen wurde. Die geringeren Windgeschwindigkeiten werden durch die Abraumhalde SOPHIENHÖHE des Braunkohletagebaus Hambach verursacht, die Anfang der achtziger Jahre entstand.

Die Simulation einer 45 kW Windkraftanlage mit 50 m Nabenhöhe mit den stündlichen Meßwerten der Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe für die Jahre 1982–98 führt zu der in Abbildung 2.18b dargestellten Korrelation des Stromertrags mit der mittleren Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe. Die Korrelation ist mit $\rho = 0,84$ nicht stark ausgeprägt, die Regressionsgerade weist jedoch eine große Steigung auf ($B = 30,8 \text{ MWh}/(\text{m/s})$), d. h. der Ertrag ist stark abhängig von der Jahreswindgeschwindigkeit. Das Absinken der mittleren Windgeschwindigkeit von 3,5 auf 2,8 m/s führt entsprechend der angegebenen Regressionsgerade zu einem um ein Drittel verringerten Ertrag der Windkraftanlage. Der Standort Forschungszentrum Jülich ist ungünstig für Windkraftanlagen. An exponierteren Stellen in der nahen Umgebung können gleiche Jahreserträge mit geringeren Leistungsgrößen der Windkraftanlage erzielt werden. Dabei ist jedoch einerseits der Stromtransport über längere Entfernungen zu berücksichtigen. Andererseits liegen für diese Standorte keine Meßdaten der Windgeschwindigkeit im geforderten Umfang vor. In dieser Arbeit werden deshalb die Windgeschwindigkeit am Forschungszentrum Jülich verwendet. An günstigeren Standorten verringern sich die Kosten pro kWh aus Windkraft. Dies würde sich bei der Diskussion des Photovoltaik/Windkraft-Hybridbetriebs in Kapitel 4.1 günstig für die Windkraft auswirken.

Die mittleren Windgeschwindigkeiten für den Referenzzeitraum 1982–1998 können nicht mit den übrigen Meßwerten verglichen werden, so daß keine Aussage über den Fehler, der bei der Dimensionierung der Windkraftanlage aufgrund der begrenzten meteorologischen Datenbasis entsteht, gemacht werden kann. Wegen des Sprungs bei den Windgeschwindigkeiten Anfang der 80er Jahre können für die Auslegung des PHOEBUS-3-Systems keine älteren Meßwerte als die des Referenzzeitraumes 1982–1998 verwendet werden.

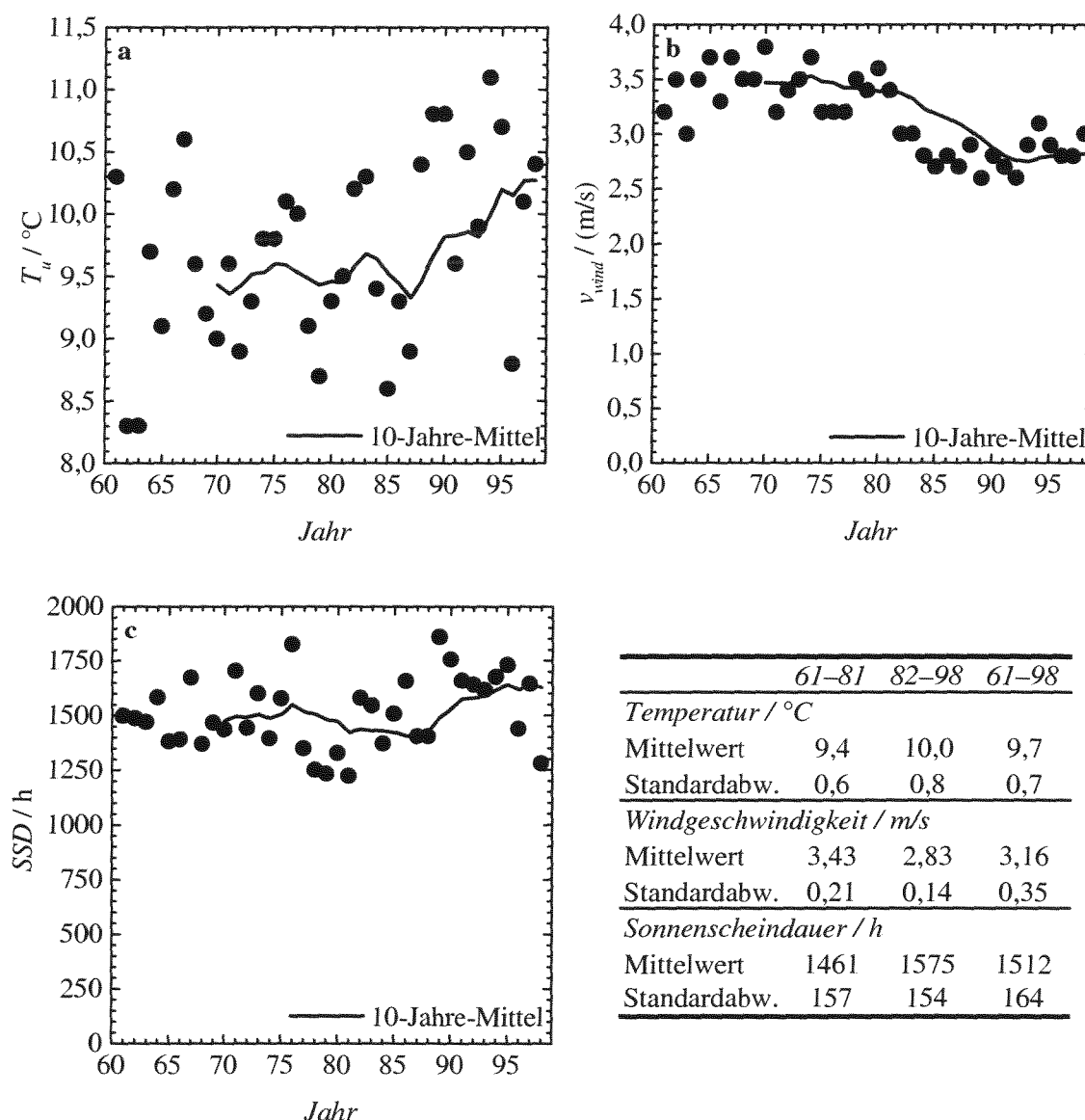
2.5.3 Jährliche Sonnenscheindauer

Die solare Einstrahlung ist die wesentliche Einflußgröße für den Betrieb der Photovoltaik-Generatoren. In der PHOEBUS-3-Simulation wird sie außerdem bei den Fremdwärme-gewinnen des Niedrigenergiehauses berücksichtigt. Zur Anlagenauslegung wird immer die Einstrahlung auf Flächen einer bestimmten Orientierung benötigt. Für eine möglichst flexible Simulation müssen dagegen meteorologische Daten verwendet werden, die unabhängig von der Orientierung der Fläche sind. Am Forschungszentrum Jülich wurde ein Verfahren entwickelt, nach dem aus den gemessenen Größen Sonnenscheindauer, Linke'sche Trübung der Atmosphäre und Bodenalbedo die Globalstrahlung und deren Aufteilung in Diffus- und Direktanteil auf Flächen mit frei wählbarer Ausrichtung (Neigung und Azimuth) berechnet wird. Die Anwendungssoftware ASTROSOLAR von RITZENHOFF (1992) verwendet dieses Verfahren, um meteorologische Zeitreihen als Eingangsdaten für die Systemsimulation zu erzeugen.

Die Sonnenscheindauer ist eine an meteorologischen Stationen standardmäßig aufgenommene Meßgröße. Zu deren Bestimmung wird im Forschungszentrum Jülich eine Campbell-Stokes-Kugel verwendet. Durch diese wird das direkte Licht fokussiert und es brennt so bei Sonnenschein ein Loch in einen Meßstreifen, sobald ein bestimmter Schwellenwert überschritten ist (KLEEMANN und MELISS 1988). Für die PHOEBUS-3-Simulation wird mit ASTROSOLAR aus den mittleren Sonnenscheindauern pro Stunde, angegeben in 0–100 %, die stündliche mittlere Globalstrahlung für die gewünschte Orientierung berechnet. Von PÖTTER (1997) und MEURER (1997) wurde gezeigt, daß für PHOEBUS Jülich die Ausrichtung der Photovoltaik-Generatoren nach Süd, Neigung 50 ° in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher geeignet ist. Daher wird für alle hier zu untersuchenden Systeme diese Generatorausrichtung festgelegt.

Abbildung 2.17c zeigt die Anzahl der Sonnenscheinstunden der Jahre 1961–98. Die Werte bewegen sich zwischen 1224 h (1981) und 1860 h (1989), die mittlere Sonnenscheindauer beträgt 1512 h. Der 10-Jahres-Mittelwert steigt von 1986 bis 1995 stetig an und verbleibt danach auf hohem Niveau von ca. 1650 h. Der Mittelwert der Sonnenscheindauer für den Referenzzeitraum ist mit 1575 h um 114 h größer als für die Jahre 1961–1981 mit 1461 h. Anhand von Abbildung 2.18c kann die Auswirkung der unterschiedlichen Sonnenscheindauern auf den Ertrag eines Photovoltaik-Feldes abgeschätzt werden. Berechnet wurde ein Photovoltaik-Feld aus 73 Strings mit je 560 Photovoltaik-Zellen (jeweils 0,01 m²) aus

monokristallinem Silizium in Direktkopplung mit 110 Bleiakku mit 3000 Ah Kapazität. Es zeigt sich eine gute Korrelation von Jahresertrag und jährlicher Sonnenscheindauer (Korrelationskoeffizient $\rho = 0,97$). Vergleicht man mit Hilfe der angegebenen Regressionsgeraden den zu erwartenden jährlichen Ertrag aus Photovoltaik für den Zeitraum 1961–81 mit dem Referenzzeitraum 1982–98, so ergibt sich für 1982–98 ein um 5 % höherer Ertrag. Der Fehler, der bei der Dimensionierung der Photovoltaik-Fläche aufgrund der begrenzten meteorologischen Datenbasis entsteht, kann demnach mit der Größenordnung um 5 % abgeschätzt werden. Im vorliegenden Fall wird die Fläche entsprechend unterdimensioniert.

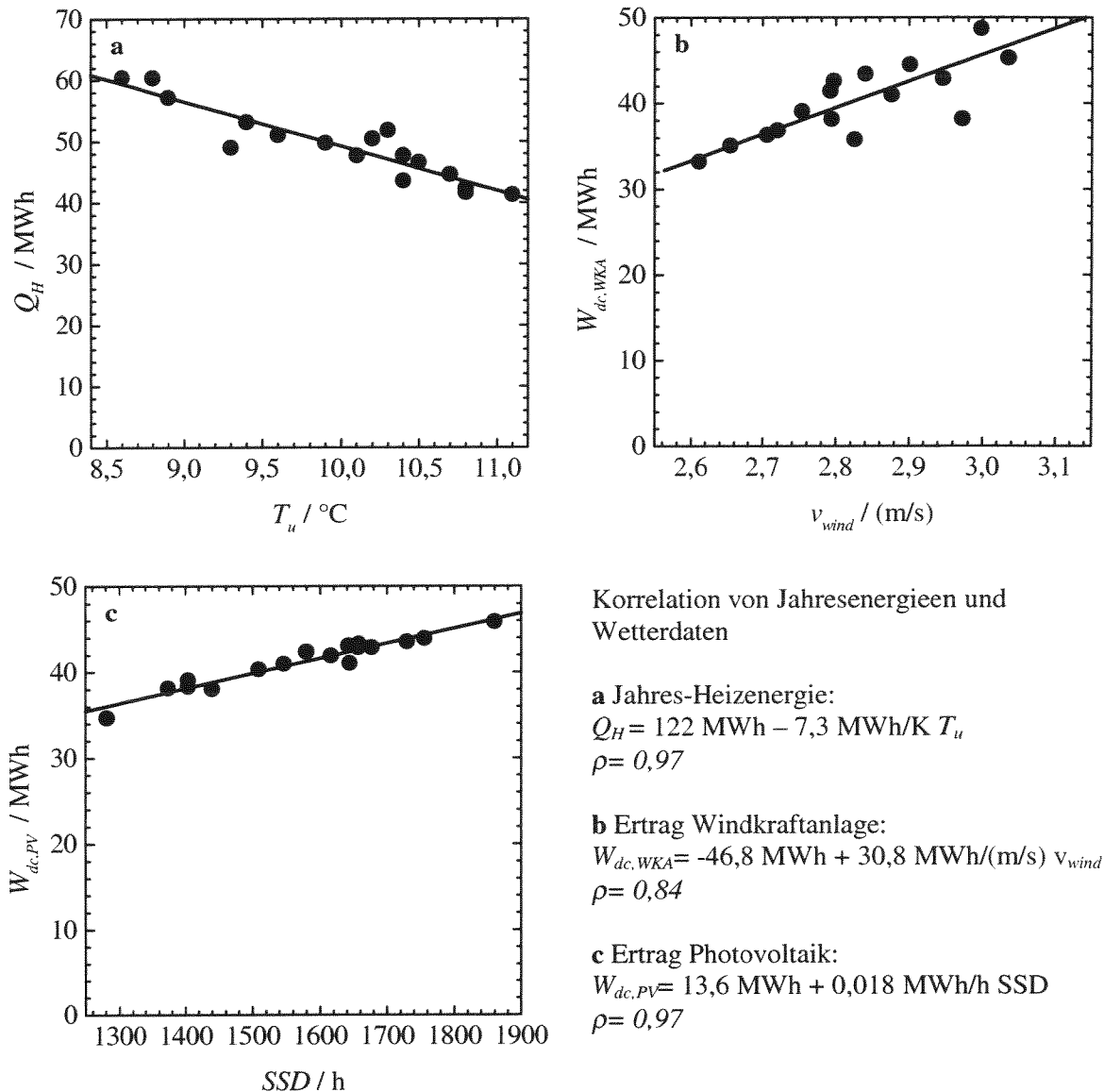


a T_u mittlere Jahrestemperatur, Messung 2 m über Grund

b v_{wind} : mittlere Windgeschwindigkeit, Messung 30 m über Grund, Höhe des umgebenden Waldes ca. 20 m.

c SSD: jährliche Sonnenscheindauer in Stunden, ermittelt aus den prozentualen stündlichen Sonnenscheindauern, Messung 20 m über Grund mit Campbell-Stokes-Kugel.

Abbildung 2.17: Jahreswerte der meteorologischen Messungen des Forschungszentrum Jülich 1961–1998 nach KNAPS 1998



Alle Werte gelten für den Standort Forschungszentrum Jülich

a Heizenergiebedarf eines 10-Familien-Niedrigenergiehauses in Abhängigkeit von der mittleren Jahrestemperatur

b Ertrag einer 45 kW Windkraftanlage mit 50 m Nabenhöhe in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe

c Ertrag von 408 m² PV-Zellen in Abhängigkeit von der jährlichen Sonnenscheindauer

Abbildung 2.18: Korrelation der meteorologischen Jahreswerte mit der simulierten PHOEBUS-3 Energiebilanz

2.5.4 Saisonaler Verlauf der Temperatur und der Erträge von Windkraftanlage und Photovoltaik

Die saisonale Schwankung des Energieangebots aus Photovoltaik und Windkraft einerseits und des elektrischen und thermischen Energiebedarfs andererseits sind der Grund, warum autarke Energieversorgungssysteme in diesen Breiten überhaupt Langzeitspeichersysteme benötigen. Deshalb wird im folgenden der saisonale Verlauf des regenerativen Energie-

angebots und der Temperatur als wichtigste Einflußgröße auf den Energiebedarf dargestellt. Das Jahr wird in 12 gleich lange „Monate“ von jeweils 730 Stunden aufgeteilt, so daß die Monaterträge von Photovoltaik und Windkraftanlage direkt vergleichbar sind.

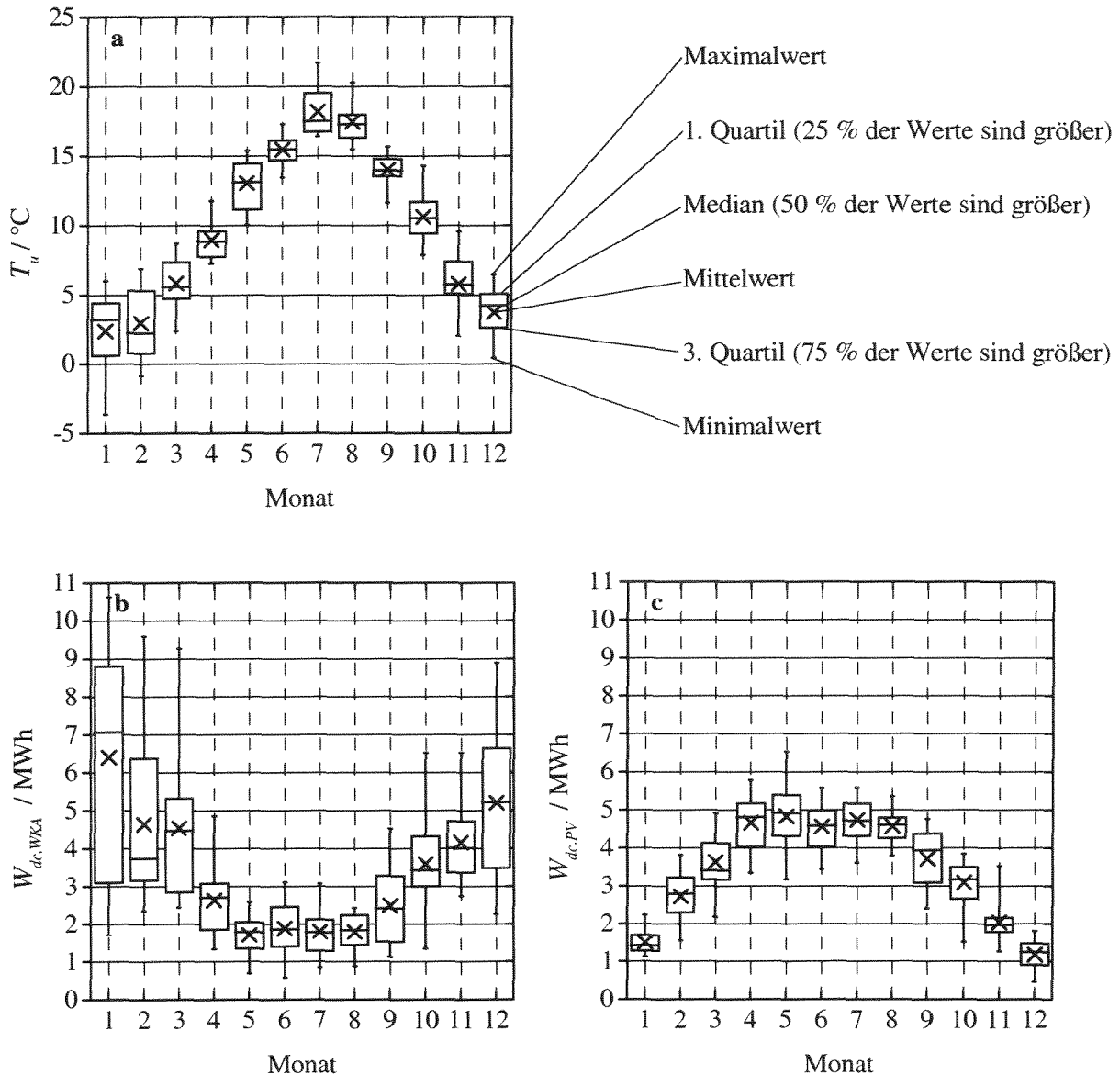
Abbildung 2.19 zeigt die für die o. g. Größen sowohl die saisonale Verteilung als auch die Verteilung innerhalb der einzelnen Monate im Referenzzeitraum 1982–98.

Die mittlere Monatstemperatur (Abbildung 2.19a) zeigt erwartungsgemäß den höchsten Einzelwert und den höchsten langjährigen Monatsmittelwert im Juli; sowohl der niedrigste Einzelwert als auch der niedrigste langjährige Monatsmittelwert liegen im Januar. Im Januar fällt auf, daß die Differenz von langjährigem Monatsmittelwert und niedrigstem Monatsmittelwert fast doppelt so groß ist, wie bei den übrigen Wintermonaten. Bezüglich des Medians ist dieses Bild sogar noch ausgeprägter.

Der Ertrag der Windkraftanlage zeigt eine klare saisonale Schwankung. Der mittlere Ertrag im Januar ist dreimal so hoch wie in den Sommermonaten. Trotz des regelmäßigen Verlaufs der langjährigen Monatswerte ist die Streuung innerhalb der Monate sehr groß, außerdem ist diese Streuung bei den verschiedenen Monaten sehr unterschiedlich. Diese „Unzuverlässigkeit“ des Windstromertrages erfordert zur PHOEBUS-3-Auslegung langjährige zeitlich hochaufgelöste dynamische Simulationen, um beurteilen zu können, ob der über lange Mittelungszeiträume sehr vorteilhafte saisonale Energieertrag tatsächlich genutzt werden kann.

Der mittlere monatliche Ertrag der Photovoltaik verläuft nahezu komplementär zu dem der Windkraftanlage. Die Summe beider Erträge führt somit zu einer relativ gleichmäßigen, dem Verbrauch angepaßten Jahresverteilung. In den Monaten April bis August ist der Ertrag aus Photovoltaik auf hohem Niveau praktisch konstant, und die Streuung ist relativ gering. Ein hoher Anteil an Photovoltaik in PHOEBUS-3 stabilisiert also den Energieertrag und ermöglicht so eine präzisere Auslegung eines effizienten Systems.

Die zur Simulation verwendeten Zeitreihen wurden in Abbildung 2.19 statistisch aufbereitet, so daß die Einstrahlungs-, Temperatur- und Windverhältnisse an anderen Standorten leicht mit denen am Forschungszentrum Jülich verglichen werden können. Zur Diskussion der Simulationsergebnisse in den folgenden Kapiteln ist in Abbildung 2.20 die Abweichung der Monatswerte vom langjährigen Mittelwert für alle Jahre des Referenzzeitraumes dargestellt. Das Jahr 1982 zeigt die geringsten Abweichungen bei allen Größen und bietet sich damit als Referenzjahr für vereinfachte Untersuchungen an.



a mittlere Monatstemperatur ermittelt aus den kontinuierlich gemessenen Stundenmittelwerten

b monatlicher Ertrag einer 45 kW Windkraftanlage mit 50 m Nabenhöhe

c monatlicher Ertrag von 408 m² Photovoltaik-Zellen.

Gleicher durchschnittlicher Jahresertrag für Windkraftanlage und Photovoltaik: 41 MWh.

Abbildung 2.19: Saisonale Verteilung der mittleren Temperaturen und der Erträge von Windkraftanlage und Photovoltaik im Referenzzeitraum 1982–1998

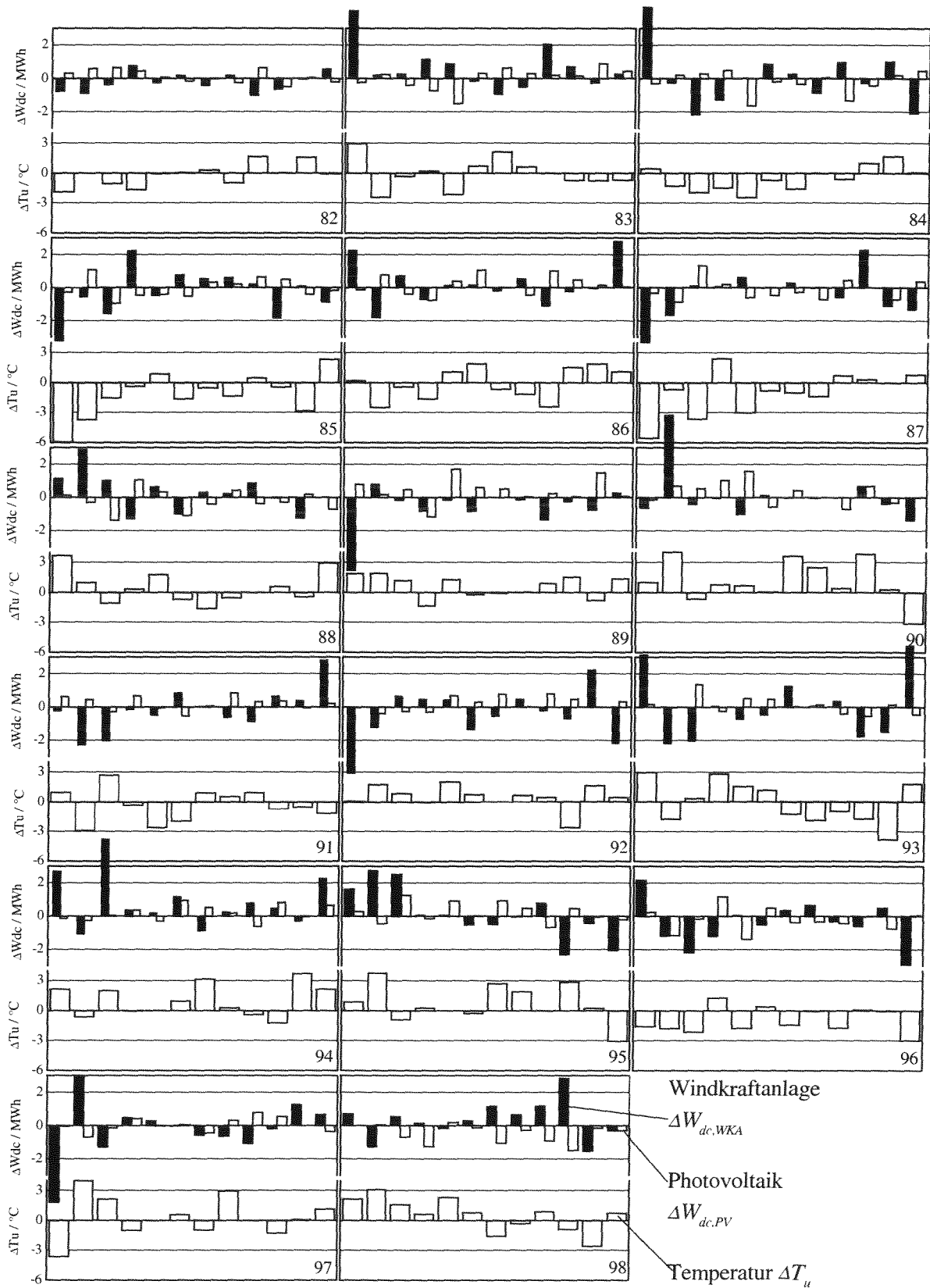


Abbildung 2.20: Monatliche Abweichung der mittleren Temperaturen und der Erträge von Windkraftanlage und Photovoltaik vom langjährigen Mittelwert

3 Auslegungsmethode

Mit den Modellen des Verbrauchers, der Systemkomponenten und des Energiemanagements kann der Anlagenbetrieb unter realistischen Bedingungen, d. h. mit gemessenen Zeitreihen meteorologischer Daten, simuliert werden. Als Ergebnis einer Simulation erhält man einerseits die Energiebilanz über den betrachteten Zeitraum und andererseits Informationen, ob die geforderten Randbedingungen wie Schalthäufigkeiten oder zulässige Leistungen eingehalten werden. Ein einzelner Simulationslauf liefert Ergebnisse für nur einen ganz speziellen Auslegungsfall. Um ein System charakterisieren und auslegen zu können, müssen die Auslegungsparameter gezielt variiert werden. Es wird eine Methode benötigt, mit der das Werkzeug der dynamischen Simulation systematisch und effizient eingesetzt werden kann. Diese Methode wird im folgenden Autarkie-Grenzkurven-Verfahren genannt.

Mit dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren werden die Komponenten Photovoltaik, Windkraftanlage, Gastank, Elektrolyseur, Brennstoffzelle und Batterie dimensioniert. Entsprechend dem Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2 werden die Investitionskosten des Systems aus der Dimensionierung dieser Komponenten bestimmt. Zu den Investitionskosten kommen die Betriebskosten, die hauptsächlich durch den Zukauf von Wasserstoff bestimmt werden, wenn das System nicht für Autarkie ausgelegt ist. Diese Kosten ergeben sich aus der simulierten Energiebilanz über einen langjährigen Zeitraum. In Kapitel 3.1.1 ist die Energiebilanz für den Basisfall, der für Autarkie ausgelegt ist, angegeben. Die Abhängigkeit der Kosten von den oben genannten Auslegungsgrößen ist durch starke Nichtlinearitäten und große Gradienten gekennzeichnet. In Kapitel 3.2.2 ist dies beispielhaft für die Abhängigkeit der Kosten von der installierten Leistung des Photovoltaik-Generators dargestellt. Unter diesen Voraussetzungen ist die Kostenoptimierung im fünf- bis sechsdimensionalen Raum mit herkömmlichen Optimierungsverfahren sehr kompliziert. Außerdem ist der Rechenaufwand groß, weil zur Auswertung eines einzelnen Parametersatzes der Anlagenbetrieb über 17 Jahre in hoher zeitlicher Auflösung simuliert werden muß.

Mit dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren wird die Optimierung nicht nur vereinfacht und beschleunigt. Es liefert außerdem ein Ergebnis, mit dem die optimale Generatorleistung und das optimale Tankvolumen bei verändertem Kostenverhältnis der beiden Komponenten ohne neue Simulationsrechnungen bestimmt werden können.

Abbildung 3.1 zeigt den Ablauf des Verfahrens: zunächst werden die installierten Leistungen des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle sowie die Kapazität der Batterie geschätzt. Hierfür können die Erfahrungen mit PHOEBUS Jülich genutzt werden. Die Investitionen für die Photovoltaik und den Gastank stellen etwa 70 % der Gesamtkosten dar, außerdem sind die beiden Größen stark miteinander verknüpft. Sie müssen daher gleichzeitig optimiert

werden. Mit Hilfe der Simulation wird die Abhängigkeit des für autarken Betrieb notwendigen Tankvolumens von der installierten Leistung von Photovoltaik bzw. Windkraftanlage berechnet. In Kapitel 3.2 ist beschrieben, wie diese Autarkie-Grenzkurve bestimmt wird. Mit der Autarkie-Grenzkurve, die durch drei Parameter bestimmt ist, und dem Kostenverhältnis von installierter Leistung und Tank werden die kostenoptimalen Größen der beiden berechnet. Dazu ist jeweils nur eine einfache Gleichung notwendig (Gleichungen 3.19 und 3.20). Mit den so erhaltenen optimalen Größen werden die Leistungen von Elektrolyseur und Brennstoffzelle und die Batteriekapazität mit Sensitivitätsanalysen ausgelegt (siehe Kapitel 4.2 und 4.3, Vereinfachung für die Brennstoffzelle nach Kapitel 4.4). Stimmen die neuen Werte nicht mit den Schätzungen überein, dann wird das Verfahren mit den neuen Werten wieder gestartet.

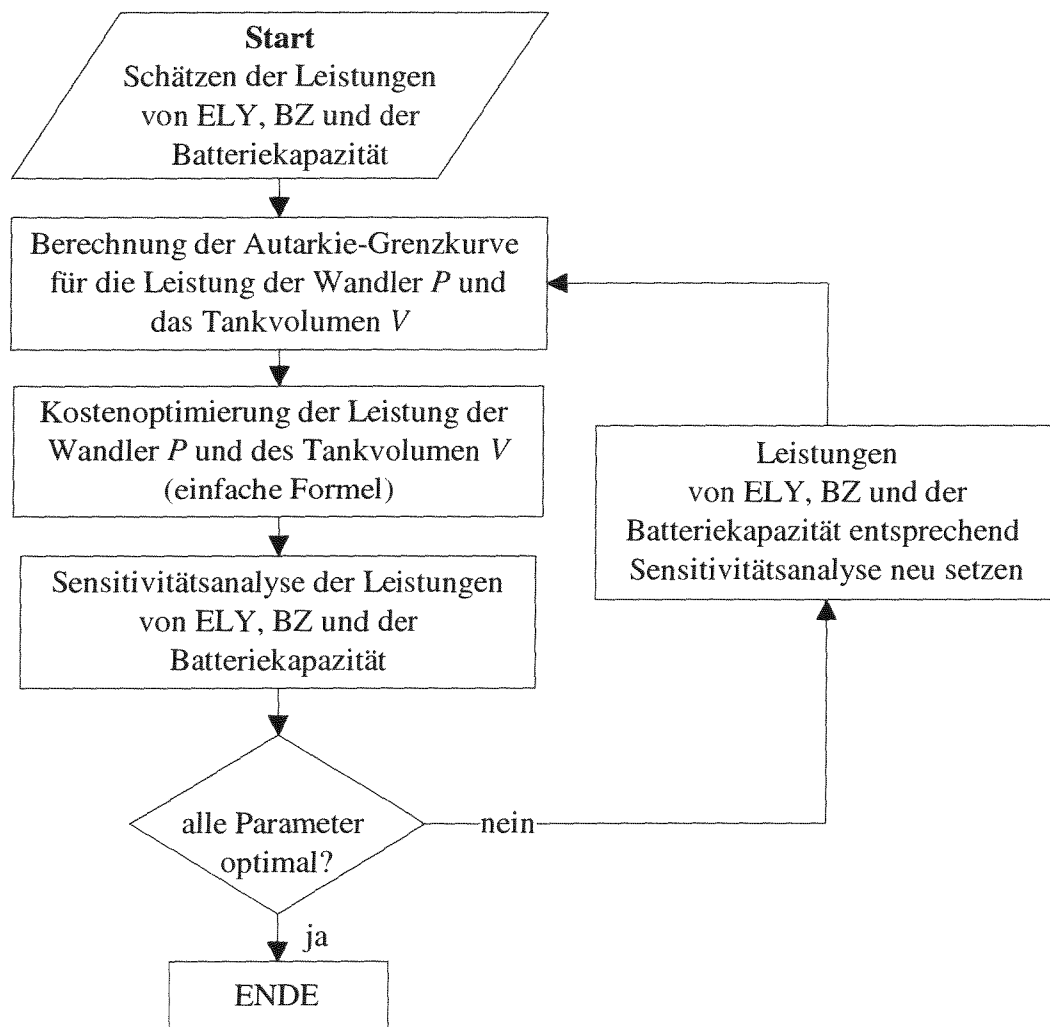


Abbildung 3.1: Ablauf des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens

Das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren wird ausgehend von einem Basisfall, der auf dem Speicherkonzept von PHOEBUS Jülich aufbaut hergeleitet. Folgende charakteristische Merkmale werden dabei aus dem bewährten Konzept PHOEBUS Jülich übernommen:

1. Gleichstromschiene 220 V, Batterie und Photovoltaik direkt gekoppelt
2. Batterie als Leistungspuffer und Kurzzeitspeicher (ca. 5 Tage)
3. Elektrolyseur und Brennstoffzelle über elektronische Gleichstromsteller an Gleichstromschiene gekoppelt.

3.1 Basisfall

Zunächst wird ein System mit Photovoltaik und Langzeitspeicherpfad wie in PHOEBUS Jülich, erweitert um die thermische Versorgung, betrachtet. Dieses wird als Basisfall angenommen, weil nur wenige Veränderungen gegenüber der existierenden Anlage, bei der Betriebserfahrungen über sechs Jahre vorliegen, vorgenommen wurden. Die wichtigen Veränderungen sind:

- Die Prozeßgasverdichter werden mit elektrischer Energie aus dem System (d. h. autark) versorgt.
- Das elektrische Bedarfsprofil ist stärker saisonal geprägt, weil die Antriebsenergie der Heizungs-Wärmepumpe im Winter anfällt, wenn auch der Stromverbrauch höher ist.

Der Basisfall ist einerseits der Ausgangspunkt zu Herleitung des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens. Andererseits dient er als Referenz zur Beurteilung der Systemvarianten, die später untersucht werden. Deshalb wird hier der Einfachheit halber schon ein optimiertes System vorgestellt, obwohl die Optimierungsmethode erst später exakt dokumentiert wird.

Abbildung 3.2 zeigt die Konfiguration von PHOEBUS-3 für den Basisfall. Man erkennt, daß sich das System durch die zusätzliche Wärmeversorgung gegenüber PHOEBUS Jülich praktisch nicht ändert. Wärmepumpe und Zusatzheizung können als Verbraucher betrachtet werden, die von der Gleichstromschiene aus versorgt werden. Die Brennstoffzelle wird unverändert nur nach dem Batterieladezustand gesteuert und nicht etwa vom Wärmebedarf des Verbrauchers.

Die Photovoltaik-Fläche ist im Basisfall wie auch für alle anderen Varianten unter 50° nach Süden ausgerichtet. Diese Orientierung ist nach MEURER (1997) und PÖTTER (1998) für Photovoltaik-Wasserstoffanlagen sinnvoll.

3.1.1 Energiebilanz

Anhand der simulierten Energiebilanz über einen Zeitraum von 17 Jahren wird der Grad der Autarkie des Systems ermittelt. Abbildung 3.2 zeigt die Energiebilanz für den Basisfall. Der Basisfall ist kostenoptimal ausgelegt, d. h. die Anlage arbeitet gerade autark. Es ist kein Zukauf von Wasserstoff notwendig. Mit dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren wurde

Netz geliefert werden. Wenn kein Netz existiert, dann müssen Überschüsse vom Energiemanagement vermieden werden, indem Teile des Photovoltaik-Generators abgeregelt werden.

3.1.2 Kostenmodell

Das Kostenmodell dient als Qualitätsfunktion für die Anlagenauslegung; dabei sind nicht die absoluten Zahlenwerte von Interesse, sondern es sollen Auswirkungen von Änderungen der Anlagenauslegung bewertet werden. Erst durch die Qualitätsfunktion ist es möglich, die Systeme zu optimieren. Im Kostenmodell werden die Investitionskosten K_{inv} und die Betriebskosten K_{betr} über 20 Jahre erfaßt:

$$K = K_{inv} + K_{betr} \quad \text{Gl. 3.1}$$

mit: K Gesamtkosten bei 20 Betriebsjahren

Für den gegebenen Zweck können die Kosten als unveränderlich über den Betrachtungszeitraum angesehen werden, d. h. alle Kosten werden für einen festen Zeitpunkt ohne Berücksichtigung von Zinsen und Preisveränderung über die Betriebsdauer angenommen.

Zur Ermittlung der Investitionskosten werden zunächst die Kosten der wichtigsten Anlagenkomponenten K_{komp} summiert:

$$K_{komp} = K_{PV} + K_{WKA} + K_{TANK} + K_{BATT} + K_{ELY} + K_{BZ} \quad \text{Gl. 3.2}$$

Die einzelnen Komponentenkosten werden aus den Auslegungsdaten und den jeweiligen spezifischen Kosten entsprechend Tabelle 3.1 berechnet. Die Komponentenkosten werden mit einem Zuschlag für sonstige Investitionen f_{soinv} und einem Zuschlag für Engineering, Dokumentation, Montage, Wartung, Demontage und Entsorgung f_{sonst} belegt. Mit Zahlenwerten nach WAGNER (1998) ergeben sich die Investitionskosten zu:

$$K_{inv} = K_{komp} f_{soinv} f_{sonst} = K_{komp} * 1,2 * 2,12 \quad \text{Gl. 3.3}$$

Die Investitionskosten decken alle Kosten für die Anlage über die gesamte Nutzungsdauer ab, soweit sie direkt auf die Auslegungsdaten für die wichtigsten Komponenten umgelegt werden können. Zu diesen Kosten kommen noch Betriebskosten K_{betr} , die sich aus der langjährigen Energiebilanz des Anlagenbetriebs ergeben. Es werden die Kosten für den Zukauf von Wasserstoff und Sauerstoff bei leeren Tanks K_{tl} sowie die Ersatzkosten für die Batterie $K_{BATT,LZ}$ berücksichtigt:

$$K_{betr} = K_{tl} + K_{BATT,LZ} \quad \text{Gl. 3.4}$$

In der Simulation wird im Fall, daß die Tanks leer sind und vom Energiemanagement Brennstoffzellenleistung gefordert wird, Wasserstoff und Sauerstoff von einem fiktiven

Lieferanten bezogen. Die so verbrauchte Menge wird über den Simulationszeitraum bilanziert und mit Kosten für Zukauf von Wasserstoff K_{tl} bewertet:

$$K_{tl} = k_{H_2} H_{o,def,H_2} \quad \text{Gl. 3.5}$$

mit: k_{H_2} spezifische Kosten H_2+O_2 in DM/kWh $_{H_2}$
 H_{o,def,H_2} Brennwert des zugekauften Wasserstoffs (H_2 -Defizit) in kWh

Tabelle 3.1: Spezifische Komponentenkosten als Grundlage für das Kostenmodell

Bez.	Beschreibung	Auslegungsgröße	spez. Kosten
K_{PV}	Photovoltaik-Generator	inst. Leistung P_{PV}	$k_{PV} = 8100 \frac{\text{DM}}{\text{kW}}$ *
K_{WKA}	Windkraftanlage komplett mit elektrischem Anschluß an Gleichstromschiene	inst. Leistung P_{WKA}	$k_{WKA} = 2500 \frac{\text{DM}}{\text{kW}}$ *
K_{TANK}	H_2 - und O_2 Gasspeicher inkl. Verdichtern	Kapazität C_{TANK}	$k_{TANK} = 22 \frac{\text{DM}}{\text{kWh}}$
K_{BATT}	Bleiakkumulator	Kapazität C_{BATT}	$k_{BATT} = 0,8 \frac{\text{DM}}{\text{Ah Zelle}}$
K_{ELY}	Elektrolyseur inkl. Peripherie und DC/DC-Steller	inst. Leistung P_{ELY}	$k_{ELY} = 6000 \frac{\text{DM}}{\text{kW}}$
K_{BZ}	Brennstoffzelle inkl. Peripherie und DC/DC-Steller	inst. Leistung P_{BZ}	$k_{BZ} = 6000 \frac{\text{DM}}{\text{kW}}$

*die spezifischen Kosten von Photovoltaik und Windkraftanlage werden im Text zusammengefaßt als k_P (spezifische Kosten der installierten Leistung der Wandler)

Die Ersatzkosten für die Batterie werden aufgrund der Lebensdauer, die in Abhängigkeit von der Anzahl Ladezyklen gegeben ist, bestimmt:

$$K_{BATT,LZ} = \left(\frac{W_{dc,BATT,e}}{LZ_{BATT} U_{zelle} N_{zelle} C_{BATT}} - 1 \right) K_{BATT} \quad \text{Gl. 3.6}$$

mit: $W_{dc,BATT,e}$ gesamte in die Batterie eingespeiste Gleichstromarbeit
 U_{zelle} Nennspannung einer Batteriezelle (2 V)
 N_{zelle} Anzahl Zellen
 C_{BATT} Batteriekapazität in Ah
 K_{BATT} Investitionskosten der Batterie
 LZ_{BATT} Lebensdauer der Batterie in Ladezyklen

Die Lebensdauer LZ_{BATT} wird nach GARCHE und DÖRING (1996) in Abhängigkeit der Entladetiefe eher pessimistisch abgeschätzt.

3.1.3 Kostenverteilung

Für den Basisfall ergibt sich die Kostenverteilung nach Abbildung 3.3. Mehr als zwei Drittel der Komponentenkosten entfallen auf den Photovoltaik-Generator und den Tank. Die sonstigen Kosten und die sonstigen Investitionskosten stellen 57 % der Gesamtkosten dar. Da diese Kosten proportional zu den Komponentenkosten sind, haben Photovoltaik-Fläche und Tankvolumen mit Abstand den größten Einfluß auf die Gesamtkosten. Daher ist die wichtigste Aufgabe bei der Anlagenauslegung die Dimensionierung von Photovoltaik und Tank. Im folgenden Kapitel wird dazu ein neues Verfahren vorgestellt.

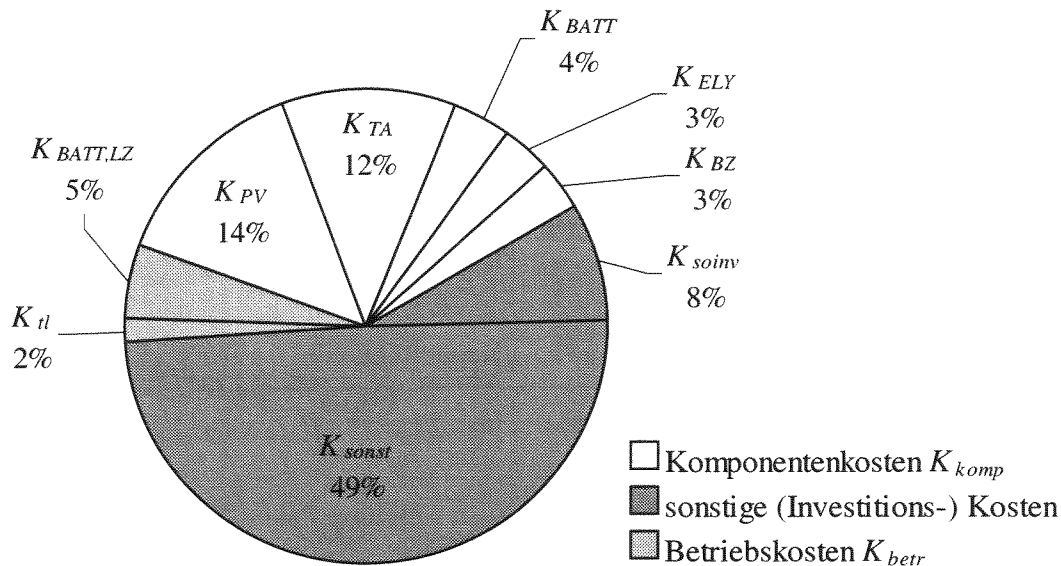


Abbildung 3.3: Kostenverteilung für PHOEBUS-3 ohne Windkraftanlage

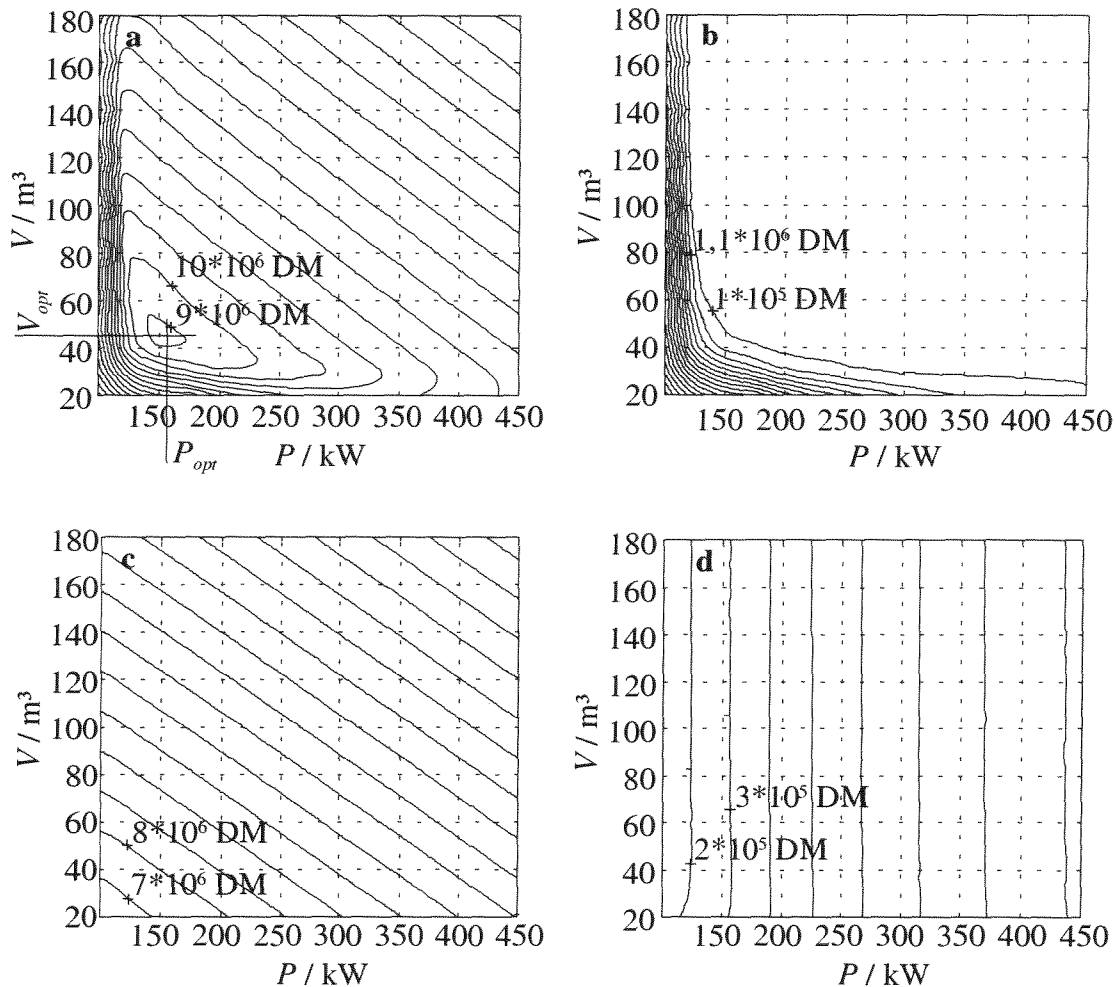
3.2 Autarkie-Grenzkurven-Verfahren

Es wurde gezeigt, daß die Kosten für PHOEBUS-3 überwiegend durch die Auslegung von Photovoltaik-Generator und Tankvolumen V bestimmt werden. Die beiden Größen sind wegen der Autarkie-Bedingung miteinander gekoppelt; so kann man die kleinstmögliche Photovoltaik-Fläche sicherlich dann installieren, wenn ein sehr großer Speicher zur Verfügung steht, andererseits wird der Speicherbedarf geringer, je mehr Photovoltaik-Leistung P zur Verfügung steht. Deshalb sind P und V Optimierungsvariablen die gleichzeitig variiert werden müssen. Aus den Zusammenhängen von P und V wird im folgenden das Kernstück des neuen Auslegungsverfahrens, die Autarkie-Grenzkurve, hergeleitet. Diese Autarkie-Grenzkurve verbindet alle autarkienahen Auslegungspunkte.

3.2.1 Kostenfunktion $K(V,P)$

Grundsätzlich ist das System dann optimal, wenn alle Komponenten so ausgelegt sind, daß die Gesamtkosten minimal sind. Deshalb wird die Auslegungsmethode ausgehend von der Kostenfunktion hergeleitet. Abbildung 3.4 zeigt die Abhängigkeit verschiedener Kosten-

anteile von der installierten Leistung des Photovoltaik-Generators P und dem Volumen des Wasserstofftanks V . Es sind Linien gleicher Kosten dargestellt, die durch Interpolation von Simulationsergebnissen für ein Raster von P - und V -Werten, auf die das Kostenmodell angewendet wurde, berechnet wurden. Die Eigenschaften dieser Kostenfunktion werden genutzt, um eine Autarkie-Grenzkurve zu beschreiben und um deren Bedeutung für das Optimierungsverfahren darzustellen.



Linien gleicher Kosten (Isokosten) in DM

a Gesamtkosten K

(V_{opt} und P_{opt} entsprechen den
Auslegungsdaten in Abbildung 3.2)

c gesamte Investitionskosten K_{inv}

b Kosten für Zukauf Wasserstoff K_{tl}

d Ersatzkosten Batterie $K_{BATT,LZ}$

Abbildung 3.4: Isokosten bei Variation von Tankvolumen und installierter Photovoltaik-Leistung

Die Gesamtkosten K in Abhängigkeit von V und P setzen sich zusammen aus den gesamten Investitionskosten K_{inv} , den Kosten für den Zukauf von Wasserstoff K_{tl} , die bei leerem Tank und Anforderung von Brennstoffzellenleistung durch das Energiemanagement anfallen, sowie den Ersatzkosten für die Batterie $K_{BATT,LZ}$ (siehe Gleichungen 3.1 und 3.4):

$$K = K_{inv} + K_{tl} + K_{BATT,LZ} \quad \text{Gl. 3.7}$$

Aus Abbildung 3.4a ist zu erkennen, daß für die Gesamtkosten ein Minimum existiert, das beim optimalen Tankvolumen V_{opt} und der optimalen Photovoltaik-Leistung P_{opt} erreicht wird. Für Photovoltaik-Generatoren, die kleiner sind als P_{opt} , steigen die Kosten unabhängig vom Tankvolumen sehr stark an. Etwas weniger steil steigt K für Werte von $V < V_{opt}$ an. Abbildung 3.4b zeigt die Kosten K_{tl} für den Zukauf von Wasserstoff, die verantwortlich sind für die hohen Gesamtkosten bei zu kleinem Tank oder Photovoltaik-Generator. Die Investitionskosten K_{inv} (Abbildung 3.4c) sind über die spezifischen Photovoltaik- und Tankkosten k_P und k_V linear abhängig von P und V , d. h. es ergeben sich für die Isokosten parallele Geraden mit der Steigung $m_{K,inv} = -(k_P / k_V)$. Die Ersatzkosten für die Batterie sind abhängig von der Anzahl der Ladezyklen. Sie sind praktisch unabhängig vom Tankvolumen, da der Batterieladezustand auch bei Erreichen der Ladegrenzen des Tanks durch geeignete Sicherheitseinrichtungen (Abblasen bzw. Zukauf von Wasserstoff, Abregeln des Photovoltaik-Generators) in den vorgegebenen Grenzen gehalten wird. Diese Sicherheitseinrichtungen simulieren einen unendlich großen Tank, so daß sich das tatsächliche Volumen praktisch nicht auf die Ladezyklen auswirkt (Abbildung 3.4d).

3.2.2 Kostenfunktion $K(P)$

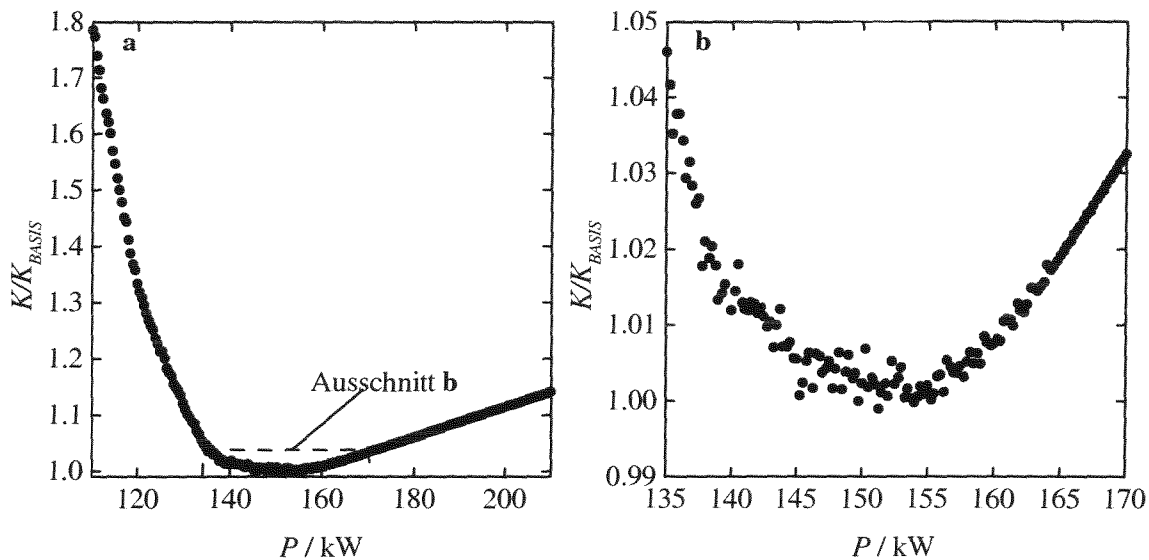
Im vorherigen Kapitel wurde die Abhängigkeit $K(P, V)$ anhand von Isokosten dargestellt. Diese entstehen aus Interpolation von Simulationsergebnissen im $P \times V$ -Raster. Durch die Interpolation gehen einige Informationen über den Zusammenhang von Kosten und Auslegungsparametern verloren. Anhand des Einflusses eines einzelnen Parameters wird die Kostenfunktion im folgenden genauer charakterisiert.

Abbildung 3.5a zeigt den Verlauf der Gesamtkosten K bei Variation der installierten Photovoltaik-Leistung bei reinem Photovoltaik-Betrieb und dem optimalen Tankvolumen von $V = 45,2 \text{ m}^3$. Der Bereich des Kostenoptimums ist vergrößert in Abbildung 3.5b dargestellt. Für Leistungen kleiner P_{opt} ist kein autarker Betrieb möglich, und die Kosten steigen wegen der hohen Zukaufkosten für Wasserstoff stark an. Bei größeren Leistungen liegt autarker Betrieb vor, so daß die Kosten proportional zur Größe der Photovoltaik-Generatoren steigen. Der Ausschnitt b in Abbildung 3.5 zeigt, daß für $P < 165 \text{ kW}$ die Werte von K streuen, weil die Nichtlinearitäten des Systems sich nur bei nicht autarkem Betrieb auf die Kostenfunktion auswirken.

Zur Auslegung von Photovoltaik und Tank ist also eine Kostenfunktion zu optimieren, die

- im interessierenden Bereich nichtlinear ist
- im Bereich des Optimums eine schwache Krümmung aufweist
- für kleinere P bereits in der Nähe des Optimums sehr stark ansteigt.

Einen ähnlichen Zusammenhang erhält man auch bei Variation des Tankvolumens, der Leistungen von Elektrolyseur und Brennstoffzelle und der Batteriekapazität. Die gleichzeitige Optimierung aller fünf Parameter ist sehr kompliziert und rechenaufwendig. Daher wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren entwickelt, mit dem nicht nur die Lage des Optimums mit relativ geringem Rechenaufwand bestimmt werden kann, sondern zusätzlich wichtige Systemzusammenhänge und Kenngrößen einfach beschrieben werden können.



Für jeden dargestellten Punkt wurde eine Simulation mit dem Systemmodell über 17 Jahre durchgeführt. Das Simulationsergebnis wurde mit dem Kostenmodell bewertet. Variation der installierten Photovoltaik-Leistung für den Basisfall bei optimalem Tankvolumen $V_{opt} = 45,2 \text{ m}^3$

Abbildung 3.5: Verlauf der Gesamtkosten bei Variation der installierten Leistung

In Abbildung 3.5a ist zu erkennen, daß die Kurve $K(P)$ etwa bei $P=120 \text{ kW}$ und $P=135 \text{ kW}$ einen Knick aufweist. Dieser entsteht aufgrund des begrenzten Simulationszeitraums: im Bereich $135 \text{ kW} < P < 160 \text{ kW}$ wird nur in einem Jahr Wasserstoff zugekauft, im Bereich $120 \text{ kW} < P < 135 \text{ kW}$ in zwei Jahren, usw. Diese Knicke in der Kostenfunktion übertragen sich auch auf die Autarkie-Grenzkurve, die im folgenden beschrieben wird.

3.2.3 Analytische Modellierung der Autarkie-Grenzkurve

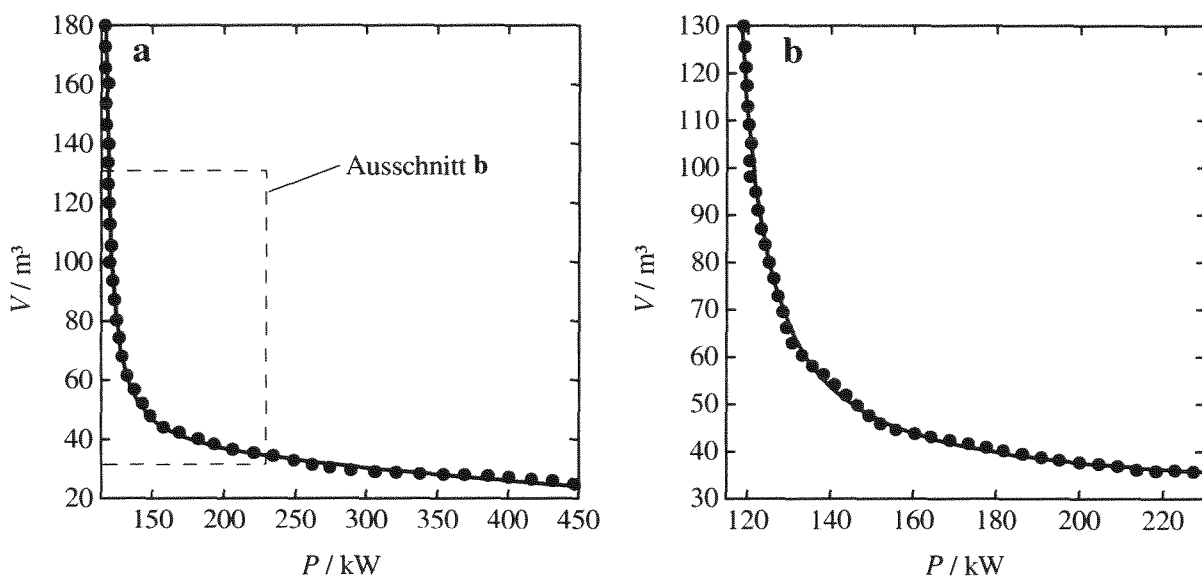
Für die Auslegung von PHOEBUS-Anlagen ist es nützlich, aus den in Abbildung 3.4 dargestellten Simulationsergebnissen verallgemeinerte Zusammenhänge abzuleiten, die anhand von möglichst wenigen Kenngrößen formuliert werden können. Das wichtigste Auslegungskriterium ist die Frage, ob bzw. in welchem Umfang Autarkie erreicht werden soll. Ein Maß für die Unabhängigkeit des Systems von externen Energielieferungen sind die Kosten für Zukauf von Wasserstoff K_{tl} , die entsprechend dem Kostenmodell proportional zur bezogenen Wasserstoffmenge sind. Zur Bestimmung von K_{tl} muß immer ein begrenzter Simulationszeitraum betrachtet werden. Wegen des stochastischen Angebots an regenera-

tiver Energie kann daher die Grenze V_{grenz} und P_{grenz} zum autarken Betrieb, die gegeben ist durch

$$K_{tl} = 0 \text{ für } V = V_{\text{grenz}}; P = P_{\text{grenz}}$$

und $K_{tl} > 0$ für $V < V_{\text{grenz}}; P < P_{\text{grenz}}$,

nicht exakt bestimmt werden. Daher wird als Vorgabe für die Auslegung – z. B. als Anforderung aus dem Lastenheft – ein Wert $K_{tl,a} > 0$ gefordert, der im gegebenen Simulationszeitraum nicht überschritten werden darf. Gesucht ist nun der Zusammenhang $V = V(P)$, der den Bereich markiert, in dem alle V und P liegen, für die die Kosten für Zukauf von Wasserstoff unter dem vorgegebenen Wert liegen ($K_{tl} < K_{tl,a}$).



Der Knick im Verlauf der Punkte im Ausschnitt b entsteht durch den auf 17 Jahre begrenzten Simulationszeitraum, siehe Kapitel 3.2.2.

Die durch Interpolation der Simulationsergebnisse ermittelten Wertepaare für $K_{tl}(V,P)=10^5$ DM (Punkte) werden modelliert mit least-squares Anpassungen (Linie) durch:

	$\kappa / \text{m}^3 \text{ kW}$	$P_{\min} / \text{kW}$	b / m^3	$m / \text{m}^3 / \text{kW}$
a die Summe einer um $P_{\min}$ verschobenen und mit κ gestreckten Hyperbel und einer Geraden (Gleichung 3.8)	507	113,8	37,9	-0,0342
b eine um $P_{\min}$ und $V_{\min}$ verschobenen und mit κ gestreckte Hyperbel (Gl. 3.18)	664,4	111,8	30,1	0

Abbildung 3.6: Modellierung des Zusammenhangs von Tankvolumen und Photovoltaik-Generatorleistung bei gleicher Autarkiebedingung (Autarkie-Grenzkurven-Verfahren)

In Abbildung 3.6a ist eine Autarkie-Grenzkurve für einen Zukauf von 500 m^3_n Wasserstoff über den gesamten Auslegungszeitraum ($K_{tl,a} = 10^5$ DM) dargestellt, wobei V und P bis zum Vier- bzw. Dreifachen der optimalen Werte skaliert sind. Größeres Tankvolumen und größere Photovoltaik-Generatoren sollen hier nicht betrachtet werden, weil diese

Dimensionierungen ökonomisch und energetisch nicht mehr sinnvoll sind. Die Punkte wurden durch Interpolation der Wertepaare $K_{tl}(V, P)$ für $K_{tl} = K_{tl,a}$ aus der Simulation berechnet. Die Werte von V zeigen in Abbildung 3.6a für $P > 160 \text{ kW}$ einen leicht abfallenden Verlauf, während sie für $P < 160 \text{ kW}$ entsprechend der Polstelle einer Hyperbel verlaufen und sehr groß werden. Diese Eigenschaften können durch eine zusammengesetzte Funktion aus einer Hyperbel und einer Geraden beschrieben werden:

$$V = \frac{\kappa}{P - P_{min}} + mP + b \quad \text{Gl. 3.8}$$

mit: κ Krümmung der Hyperbel
 P_{min} kleinstmöglicher Photovoltaik-Generator für $V \rightarrow \infty$
 m Steigung von V für $P \rightarrow \infty$
 b Achsenabschnitt der Geradengleichung für $P \rightarrow \infty$

Die Polstelle bei P_{min} erklärt sich aus der Energiebilanz von PHOEBUS-3, denn bei unbegrenztem Speicher kann der kleinstmögliche Photovoltaik-Generator installiert werden. Unterschreitet man P_{min} , so muß mehr Wasserstoff zugekauft werden, als für die Auslegung vorgegeben wurde, d. h. $K_{tl} > K_{tl,a}$. Für den Tank kann dagegen keine eindeutige Untergrenze angegeben werden, wenn beliebige Photovoltaik-Generatorleistung zur Verfügung steht, weil selbst bei geringfügigem Angebot an Solarstrahlung, wie sie zumindest als diffuse Strahlung täglich auftritt, ein unendlich großer Photovoltaik-Generator jedes Defizit ausgleichen kann. Die Fälle mit sehr großen P führen jedoch zu unrealistisch teuren Anlagen, die als Extremfälle anzusehen sind und die daher hier nicht weiter untersucht werden.

Aus Abbildung 3.4a erkennt man, daß für $K(V, P)$ nur ein globales Minimum existiert, so daß das Tankvolumen und der Photovoltaik-Generator kostenoptimal ausgelegt sind, wenn gilt:

$$\frac{\partial K}{\partial V} = 0 \quad \text{und} \quad \frac{\partial K}{\partial P} = 0 \quad \text{Gl. 3.9 und Gl. 3.10}$$

Entsprechend Gleichung 3.7 gilt für die Gesamtkosten:

$$K = K_{tl}(V, P) + K_{inv}(V, P) + K_{BATT,LZ}(P) = K(V, P) \quad \text{Gl. 3.11}$$

Für die Ersatzkosten der Batterie wird ein einfacher linearer Zusammenhang mit den Koeffizienten β und ε der Geradengleichung angenommen:

$$K_{BATT,LZ} = \beta P + \varepsilon \quad \text{Gl. 3.12}$$

Entsprechend dem Kostenmodell setzen sich die gesamten Investitionskosten K_{inv} aus den Kosten für den Gastank und den Photovoltaik-Generator sowie einem Betrag für die restliche Anlage K_{ant} zusammen:

$$K_{inv} = k_V V + k_P P + K_{anl} \quad \text{Gl. 3.13}$$

mit: k_V spezifische Kosten der Gastanks / DM/m³
 k_P spezifische Kosten des Photovoltaik-Generators / DM/kW

Als Vorgabe für die Auslegung wird der Grad der Autarkie vorgegeben, d. h.

$$K_{tl}(V, P) = K_{tl,a} = \text{const.} \quad \text{Gl. 3.14}$$

Wie oben beschrieben läßt sich aus der Bedingung nach Gleichung 3.14 die Beziehung Gleichung 3.8 für $V(P)$ ableiten, so daß V aus Gleichung 3.13 eliminiert werden kann. Durch Einsetzen von Gleichung 3.12–3.14 läßt sich dann Gleichung 3.11 schreiben:

$$K = K_{tl} + k_V \left(\frac{\kappa}{P - P_{min}} + m P + b \right) + k_P P + \beta P + \varepsilon = K(P) \quad \text{Gl. 3.15}$$

Damit entfällt Gleichung 3.9 und die optimale Photovoltaik-Feldgröße ergibt sich aus

$$\frac{dK}{dP} = k_V \left(-\frac{\kappa}{(P - P_{min})^2} + m \right) + k_P + \beta = 0$$

zu
$$P_{opt} = \left\lfloor \sqrt{\frac{\kappa}{\frac{k_P}{k_V} + \frac{\beta}{k_V} + m}} + P_{min} \right\rfloor \quad \text{Gl. 3.16}$$

Für das optimale Tankvolumen ergibt sich daraus mit Gleichung 3.8

$$V_{opt} = \left\lfloor \sqrt{\kappa \left(\frac{k_P}{k_V} + \frac{\beta}{k_V} + m \right)} + m \left(\left\lfloor \sqrt{\frac{\kappa}{\frac{k_P}{k_V} + \frac{\beta}{k_V} + m}} + P_{min} \right\rfloor + b \right) \right\rfloor \quad \text{Gl. 3.17}$$

Tabelle 3.2: Parameter zur Bestimmung des Kostenoptimums

	Wert	Bedeutung	Quelle
κ	507 m ³ kW	Krümmung der Hyperbel $K_{tl}=K_{tl,a}$	Abbildung 3.6a
P_{min}	113,8 kW	kleinstmögliche PV-Generatorleistung	Abbildung 3.6a
m	-0,0342 m ³ /kW	Steigung der Asymptote für $P \rightarrow \infty$	Abbildung 3.6a
b	37,9 m ³	Achsenabschnitt der Asymptote	Abbildung 3.6a
β	max. 400 DM/kW	Steigung der Kosten $K_{BATT,LZ}$ mit P_{min}	Abbildung 3.4d
k_V	23400 DM/m ³	spezifische Kosten H ₂ u. O ₂ Tanks (bzgl. H ₂)	Kapitel 3.1.2
k_P	8100 DM/kW	spezifische Kosten PV-Generator	Kapitel 3.1.2

Mit den in Tabelle 3.2 angegebenen Parametern liegt das Kostenoptimum bei $P_{opt} = 153,1 \text{ kW}$ und $V_{opt} = 45,6 \text{ m}^3$. Der Wert β zur Berücksichtigung der Batteriebelastung

beeinflusst die Lage des Optimums nur sehr geringfügig: V_{opt} verringert sich um 0,8 % und P_{opt} vergrößert sich um 0,7 %, wenn $\beta = 0$ gesetzt wird. Diese Veränderungen sind klein gegenüber den Unsicherheiten aufgrund des begrenzten Simulationszeitraums (siehe Kapitel 2.5). Daher kann wegen $\beta \ll k_p$ zur Vereinfachung β vernachlässigt werden.

3.2.4 Vereinfachtes Autarkie-Grenzkurven-Verfahren

In Abbildung 3.6b wurde die Interpolation der Simulationsergebnisse für $K_{tl} = 10^5$ DM für einen kleineren Ausschnitt um das Kostenoptimum erneut durchgeführt. An die Wertepaare für V und P wurde wie in Abbildung 3.6a die Funktion Gleichung 3.8 angepaßt, wobei jedoch $m = 0$ gesetzt wurde. Offensichtlich beschreibt diese Funktion, bei der die Asymptote für $P \rightarrow \infty$ eine Parallele zur Abszisse ist, sehr gut. Der Achsenabschnitt b kann in diesem Fall als minimaler Wert V_{min} von V bei großen P interpretiert werden. Damit geht Gleichung 3.8 über in

$$V = \frac{\kappa}{P - P_{min}} + V_{min}; \quad P_{min} < P < 2P_{min}. \quad \text{Gl. 3.18}$$

Dieser Zusammenhang gilt nicht für sehr große P , da dort kein V_{min} existiert (s. o.). Die Beziehung Gleichung 3.18 ist gut geeignet zur Bestimmung des Kostenoptimums, solange das Verhältnis k_p/k_V nicht zu klein ($< 0,1 \text{ m}^3/\text{kW}$) wird. Mit den Vereinfachungen bezüglich β und m kann die Lage des Kostenoptimums einfach formuliert werden:

$$P_{opt} = \sqrt{\kappa \frac{k_{s,V}}{k_{s,P}}} + P_{min} \quad \text{und} \quad V_{opt} = \sqrt{\kappa \frac{k_{s,P}}{k_{s,V}}} + V_{min} \quad \text{Gl. 3.19 und Gl. 3.20}$$

3.2.5 Fehlerdiskussion

Zur Beurteilung der Genauigkeit des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens wurden Simulationen für jeweils 45 Wertepaare der Funktion von $V(P)$ der in Abbildung 3.6 dargestellten Grenzkurven mit den dort angegebenen Parametern durchgeführt. Tabelle 3.3 zeigt die statistische Auswertung der Ergebnisse. K_{tl} liegt im Mittel in beiden Fällen unter dem Vorgabewert von $K_{tl,a} = 100$ TDM. Der maximale Wert ist 235 TDM für die Kurve mit großem Definitionsbereich ($P < 475 \text{ kW}$ und $V < 180 \text{ m}^3$), d. h. der maximale Fehler beträgt 135 TDM entsprechend einem zusätzlichen Wasserstoff-Defizit über 17 Jahre von 675 m^3_n bzw. 2390 kWh. Verglichen mit der von der Brennstoffzelle im gleichen Betrachtungszeitraum gelieferten Energie von 233 MWh (siehe Jahresbilanz in Abbildung 3.2) beträgt dieser Fehler 1 %. Für die meisten Auslegungsrechnungen kann die Autarkie-Grenzkurve mit kleinem Definitionsbereich ($P < 230 \text{ kW}$ und $V < 130 \text{ m}^3$) verwendet werden. Hier ist der Mittelwert von K_{tl} mit 74 TDM näher am Auslegungswert und die Standardabweichung

verringert sich auf 58 TDM. Der Maximalwert beträgt nur noch 175 TDM, so daß der Fehler im Vergleich zur Brennstoffzellenenergie nur noch 0,5 % beträgt.

Tabelle 3.3: Fehleranalyse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens

Autarkie-Grenzkurve für:	$P < 475 \text{ kW}$ und $V < 180 \text{ m}^3$	$P < 230 \text{ kW}$ und $V < 130 \text{ m}^3$
Mittelwert ${}^{45}\overline{K}_{tl}$ TDM	49	74
Maximum ${}^{45}K_{tl,max}$ TDM	235	175
Minimum ${}^{45}K_{tl,min}$ TDM	0	0
Standardabweichung ${}^{45}\sigma_K$ TDM	76	58

Für 50 Wertepaare der Funktion $V(P)$ der in Abbildung 3.6 dargestellten Autarkie-Grenzkurven wurde das Simulationsergebnis K_{tl} (Zukaufkosten Wasserstoff) in TDM ausgewertet.

3.2.6 Bedeutung des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens

Ausgangspunkt zur Herleitung des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens waren Wertepaare $K(P,V)$, die durch Simulation und durch Bewertung mit einem vollständigen Kostenmodell für einen 17-jährigen Anlagenbetrieb berechnet wurden. Es wurde gezeigt, daß anhand der Simulationsergebnisse der Zusammenhang von P und V für einen bestimmten Grad der Autarkie durch die drei Parameter κ , P_{min} und V_{min} beschrieben werden kann. Mit diesen Parametern kann auch die Lage des Kostenoptimums in Abhängigkeit vom Kostenverhältnis des Tanks zum Photovoltaik-Generator bestimmt werden. Es ist also kein komplettes Kostenmodell erforderlich, sondern nur eine Abschätzung des Verhältnisses k_P/k_V und als Ergebnis der Simulation die Wasserstoffbilanz (Menge des zugekauften Wasserstoffs), die mit nur drei systemspezifischen Parametern beschrieben werden kann. Damit ist eine Schnittstelle zwischen der detaillierten simulationsbasierten Systemanalyse und der konkreten Anlagenplanung geschaffen, d. h. die Simulationsergebnisse werden auf wenige Auslegungsparameter verdichtet, so daß dem Planer eine einfache und aussagekräftige Auslegungsformel an die Hand gegeben wird.

4 Anwendung des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens auf den Basisfall

Mit Hilfe des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens soll zunächst die Kombination von Photovoltaik und Windkraft für den PHOEBUS-3-Basisfall untersucht werden. Dabei verändert sich nur das Profil des Energieangebots, während die Konfiguration des eigentlichen PHOEBUS-3-Systems erhalten bleibt. Bei den Untersuchungen zum Hybridbetrieb wird nicht nur auf die Anlagenauslegung eingegangen. Anhand der Ergebnisse werden außerdem die Kenngrößen des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens genauer beschrieben.

Die Komponenten Batterie, Elektrolyseur und Brennstoffzelle werden im Autarkie-Grenzkurven-Verfahren über Sensitivitätsanalysen ausgelegt, siehe Einleitung von Kapitel 3. Diese Sensitivitätsanalysen werden in Kapitel 4.2 für die Batterie und in Kapitel 4.3 für den Elektrolyseur dargestellt. Die Brennstoffzelle wurde vereinfachend über die maximale Leistungsanforderung ausgelegt (Kapitel 4.4). Für diese Komponenten wurde außerdem der Einfluß des Wirkungsgrads auf das Gesamtsystem untersucht. Dazu wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren angewendet, wobei der Wirkungsgrad jeweils um 20 % gegenüber dem Basisfall reduziert wurde. Die Ergebnisse zeigen, wieviel Wert bei der Komponentenauswahl jeweils auf die energetische Effizienz gelegt werden sollte.

4.1 Hybridbetrieb Windkraftanlage/Photovoltaik

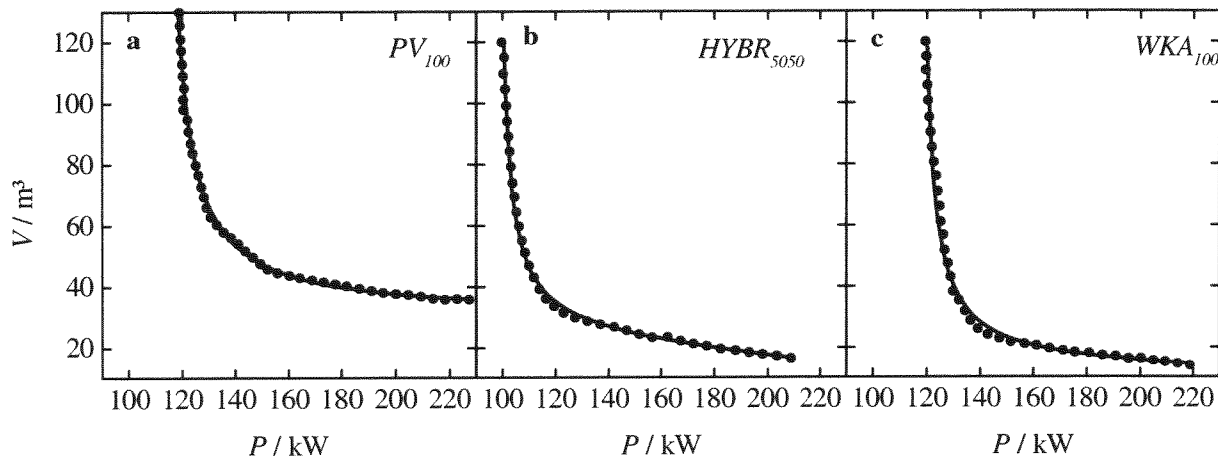
Am Standort Jülich bietet sich, wie an den meisten Standorten Europas, Hybridbetrieb an, weil das Angebot aus Photovoltaik und Windkraft saisonal komplementär ist (siehe Kapitel 2.5). Da auch das Lastprofil saisonal ausgeprägt ist, sollte eine optimale Kombination von Photovoltaik und Windkraftanlage gewählt werden, bei der das Lastprofil gerade gedeckt wird. In diesem idealen Fall ist kein Langzeitspeicher zum saisonalen Ausgleich erforderlich. Allerdings unterliegt besonders die mittlere monatliche Windgeschwindigkeit großen stochastischen Schwankungen (siehe Kapitel 2.5). Daher muß die Simulation über einen langen Zeitraum zeigen, ob es sich lohnt, die durchschnittlich bessere saisonale Anpassung des Ertrags aus einer Windkraftanlage an die Last mit einem weniger zuverlässigen Ertrag zu erkaufen.

Für die folgenden Untersuchungen zum Hybridbetrieb bleibt die Konfiguration des Speichersystems und der Verbraucher unverändert gegenüber dem Basisfall (Abbildung 3.2).

4.1.1 Autarkie-Grenzkurven für PV_{100} , $HYBR_{5050}$, WKA_{100}

Zunächst werden hierzu drei Fälle genauer untersucht: ausschließlich Photovoltaik-Generatoren (PV_{100}), Hybridbetrieb von Photovoltaik- und Windgeneratoren mit gleicher installierter Leistung ($HYBR_{5050}$) und ausschließlich Windkraftanlagen (WKA_{100}). Wie im vorherigen Kapitel wurden für diese Fälle die Gesamtkosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung und vom Tankvolumen berechnet. Aus den Ergebnissen wurden die charakteristischen Parameter κ , P_{min} , b und m ermittelt, mit denen auch das Kostenoptimum in Abhängigkeit des Kostenverhältnisses von Photovoltaik bzw. Windkraftanlage und Tank berechnet werden kann.

Abbildung 4.1 zeigt für die drei Fälle die berechneten Kosten für den Zukauf von Wasserstoff von $K_H = 10^5$ DM, sowie die daran angepaßten Autarkie-Grenzkurven mit den entsprechenden Parametern. Dabei sind in Abbildung 4.1a die Werte aus Abbildung 3.6b zum besseren Vergleich mit den anderen Fällen nochmals dargestellt.



Die durch Interpolation der Simulationsergebnisse ermittelten Wertepaare für $K_H(V,P)=10^5$ DM (Punkte) werden modelliert durch least-squares Anpassungen (Linie) an Gleichung 3.8:

	$\kappa / \text{m}^3\text{kW}$	P_{min} / kW	b / m^3	$m / \text{m}^3/\text{kW}$
a für reinen PV-Betrieb	663,5	111,9	30,1	0
b für Hybridbetrieb bei gleicher installierter Leistung von Photovoltaik und Windkraftanlage	302,1	97,4	32,2	0,088
c für reinen WKA-Betrieb	367,6	116,6	15,3	0,0202

Abbildung 4.1: Autarkie-Grenzkurven für unterschiedliche Kombinationen von Photovoltaik und Windkraftanlagen

Die Autarkie-Grenzkurve für PV_{100} läßt sich mit dem einfachen Ansatz nach Gleichung 3.18, d. h. die Steigung der Asymptote für $P \rightarrow \infty$ ist $m = 0$, gut beschreiben. Für die Systeme mit Windkraftanlage muß der Ansatz nach Gleichung 3.8 verwendet werden, weil V auch bei großen P noch deutlich abnimmt. Bei Hybridbetrieb sind die Zeiträume, in denen praktisch

kein Angebot aus den Konvertern zur Verfügung steht, kürzer als bei ausschließlichem Betrieb von Photovoltaik oder Windkraftanlagen. Bei *HYBR₅₀₅₀* ist m relativ groß, weil zusätzliche installierte Leistung praktisch jederzeit auch entsprechend zusätzliche Leistung bringt.

4.1.2 Korrelationsfaktor κ

Die Form der Autarkie-Grenzkurven in Abbildung 4.1 legt es nahe, κ als „Korrelationsfaktor“ für P und V zu interpretieren. Durch Ableiten nach P und Umstellen nach $P - P_{min}$ kann Gleichung 3.8 geschrieben werden:

$$P - P_{min} = \pm \sqrt{-\frac{\kappa}{m - V'}} = \pi \quad \text{Gl. 4.1}$$

mit: $\pi = P - P_{min}$ Korrelationsbereich von P und V
 V' die Steigung der Autarkie-Grenzkurve; sie hat im physikalisch sinnvollen Bereich immer ein negatives Vorzeichen

Vergleicht man Gleichung 4.1 mit Gleichung 3.16, so zeigt sich für $\beta = 0$ (s. o.), daß die optimale Generatorleistung erreicht wird für $V' = -k_p/k_v$. Ein absolutes Kostenminimum existiert also nur für $m > -k_p/k_v$, andernfalls ist es die optimale Lösung, keinen Langzeitspeicher zu installieren. Für autarke Energieversorgungssysteme ist ein Wasserstoffspeicher nur dann sinnvoll, wenn das Kostenoptimum im Bereich von nennenswerten Speichervolumen liegt. Dies ist der Fall für $V' > m + c$, wobei c eine kleine positive Steigung ist. Dieser Bereich für P soll im Folgenden Korrelationsbereich π von V und P genannt werden.

Wählt man z. B. $c = -0,05 \text{ m}^3/\text{kW}$ als Grenze für Korrelation von V und P , so ergeben sich aus den Werten in Abbildung 4.1 durch Einsetzen von $V' = m + c$ in Gleichung 4.1 Korrelationsbereiche von $\pi = 115 \text{ kW}$ für PV_{100} und $\pi = 86 \text{ kW}$ für WKA_{100} . Berücksichtigt man noch einen Sicherheitszuschlag von 20 % auf P_{min} für die installierte Leistung, um im langjährigen Mittel einen Energieüberschuß sicherzustellen, dann verringert sich π um 22 bzw. 23 kW. Damit ist der Korrelationsbereich von P und V bei reinem Photovoltaik-Betrieb um 48 % größer als bei reinem Windkraftanlagen-Betrieb.

4.1.3 Minimal zu installierende Leistung P_{min}

Die minimal zu installierende Leistung bei beliebig großem Speichervolumen bei reinem Photovoltaik-Betrieb ist mit $P_{min,PV} = 111,9 \text{ kW}$ nur geringfügig kleiner als bei reinem Windkraftanlagen-Betrieb mit $P_{min,WKA} = 116,6 \text{ kW}$ (Abbildung 4.1a und c), weil der Langzeitspeicher in beiden Fällen etwa gleich stark genutzt wird (siehe $W_{dc,TSS,e}$ in Tabelle 4.1). Die Funktion des Langzeitspeicherpfads ist jedoch für die beiden Fälle völlig

unterschiedlich: bei Photovoltaik gleicht er saisonale Schwankungen aus, bei Wind gleicht er die starken stochastischen Schwankungen aus.

Die Batterie wird bei reinem Photovoltaik-Betrieb um 45 % stärker genutzt (vgl. Jahresenergie Batterie $W_{dc,BATT,e}$ in Tabelle 4.1) als bei reinem Windkraftanlagen-Betrieb, weil der Kurzzeitspeicherbedarf durch Tag/Nacht-Schwankungen stärker ausgeprägt ist. Dies wirkt sich wegen des hohen Batteriewirkungsgrads allerdings praktisch nicht auf die Energiebilanz aus.

Gegenüber PV_{100} und WKA_{100} wird durch Kombination von Photovoltaik und Windkraftanlagen ein deutlich geringeres P_{min} erzielt ($P_{min,HYBR} = 97,4 \text{ kW}$, s. Abbildung 4.1b), weil der Energieertrag gleichmäßiger ist und somit der H_2 -Pfad weniger genutzt wird (siehe $W_{dc,TSS,e}$ in Tabelle 4.1). Bei sehr großem Tankvolumen ist die Jahresenergie, die in den Langzeitspeicher fließt $W_{dc,TSS,e}$, für $HYBR_{5050}$ um etwa 40 % geringer als für PV_{100} und WKA_{100} . Durch den Hybridbetrieb bei $V \rightarrow \infty$ können also die Vorteile der Solarstrahlung – geringe stochastische Schwankungen – und des Windes – saisonales Ertragsprofil stimmt mit der Last überein – verbunden werden, um ein effizienteres System zu erreichen.

Tabelle 4.1: Durchschnittliche Jahresbilanz an der Gleichstromschiene bei kleinstmöglicher Leistung und beliebigem Tankvolumen

Komponente	Bezeichnung Jahresenergie MWh	PV_{100} $P = 111,9 \text{ kW}$ $V \rightarrow \infty \text{ m}^3$	$HYBR_{5050}$ $P = 97,4 \text{ kW}$ $V \rightarrow \infty \text{ m}^3$	WKA_{100} $P = 116,6 \text{ kW}$ $V \rightarrow \infty \text{ m}^3$
PV-Generator	$W_{dc,PV}$	92,7	40,3	0
Windkraftanlage	$W_{dc,WKA}$	0	40,9	98,0
Wechselrichter*	$W_{dc,WR}$	40,5	40,3	40,1
Steller Elektrolyse	$W_{dc,TSS,e}$	37,5	23,1	38,2
Steller Brennstoffzelle	$W_{dc,HSS,a}$	16,5	10,8	15,1
Verdichter	$W_{dc,VD}$	5,1	3,2	5,8
Wärmepumpe	$W_{dc,WP}$	21,3	22,7	22,6
Batterie ein	$W_{dc,BATT,e}$	60,1	41,3	41,5
Batterie aus	$W_{dc,BATT,a}$	54,7	38,3	38,2
Überschuß	$W_{dc,ÜB}$	-0,6	-0,3	3,1

Der Verbraucher entspricht dem Basisfall (Abbildung 3.2)

* $W_{dc,WR}$ verändert sich, weil auch Hilfsenergie vom Wechselrichter geliefert wird, die sich mit unterschiedlichen Konfigurationen verändert.

Diese Überlegungen sind als Grenzwertbetrachtung zu verstehen, um die Lage von P_{min} zu erklären. Tatsächlich wird man die Anlage möglichst im Kostenoptimum auslegen, d. h. bei größerem P und begrenztem Tankvolumen V . Hier gelten andere Zusammenhänge, die im Folgenden bei der Diskussion des zu installierenden Tankvolumens erläutert werden. Es ist zu beachten, daß dabei nicht die Auslegungen mit $V=V_{min}$ untersucht werden, sondern

diejenigen mit V_{opt} und P_{opt} , da das Modell der Autarkie-Grenzkurven nur für $P < 2P_{min}$ (s. Gleichung 3.18) gültig ist. Daher kann P nicht beliebig groß gewählt werden, wie dies für V bei der Diskussion von P_{min} (s. o.) möglich war.

4.1.4 Optimales Tankvolumen V_{opt}

Das optimale Tankvolumen ist bei WKA_{100} und bei $HYBR_{5050}$ mit $V_{opt,HYBR} = 26\text{ m}^3$ und $V_{opt,WKA} = 17,3\text{ m}^3$ deutlich kleiner als bei PV_{100} mit $V_{opt,PV} = 45,3\text{ m}^3$, d. h. der Langzeitspeicher verliert mit zunehmendem Anteil an Windkraftanlagen an Bedeutung. Dieses Ergebnis kann anhand des in Abbildung 4.2 dargestellten Verlaufs der H_2 -Tankfüllung im Zeitraum 1982-1998 für die jeweils kostenoptimale Auslegung der drei betrachteten Spezialfälle begründet werden. Der Vergleich der Profile zeigt, daß die saisonale Speichieranforderung für $HYBR_{5050}$ und WKA_{100} gegenüber PV_{100} deutlich geringer ist. In beiden Fällen mit Beteiligung von Windkraftanlagen wird die Speicherauslegung von zwei „worst case“-Szenarien bestimmt: jeweils im Januar der Jahre 1985 und 1997 ist der Tank komplett entleert. Aus den in Abbildung 2.20 dargestellten monatlichen Abweichungen der meteorologischen Daten erkennt man, daß im Dezember 1984 und im Januar 1985 der Ertrag aus der Windkraftanlage sehr gering war, während im Januar und Februar 1985 die Temperaturen deutlich unter dem Durchschnitt lagen. Ein ähnliches Bild zeigt der Winter 1996/97, wobei Dezember und Januar zugleich windschwach und überdurchschnittlich kalt waren.

Für die Auslegung von PHOEBUS-3 bedeutet dies, daß aufgrund von kurzen und selten auftretenden Kälteperioden im Referenzzeitraum das Heizsystem und die entsprechenden Energiespeicherkapazitäten gegenüber dem langjährigen Mittelwert überdimensioniert werden müssen.

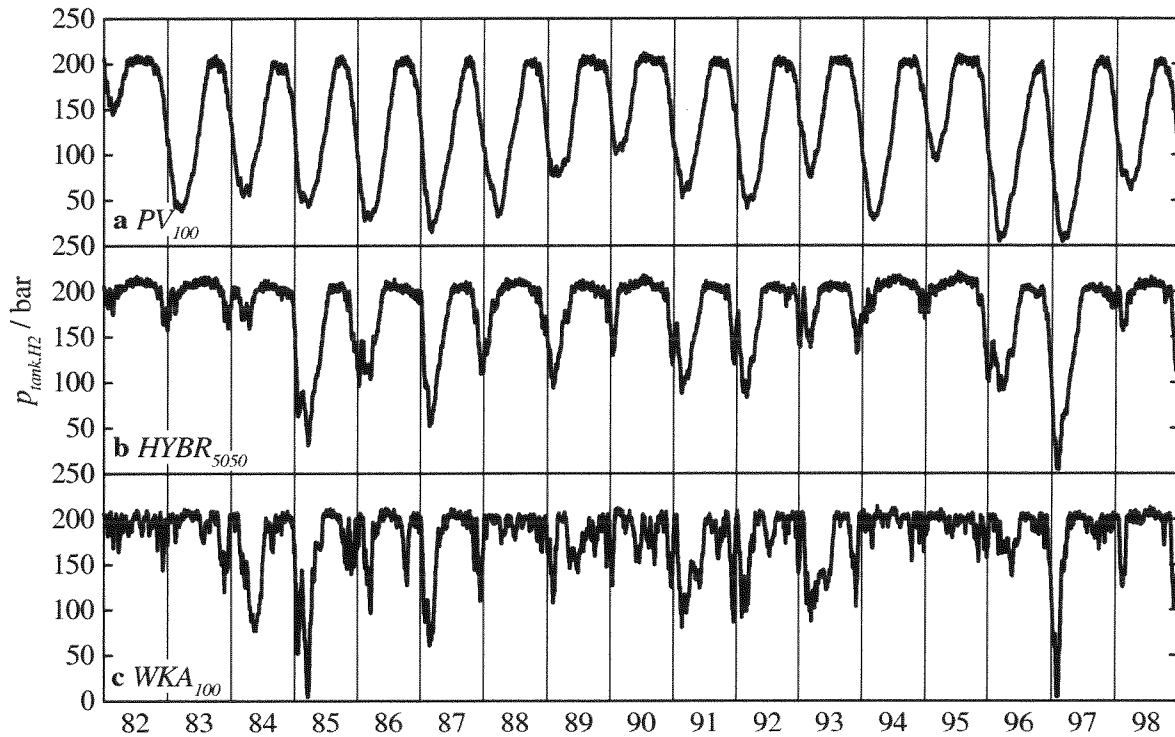
Die H_2 -Füllung bei PV_{100} zeigt dagegen einen klaren saisonalen Verlauf und die „worst case“-Winter unterscheiden sich kaum von den meisten übrigen.

4.1.5 Nutzung des Wasserstoffspeichers

Die durchschnittliche Füllung des H_2 -Tanks ist bei $HYBR_{5050,opt}$ und $WKA_{100,opt}$ mit $p_{m,HYBR} = 177\text{ bar}$ und $p_{m,WKA} = 179\text{ bar}$ – entsprechend einem Ladegrad von etwa 90 % – etwa gleich groß. Die Auswertung der Speicherprofile aus Abbildung 4.2 ergibt, daß bei einem Anteil von $f_{WKA} \geq 0,5$ über zwei Drittel des Betrachtungszeitraums der Speicher überdurchschnittlich, d. h. zu mindestens 90 % gefüllt ist. Bei $PV_{100,opt}$ dagegen ist $p_{m,PV} = 137\text{ bar}$ – entsprechend einem Ladegrad von 69 % – und dieser Ladegrad wird nur in 54 % des Betrachtungszeitraums überschritten.

Vergleicht man bei den drei Fällen die in den Langzeitspeicher eingespeiste Energie $W_{dc,TSS,e}$ (Steller Elektrolyse, Tabelle 4.2) mit der entnommenen Energie $W_{dc,HSS,a}$ (Steller Brennstoff-

zelle) so ergibt sich bei $PV_{100,opt}$ ein Nutzungsgrad des Speichers von $W_{dc,TSS,e}/W_{dc,HSS,a} = \xi_{LZSP,PV} = 28\%$ während für $HYBR_{5050,opt}$ und $WKA_{100,opt}$ $\xi_{LZSP,mitWKA} < 18\%$ ist. Die Nutzung ist bei den Systemen mit Windkraftanlage geringer, weil der Tank über lange Zeiträume vollständig gefüllt ist und daher Überschüsse nur in kürzeren Zeiträumen aufgenommen werden können, als dies bei reinem Photovoltaik-Betrieb der Fall ist.



17 Jahre PHOEBUS-3-Betrieb für kostenoptimale Auslegungen:

	P_{opt} / kW	V_{opt} / m^3
a für reinen PV-Betrieb	155,7	45,2
b für Hybridbetrieb bei gleicher installierter Leistung von PV und Windkraftanlage	144,1	26
c für reinen WKA-Betrieb	181,7	17,3

Abbildung 4.2: Verlauf der H_2 -Tankfüllung für verschiedene Kombinationen von Photovoltaik und Windkraftanlage

Die Analyse der Speichernutzung zeigt, daß ab $HYBR_{5050,opt}$ der H_2 -Speicherpfad praktisch keine saisonale Funktion mehr hat. Er ist vielmehr ein Backup-System für kurze Zeiträume mit schlechten Witterungsbedingungen. Damit wird er weniger genutzt und der auf die Nutzung bezogene Anlagenaufwand steigt an. Es erscheint wenig sinnvoll, ein autarkes Windkraftanlagen-System mit H_2 -Pfad auszurüsten. Hier sollte über andere Möglichkeiten der Backup-Versorgung nachgedacht werden. Bei PV_{100} dagegen hat der H_2 -Tank eine klare saisonale Speicherfunktion und wird stark genutzt.

Aufgrund der unterschiedlichen Investitionskosten für Windkraftanlage und Tank ist die Optimierung von Systemen mit hohem Anteil an Windkraftanlagen nur noch eingeschränkt möglich: für eine Reduzierung des Tankvolumens kann soviel Windkraftanlagen-Leistung eingekauft werden, daß die Speichernutzung nur noch sehr gering ist. Der Tank dient nur noch als Backup und wird selten genutzt, so daß dieses Konzept nicht mehr sinnvoll ist. Für andere Aufgaben, z. B. kontinuierliche Netzeinspeisung bzw. Spitzenlastdeckung bei Windparks kann die Kombination von Windkraftanlagen und H_2 -Speicher allerdings sinnvoll sein. Es ergeben sich dann völlig andere Systeme – beispielsweise muß die Leistung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle deutlich größer sein –, die hier nicht weiter betrachtet werden.

Tabelle 4.2: Durchschnittliche Jahresbilanz an der Gleichstromschiene bei kostenoptimaler Systemauslegung

<i>Komponente</i>	<i>Bezeichnung</i> <i>Jahresenergie</i> <i>MWh</i>	<i>PV</i> ₁₀₀ <i>P</i> = 155,7 kW <i>V</i> = 45,2 m ³	<i>HYBR</i> ₅₀₅₀ <i>P</i> = 144,1 kW <i>V</i> = 26 m ³	<i>WKA</i> ₁₀₀ <i>P</i> = 181,7 kW <i>V</i> = 17,3 m ³
PV-Generator	$W_{dc,PV}$	128,5	59,8	0
Windkraftanlage	$W_{dc,WKA}$	0	60,5	153,7
Wechselrichter*	$W_{dc,WR}$	40,7	40,5	40,2
Steller Elektrolyse	$W_{dc,TSS,e}$	51,9	48,7	63,7
Steller Brennstoffzelle	$W_{dc,HSS,a}$	13,7	7,2	10,4
Verdichter	$W_{dc,VD}$	9,9	10,8	12,7
Wärmepumpe	$W_{dc,WP}$	22,0	23,5	23,3
Batterie ein	$W_{dc,BATT,e}$	76,7	48,7	53,8
Batterie aus	$W_{dc,BATT,a}$	68,4	44,3	48,1
Überschuß	$W_{dc,ÜB}$	9,4	-0,4	18,2

Der Verbraucher entspricht dem Basisfall (Abbildung 3.2)

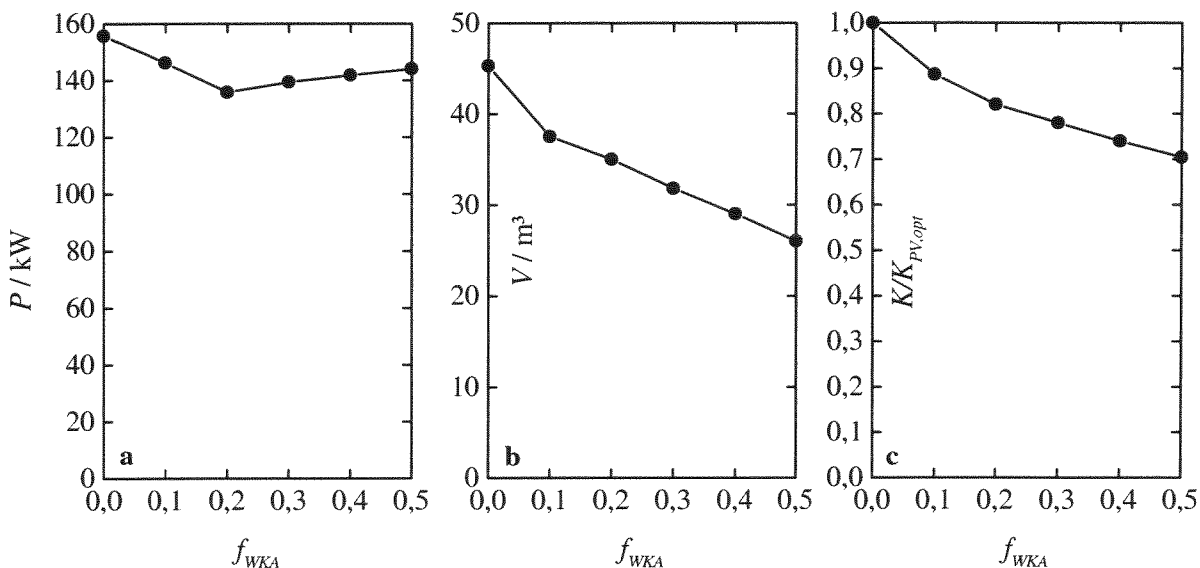
* $W_{dc,WR}$ verändert sich, weil auch Hilfsenergie vom Wechselrichter geliefert wird, die sich mit unterschiedlichen Konfigurationen verändert.

4.1.6 Variation des Windkraft-Anteils f_{WKA}

Der für autarke Energieversorgungssysteme interessante Bereich des Hybridbetriebs liegt also bei Anteilen der Windkraftanlagen von $f_{WKA} < 0,5$. Für diesen Bereich wurden weitere Optimierungen mit dem Autarkie-Grenzkurven Verfahren durchgeführt. In Abbildung 4.3 sind für die jeweils optimalen Systeme in Abhängigkeit vom Anteil f_{WKA} die zu installierende Gesamtleistung P , das Tankvolumen V und die auf die Kosten des optimalen Photovoltaik-Systems bezogenen gesamten Investitionskosten $K/K_{PV100,opt}$ dargestellt.

Es zeigen sich bei der Variation von f_{WKA} deutliche Auswirkungen auf die Auslegung des Tanks und der Wandler. P nimmt im Bereich von $0 < f_{WKA} < 0,3$ um 20 % ab. Im gleichen

Bereich verringert sich V um etwa 30 %. Dabei ist besonders interessant, daß durch die ersten 10% Windkraftanlagen-Leistung deutlich mehr Tankvolumen eingespart werden kann, als durch weitere Erhöhung von f_{WKA} um 20 Prozentpunkte. Auch bei den Kosten wird die größte Einsparung im Bereich um $0 < f_{WKA} < 0,2$ erzielt. Ab $f_{WKA} = 0,3$ bleibt die Steigung der Kostenfunktion (siehe Abbildung 4.3c) praktisch konstant bei einem Wert von 0,35 gegenüber 1,25 bei $f_{WKA} = 0$. Diese geringe Kostenabnahme erklärt sich aus den geringeren spezifischen Investitionskosten für die Windkraftanlage sowie aus der geringeren Belastung der Batterie und den daraus resultierenden geringeren Kosten für Batterie-Ersatz.



f_{WKA} : Verhältnis der installierten Leistung der Windkraftanlage zur gesamten installierten Leistung

Optimierung mit dem Autarkie-Grenzkurven Verfahren:

a gesamte installierte Leistung P von Photovoltaik-Generator und Windkraftanlage

b Volumen V des Wasserstofftanks

c auf die Gesamtkosten einer optimalen PV-Anlage bezogene Gesamtkosten $K/K_{opt,PV}$

Abbildung 4.3: Auswirkung des Hybridbetriebs mit Photovoltaik und Windkraftanlage auf die Anlagenauslegung

4.1.7 Schlußfolgerungen zum Hybridbetrieb

Insgesamt ist der Hybridbetrieb bis zu einem Windenergie-Anteil von 10-20 % sehr sinnvoll, da P , V und K deutlich gesenkt werden können. Bei größeren f_{WKA} wird der Kostenvorteil geringer und ab etwa $f_{WKA} = 0,5$ geht die Nutzung des Langzeitspeichers vom saisonalen Ausgleich zum Backup-System über und er wird energetisch wenig genutzt. Bei Anlagen mit großem Anteil an Windkraft sollten andere Möglichkeiten zur Deckung der Defizite, die in relativ kurzen Zeiträumen auftreten, untersucht werden (z. B. Dieselgeneratoren oder deutlich größere Batterien). Die Rechnungen wurden für einen relativ ungünstigen Standort der Windkraftanlage durchgeführt (Forschungszentrum Jülich). An windreicheren

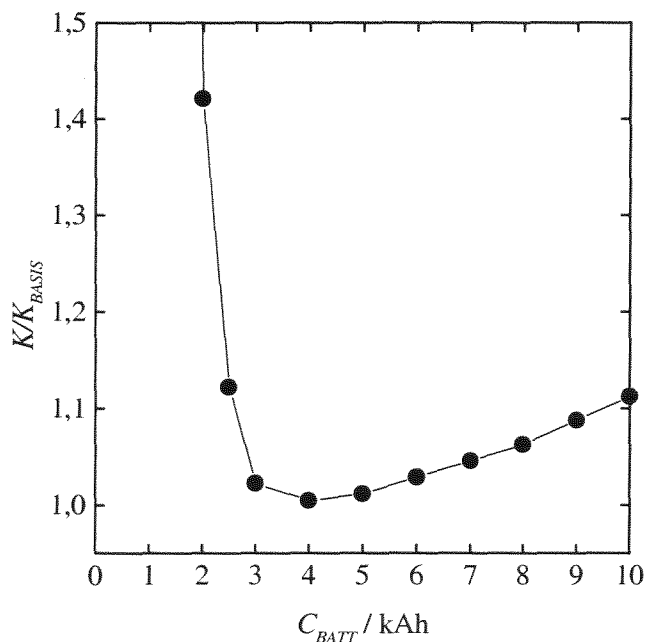
Standorten ist Strom aus Windkraftanlagen noch kostengünstiger, was im vorliegenden Fall sogar noch stärker gegen einen Langzeitspeicher mit Wasserstoff spricht.

Ein Energiespeicher auf der Basis von Elektrolyse, Wasserstoff und Brennstoffzelle wird in PHOEBUS-3 am besten genutzt, wenn ausschließlich Photovoltaik zur Stromerzeugung verwendet wird. Für diesen Fall lassen sich Systemzusammenhänge und Auslegungsempfehlungen deutlich herausarbeiten. Daher werden im folgenden nur noch reine Photovoltaik-Systeme betrachtet.

4.2 Batterie

Die Kostenverteilung für den Basisfall (Abbildung 3.3) zeigt, daß die Batterie einen Anteil von 11 % an den Komponentenkosten hat. Dieser Anteil ist relativ gering. Deshalb wird die Kapazität der Batterie im Autarkie-Grenzkurven-Verfahren mit einer einfachen Sensitivitätsanalyse dimensioniert.

Für PHOEBUS-3 mit der Konfiguration und der Komponentenauslegung des Basisfalls, d. h. mit optimalem Photovoltaik-Generator und Tankvolumen, wurde die installierte Kapazität der Batterie C_{BATT} variiert. Abbildung 4.4 zeigt den Zusammenhang von C_{BATT} und den Gesamtkosten K . Die optimale Kapazität liegt etwa bei 4000 Ah, wobei $K(C_{BATT})$ für $C_{BATT} > 3000$ Ah relativ flach verläuft. Für kleinere Kapazitäten steigen die Kosten sehr



C_{BATT} wurde für den PHOEBUS-3-Basisfall variiert. Die Photovoltaik-Generatorleistung und das Tankvolumen sind mit dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren optimiert; übrige Komponentenauslegung siehe Abbildung 3.2.

Abbildung 4.4: Sensitivitätsanalyse der Anlagenkosten für die installierte Batteriekapazität C_{BATT}

stark an, weil die Batterie ihre Funktion als Kurzzeitspeicher mit sehr hohem Wirkungsgrad nicht mehr erfüllen kann. Dadurch wird der Langzeitspeicherpfad stärker genutzt, was wegen der größeren Verluste zu größeren Zukaufkosten für Wasserstoff führt. Im Basisfall ist die Batterie mit 4000 Ah etwa im Kostenoptimum ausgelegt. Bis zum steilen Anstieg der Kosten ist der Abstand mit 1000 Ah ausreichend groß.

Die Ladungskapazität von 4000 Ah entspricht bei 110 Zellen einer energetischen Kapazität von 880 kWh. Verglichen mit dem Stromverbrauch, der vom Wechselrichter und von der Wärmepumpe der Gleichstromschiene entnommen

wird (Abbildung 3.2), ist die Batterie so ausgelegt, daß sie den Verbraucher über fünf durchschnittliche Tage ohne Energieeintrag aus dem Photovoltaik-Generator versorgen kann. Diese Fünf-Tage-Kapazität hat sich auch in PHOEBUS Jülich bewährt.

Der in Abbildung 3.2 angegebene Wirkungsgrad der Batterie ist um etwa drei Prozentpunkte geringer, als der in PHOEBUS Jülich gemessene Wert. Die kostenoptimale Auslegung führt gegenüber PHOEBUS Jülich zu größeren Photovoltaik-Generatoren und zu kleineren Tankvolumen. Dadurch ist die Batterie mit höheren Ladeströmen belastet und befindet sich längere Zeit bei hohen Ladezuständen *SOC*. Aus den Kennlinien der Batterie (Abbildung 2.10) ist zu erkennen, daß dies zu höheren Polarisationsverlusten und damit zu einem geringeren energetischen Wirkungsgrad führt.

Für die Komponenten Batterie, Elektrolyseur und Brennstoffzelle soll der Einfluß des Wirkungsgrads auf das Gesamtsystem untersucht werden, um festzustellen, wieviel Wert bei der Komponentenauswahl jeweils auf die energetische Effizienz gelegt werden sollte. Dazu wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren angewendet, wobei der Komponenten-Wirkungsgrad jeweils um 20 % gegenüber dem Basisfall reduziert wurde. Für die Batterie bedeutet dies eine Reduzierung auf 71 %. Ein solcher Wirkungsgrad kann auftreten, wenn ein anderer Batterietyp verwendet wird (z. B. NiCd-Zellen), wenn die Batteriekapazität zu klein dimensioniert wurde oder wenn die Batterie über Leistungselektronik an das System angeschlossen ist. Die Ankopplung über Leistungselektronik ist notwendig, wenn das System ohne Gleichstromschiene, und nur mit einem Wechselstromnetz konzipiert ist. In diesem Fall ergeben sich die in Tabelle 4.3 angegebenen Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens. Das Kostenoptimum liegt danach bei einem um 22 % vergrößerten Photovoltaik-Generator und einem um 14 % vergrößerten Tank. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrads müssen bei gleicher Energieabgabe der Batterie 22 MWh pro Jahr zusätzlich eingespeist werden. Die Kosten des Systems liegen mit 10 000 TDM um 14 % über denen des Basisfalls mit hohem Batteriewirkungsgrad.

Tabelle 4.3: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit einem um 20 % verringerten Batteriewirkungsgrad

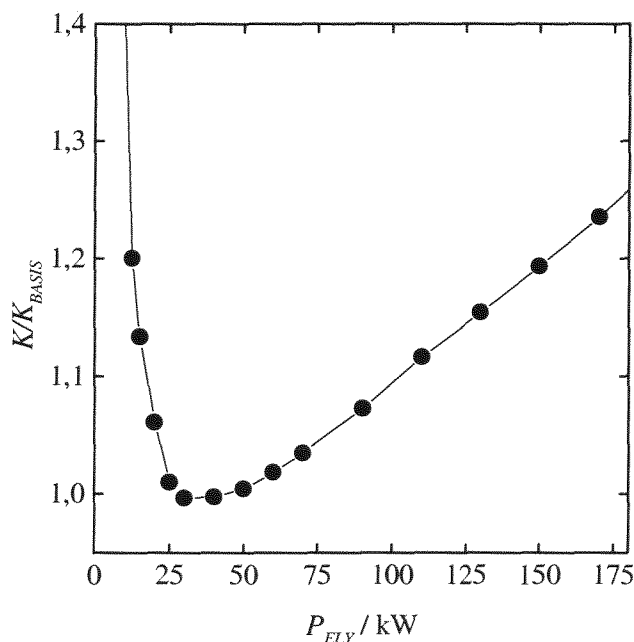
<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	953,4 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	136,8 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	33,3 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	189,2 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	51,5 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

4.3 Elektrolyseur

Die Kostenverteilung für den Basisfall (Abbildung 3.3) zeigt, daß der Elektrolyseur einen Anteil von 8 % an den Komponentenkosten hat. Dieser Anteil ist relativ gering. Deshalb wird die Leistung des Elektrolyseurs im Autarkie-Grenzkurven-Verfahren mit einer einfachen Sensitivitätsanalyse dimensioniert.

Für PHOEBUS-3 mit der Konfiguration und der Komponentenauslegung des Basisfalls wurde die installierte Leistung des Elektrolyseurs P_{ELY} variiert. Abbildung 4.5 zeigt den Zusammenhang von P_{ELY} und den Gesamtkosten K . Die optimale Leistung liegt etwa bei 30 kW, wobei $K(P_{ELY})$ im Bereich $25 < P_{ELY} < 50$ kW relativ flach verläuft. Für kleinere Leistungen steigen die Kosten sehr stark an, weil der Elektrolyseur nicht mehr die durchschnittliche Leistung des Photovoltaik-Generators bei mehreren einstrahlungsreichen Tagen aufnehmen kann. Für $P_{ELY} > 50$ kW steigen die Gesamtkosten um den Anteil der höheren Komponentenkosten des Elektrolyseurs an. Im Bereich $P_{ELY} < 200$ kW treten wegen der Energiepufferung der Batterie praktisch keine Verluste durch die Mindestleistung des Elektrolyseurs auf, die bei 20 % der Nennleistung P_{ELY} liegt. Im Basisfall ist der Elektrolyseur mit 50 kW nahe am Optimum ausgelegt, wobei die Gesamtkosten gegenüber den optimalen Kosten praktisch nicht erhöht sind. Zum steilen Anstieg der Kosten ist der Abstand mit 25 kW ausreichend groß.



P_{ELY} wurde für den PHOEBUS-3-Basisfall variiert. Die Photovoltaik-Generatorleistung und das Tankvolumen sind mit dem Autarkie-Grenzkurven Verfahren optimiert; Komponentenauslegung siehe Abbildung 3.2.

Abbildung 4.5: Sensitivitätsanalyse für die installierte Leistung des Elektrolyseurs P_{ELY}

Für die Komponenten Batterie, Elektrolyseur und Brennstoffzelle soll der Einfluß des Wirkungsgrads auf das Gesamtsystem untersucht werden, um festzustellen, wieviel Wert bei der Komponentenauswahl jeweils auf die energetische Effizienz gelegt werden sollte. Dazu wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren angewendet, wobei der Komponenten-Wirkungsgrad jeweils um 20 % gegenüber dem Basisfall reduziert wurde. Für den Elektrolyseur bedeutet dies eine Reduzierung auf 69 %. Ein solcher Wirkungsgrad kann auftreten, wenn der Elektrolyseur nicht für energetische Effizienz optimiert wurde oder wenn die

Stromdichte in der Elektrolysefläche zu groß ist. In diesem Fall ergeben sich die in Abbildung 4.5 angegebenen Parameter des Autarkie-Grenzkurven Verfahrens. Das Kostenoptimum liegt danach bei einem um 10 % vergrößerten Photovoltaik-Generator bei unverändertem Tank. Die Kosten des Systems liegen mit 9 115 TDM um 3 % über denen des Basisfalls mit hohem Elektrolysewirkungsgrad.

Im Basisfall nach Abbildung 3.2 beträgt die Elektrolyseleistung nur etwa ein Drittel der installierten Leistung des Photovoltaik-Generators. In PHOEBUS Jülich wurde der Elektrolyseur noch auf die Spitzenleistung der Photovoltaik ausgelegt. Es zeigt sich, daß es kostengünstiger ist, auf selten auftretende Leistungsspitzen zu verzichten, um dafür die Investitionskosten des Elektrolyseurs zu verringern.

Tabelle 4.4: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit einem um 20 % verringerten Elektrolysewirkungsgrad

<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	830,9 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	122,6 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	28,2 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	171,6 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	45,1 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

4.4 Brennstoffzelle

In der Konfiguration des Basisfalls dient die Brennstoffzelle als Ladegerät für die Batterie, um bei solarem Defizit den Ladezustand *SOC* über dem zulässigen Mindestwert zu halten. Dazu muß die Leistung der Brennstoffzelle groß genug sein, um das über einige Stunden gemittelte Leistungsdefizit stets zu decken. Im Basisfall beträgt diese Leistung 30 kW. Aufgrund der großen Kapazität der Batterie wirkt sich eine höhere Brennstoffzellenleistung bei gleichem Wirkungsgrad nicht auf die Anlagenauslegung aus.

Für die Komponenten Batterie, Elektrolyseur und Brennstoffzelle soll der Einfluß des Wirkungsgrads auf das Gesamtsystem untersucht werden, um festzustellen, wieviel Wert bei der Komponentenauswahl jeweils auf die energetische Effizienz gelegt werden sollte. Dazu wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren angewendet, wobei der Komponenten-Wirkungsgrad jeweils um 20 % gegenüber dem Basisfall reduziert wurde. Für die Brennstoffzelle bedeutet dies eine Reduzierung auf 44 %. Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle kann sich je nach Betriebsart (z. B. H₂/O₂ oder H₂/Luft) stark ändern (siehe Kapitel 5.1.1). Mit einem Brennstoffzellen-Wirkungsgrad von 44 % ergeben sich die in Tabelle 4.5 angegebenen Parameter des Autarkie-Grenzkurven Verfahrens. Das Kostenoptimum liegt danach bei einem um 9 % vergrößerten Photovoltaik-Generator und einem um

12 % vergrößerten Tank. Die Kosten des Systems liegen mit 9 414 TDM um 7 % über denen des Basisfalls mit hohem Brennstoffzellenwirkungsgrad.

Tabelle 4.5: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit einem um 20 % verringerten Brennstoffzellenwirkungsgrad

<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	958,8 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	117,3 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	32,6 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	169,4 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	50,7 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

Anhand des in Abbildung 4.6 dargestellten Verlaufs der Füllung des H₂-Tanks im worst-case Winter 1995/96, der für die Auslegung von Photovoltaik-Generator und Tank ausschlaggebend ist, kann der Einfluß des verringerten Brennstoffzellenwirkungsgrads erklärt werden. Die Komponenten sind entsprechend dem Basisfall dimensioniert, wobei das Tankvolumen auf 60 m³ vergrößert wurde, damit der Tank in keinem Fall ganz entleert wird. Der minimale Druck beträgt für den Basisfall $p_{min} = 51,6$ bar, bei Reduzierung des Brennstoffzellenwirkungsgrads wird $p_{min} = 31$ bar erreicht. Beim Anfangsdruck von 208,4 bar bedeutet dies, daß in diesem Winter aufgrund des um 20 % verringerten Wirkungsgrads nur 13 % mehr Wasserstoff verbraucht wurde. Dieser zusätzliche H₂-Verbrauch muß im optimierten System durch ein vergrößertes Tankvolumen bereitgestellt werden. Der größere Photovoltaik-Generator ist nötig, um einen vollständig entleerten Tank im Sommer wieder zu füllen.

Die Energiebilanz für diesen Fall (Tabelle 4.5) erklärt, warum 20 % Wirkungsgradverlust bei der Brennstoffzelle nur zu 13 % mehr Verbrauch an Wasserstoff führen: wegen des niedrigeren Wirkungsgrads liefert die Brennstoffzelle jährlich zusätzlich 4,4 MWh Heizwärme. Diese Wärme braucht nicht mehr durch die Wärmepumpe zugeführt werden, d. h. es wird weniger elektrische Energie benötigt. Von der Brennstoffzelle werden 1,9 MWh weniger auf die Gleichstromschiene eingespeist.

Einbußen beim Wirkungsgrad der Brennstoffzelle schlagen also nicht voll auf die Anlagenauslegung und damit die Kosten durch, weil die zusätzliche Abwärme effizient genutzt wird. In Kapitel 5.1 (Langzeitspeicherpfad ohne Sauerstoff) und 5.3 (Keine Einkopplung der Brennstoffzellen-Abwärme) ist dieser Zusammenhang ebenfalls wichtig.

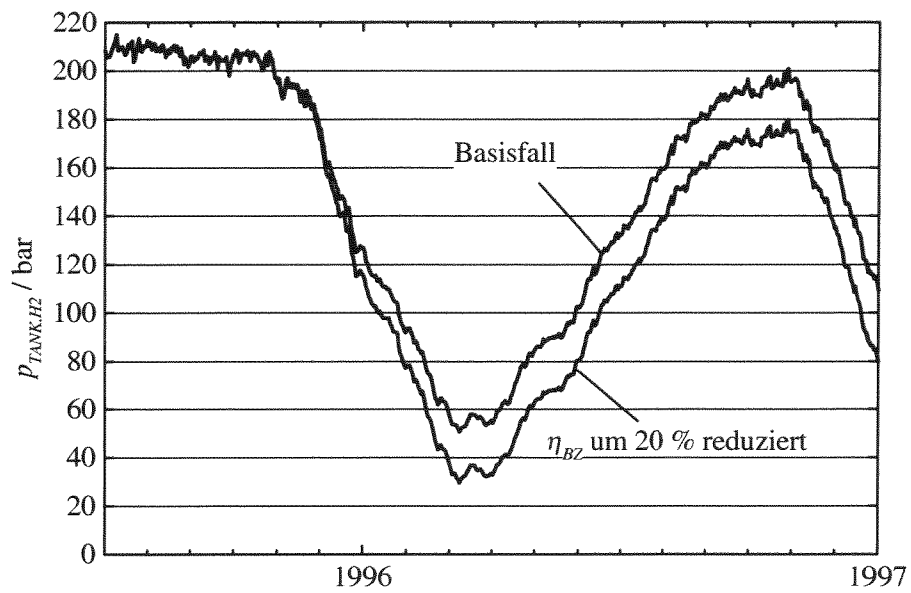


Abbildung 4.6: Wasserstofffüllung im schlechtesten Winter bei verringertem Wirkungsgrad der Brennstoffzelle

5 Alternative Konzepte

Nach sechs Jahren Betrieb von PHOEBUS Jülich wurden die Brennstoffzelle und die Prozeßgasverdichtung als Schwachpunkte des Systems identifiziert. Für beide Fälle sind am Markt keine ausgereiften Komponenten erhältlich. Als Alternative zu mechanisch betriebenen Verdichtern kann ein Hochdruckelektrolyseur eingesetzt werden. Bei der Rückverstromung kommen eine Wasserstoff/Luft-Brennstoffzelle sowie ein Wasserstoff-Verbrennungsmotor mit Generator in Frage. Dabei entfällt der Sauerstoffpfad im Langzeitspeicher.

Neben diesen Alternativen im Langzeitspeicherpfad wird außerdem untersucht, welchen Einfluß die Nutzung der Brennstoffzellen-Abwärme hat und ob PHOEBUS auch sinnvoll ohne Batterie ausgelegt werden kann.

Bei einigen Anwendungen ist es nicht zwingend gefordert, daß die Anlage vollkommen autark läuft. Es ist denkbar, daß bei Bedarf Wasserstoff aus externen Quellen geliefert wird. Dieser Fall der „Schwachen Netzkopplung“ wird für den Basisfall untersucht. Der Begriff „Schwache Netzkopplung“ wird bei der Diskussion von PHOEBUS-Systemen verwendet, wenn geringe Energiemengen über die Systemgrenzen hinaus mit einem Netz ausgetauscht werden dürfen. Diese Systeme sind nicht völlig autark. Grundsätzlich ist die Kopplung an ein Elektrizitäts- oder ein Wasserstoffnetz denkbar. In dieser Arbeit wird vereinfachend nur die Zufuhr von Wasserstoff betrachtet.

5.1 Langzeitspeicherpfad ohne Sauerstoff

PHOEBUS Jülich wurde mit Langzeitspeichern für Sauerstoff gebaut, weil die damals verfügbaren Brennstoffzellen mit H_2/O_2 arbeiteten. Bis zum Beginn der 90er Jahre wurden Brennstoffzellen hauptsächlich in der Raumfahrt und zu militärischen Zwecken eingesetzt. Die alkalische Brennstoffzelle von Siemens, mit der der PHOEBUS-Langzeitspeicherpfad 1994 in Betrieb genommen wurde, war für den geräuschlosen Antrieb von U-Booten entwickelt worden. Heute werden die Brennstoffzellen hauptsächlich von der Automobilindustrie für den Einsatz in Kraftfahrzeugen und in der Energiewirtschaft zur stationären Strom- und Wärmeversorgung weiterentwickelt. In beiden Fällen ist der Betrieb mit Luft anstelle von reinem Sauerstoff vorteilhaft, so daß davon auszugehen ist, daß in Zukunft hauptsächlich H_2 /Luft-Brennstoffzellen am Markt verfügbar sein werden.

Für PHOEBUS bietet sich damit die Möglichkeit, auf den Sauerstoffpfad zu verzichten. Im folgenden soll untersucht werden, ob dies angesichts des schlechteren Wirkungsgrads der H_2 /Luft-Brennstoffzelle sinnvoll ist. In diesem Zusammenhang wird außerdem der Einsatz eines H_2 /Luft-Gasmotors betrachtet.

5.1.1 Brennstoffzelle H₂/Luft

Wird anstelle von reinem Sauerstoff Luft in der Brennstoffzelle eingesetzt, so muß anodenseitig etwa die zehnfache Gasmenge zugeführt werden (BARTHELS 1999). Dies bedeutet wegen des Betriebsüberdrucks und wegen des Druckverlusts in den Gasverteilern einen erheblichen energetischen Aufwand. Außerdem ist der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle selbst geringer. Diese Zusammenhänge können nach dem heutigen Stand der Technik nicht allgemeingültig und mit genauen Zahlenwerten beschrieben werden. Für die folgende Rechnung wird deshalb vereinfachend angenommen, daß der Wirkungsgrad um 30 % geringer als der einer H₂/O₂-Brennstoffzelle ist. Als zusätzliche Vereinfachung wird vorausgesetzt, daß die Abwärmeauskopplung gegenüber der H₂/O₂-Brennstoffzelle unverändert bleibt (siehe Kapitel 2.4.3).

Tabelle 5.1: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Sauerstoffpfad

<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	903,1 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	122,3 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	36,2 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	164,0 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	57,8 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Es wurde für die H₂/Luft Brennstoffzelle ein um 30 % reduzierter Wirkungsgrad gegenüber der H₂/O₂ Brennstoffzelle angenommen. Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

Das Autarkie-Grenzkurven Verfahren liefert für diesen Fall mit den in Tabelle 5.1 angegebenen Parametern die optimale Leistung des Photovoltaik-Generators zu $P_{opt} = 164,0$ kW und das optimale Tankvolumen $V_{opt} = 57,8$ m³. Damit ist das H₂-Tankvolumen um 28 % größer als im Basisfall, während der Photovoltaik-Generator nur um 6 % vergrößert ist. Dies hat folgende Ursachen:

- Das Verhältnis k_s von spezifischen Photovoltaik-Kosten zu spezifischen Tankkosten vergrößert sich. Da k_s die Lage des Optimums auf der Autarkie-Grenzkurve bestimmt, führt dies eher zu kleineren Photovoltaik-Generatoren und größeren Tankvolumen (siehe Gleichung 3.19 und 3.20).
- Der Photovoltaik-Generator mit 165,3 kW reicht hier gerade aus, um im schlechtesten Sommer den Tank zu füllen.
- Durch den verringerten Brennstoffzellen-Wirkungsgrad wird im Winter mehr Wasserstoff verbraucht, so daß deutlich mehr Tankvolumen installiert werden muß.

- Wie in Kapitel 4.4 vorgestellt wurde, führt der verringerte Wirkungsgrad dazu, daß die Brennstoffzelle mehr Heizwärme produziert und damit die Wärmepumpe entlastet. Dieser Effekt verliert jedoch bei sehr kleinen Wirkungsgraden an Bedeutung (siehe folgendes Kapitel).

Die Kosten des Systems liegen mit 8 543 TDM trotz größerem Photovoltaik-Generator und größerem Tankvolumen noch unter denen des Basisfalls, weil die Kosten für den Sauerstoffpfad entfallen.

5.1.2 Verbrennungsmotor

Für PHOEBUS geeignete Brennstoffzellen sind derzeit nicht auf dem Markt erhältlich. Obwohl die Technik weltweit mit großem Einsatz weiterentwickelt wird, ist noch nicht absehbar, ob und in welchem Umfang Brennstoffzellen zukünftig als konkurrenzfähiges Produkt angeboten werden können. Als Alternative ist für PHOEBUS daher der H_2 -Verbrennungsmotor interessant. Es ist zu überlegen, ob PHOEBUS auch ohne Brennstoffzelle sinnvoll ausgelegt werden kann.

Im folgenden wird PHOEBUS-3 ohne Sauerstoffspeicherpfad untersucht, wobei die Brennstoffzelle durch einen H_2 /Luft-Verbrennungsmotor mit Generator ersetzt wurde. Der Wirkungsgrad des Motors wurde mit 30 % eher gering angenommen. Zusammen mit der Rechnung im vorherigen Kapitel für die Wasserstoff/Luft-Brennstoffzelle mit einem Wirkungsgrad von 38,4 % liegen zwei Stützpunkte zur Interpolation des Systemwirkungsgrads und der Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Rückverstromung vor (siehe Gegenüberstellung der Ergebnisse in Abbildung 6.1)

Tabelle 5.2: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Sauerstoffpfad und Verbrennungsmotor

<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	1234,3 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	138,2 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	39,5 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	187,0 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H_2 -Tank V_{opt}	64,8 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Der Verbrennungsmotor hat einen Wirkungsgrad von 30 %. Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

Das Autarkie-Grenzkurven Verfahren liefert für diesen Fall mit den in Tabelle 5.2 angegebenen Parametern die optimale Leistung des Photovoltaik-Generators zu $P_{opt} = 187,0 \text{ kW}$ und das optimale Tankvolumen $V_{opt} = 64,8 \text{ m}^3$. Damit ist das H_2 -Tankvolumen V_{opt} um 43 % größer als im Basisfall, während der Photovoltaik-Generator nur

um 20 % vergrößert ist. Analog zum System mit H_2 /Luft Brennstoffzelle verstärkt auch hier ein größeres k_s die Zunahme des Tankvolumens. Allerdings fällt aufgrund des geringen Wirkungsgrads des Verbrennungsmotors soviel zusätzliche Abwärme an, daß diese nicht mehr im Heizsystem genutzt werden kann. Damit wird die Wärmepumpe nicht weiter entlastet und der elektrische Verbrauch bleibt konstant. Deswegen muß der zusätzliche H_2 -Verbrauch komplett durch das deutlich vergrößerte Tankvolumen bereitgestellt werden. Der größere Photovoltaik-Generator ist nötig, um einen vollständig entleerten Tank im Sommer wieder zu füllen.

Die zusätzliche Abwärme bei der Rückverstromung könnte auch für die Warmwasserbereitung genutzt werden. Dazu ist jedoch zusätzlicher technischer Aufwand nötig und die Regelung des Heizsystems muß neu optimiert werden. Dies wurde in dieser Arbeit nicht durchgeführt, weil nicht das Heizsystem, sondern die Auslegung des elektrischen Versorgungsteils (siehe Kapitel 2.3) Ziel der Untersuchungen ist.

Die Kosten des Systems liegen mit 9 396 TDM nur um etwa 7 % über denen des Basisfalls. Es ist zu beachten, daß für Brennstoffzelle und Motor mit Generator die gleichen spezifischen Kosten angesetzt sind. Der in Tabelle 3.1 angegebene Preis der Brennstoffzelle ist ein Zielwert, der in Zukunft erreicht werden muß. Er orientiert sich grob an den Kosten konventioneller Technik, wobei ein Aufschlag für den besonderen Einsatzzweck berücksichtigt wurde.

5.1.3 Schlußfolgerungen zu PHOEBUS ohne Sauerstoffpfad

Erreicht die H_2 /Luft-Brennstoffzelle einen Wirkungsgrad von 38 % oder besser, dann ist ein System ohne Sauerstoffpfad kostengünstiger. Die zusätzlichen Kosten für einen größeren Photovoltaik-Generator und einen größeren H_2 -Tank werden durch die Einsparung des O_2 -Systems überkompensiert. Wenn im Langzeitspeicherpfad nur Wasserstoff gespeichert wird, dann kommen auch Metallhydridspeicher oder Verflüssigung von Wasserstoff in Frage. Der Übergang von Hochdruck-Gas- zu Metallhydridspeichern wirkt sich in den betrachteten Fällen weniger auf die Energiebilanz als auf die Kosten aus. In Kapitel 6.4 ist dargestellt, wie das optimale Tankvolumen und die optimale Leistung der Photovoltaik bei einer solchen Kostenveränderung beim Speicher ohne neue Simulationsrechnungen berechnet werden können.

Die PHOEBUS-Technologie ist nicht zwingend an die Entwicklung der Brennstoffzelle gekoppelt. Es wurde gezeigt, daß die Gesamtkosten für PHOEBUS mit H_2 /Luft-Verbrennungsmotor mit Generator nur geringfügig über denen des Basisfalls liegen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß für Motor und Brennstoffzelle im Kostenmodell der gleiche Wert nach Tabelle 3.1 angesetzt wurde. Für die Brennstoffzelle ist dies ein Zielwert, der heute noch um Größenordnungen überschritten wird, während Motoren zu diesem Preis kommerziell als

ausgereiftes Produkt zu erwerben sind. Daher ist nach dem heutigen Stand der Technik PHOEBUS mit Verbrennungsmotor mindestens gleichwertig wie mit Brennstoffzelle.

Der H_2 /Luft-Motor ist nicht komplett schadstofffrei, da durch die hohen Verbrennungstemperaturen NO_x gebildet werden. Diese Variante kommt also für Anwendungen, bei denen keine Emissionen erlaubt sind, nicht in Frage. Zudem ist die Geräuschbildung beim Verbrennungsmotor ein möglicher Nachteil.

5.2 Prozeßgasverdichtung

Nach der Betriebserfahrung mit PHOEBUS Jülich ist die Verdichtung der Prozeßgase Wasserstoff und Sauerstoff eines der schwierigsten technischen Probleme des Systems. Elektrisch betriebene Verdichter in der geforderten kleinen Leistungsklasse sind am Markt nur zu sehr hohen Preisen erhältlich. In PHOEBUS Jülich werden derzeit druckluftbetriebene Verdichter der Firma Maximator eingesetzt, die aufgrund von Materialermüdung an den Laufflächen nur eine geringe Lebensdauer haben. Die Antriebsenergie wird als Druckluft dem Hausnetz entnommen. Sie wird üblicherweise in den Energiebilanzen nicht berücksichtigt, weil diese Prozeßgasverdichtung nicht für autarke Systeme geeignet ist und daher als Notlösung anzusehen ist.

Im folgenden wird zunächst der Einfluß der Antriebsarbeit für die Verdichter auf die Anlagenauslegung untersucht, indem der Basisfall mit einer Konfiguration verglichen wird, bei der die Verdichterarbeit wie bei PHOEBUS Jülich nicht aus dem System entnommen wird. Im zweiten Schritt wird ein Hochdruckelektrolyseur eingesetzt. Damit kann ein autarkes System ohne Verdichter realisiert werden.

5.2.1 Elektrisch betriebene Verdichter

Bei der Simulation von PHOEBUS-3 wurden elektrisch betriebene Verdichter verwendet (Kapitel 2.1 und 3.1), deren Betriebscharakteristik aus Herstellerangaben bekannt ist (Kapitel 2.3.5). Alle bisher durchgeführten Rechnungen gelten also für ein System, bei dem die Antriebsenergie für die Prozeßgasverdichtung aus dem System selbst – also intern – entnommen wird. Die folgende Untersuchung zeigt, wie sich die Auslegung ändert, wenn die Antriebsenergie extern, wie in PHOEBUS Jülich, zugeführt wird.

Das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren liefert für den Basisfall mit externem Verdichterantrieb mit den in Tabelle 5.3 angegebenen Parametern die optimale Leistung des Photovoltaik-Generators zu $P_{opt} = 150,7 \text{ kW}$ und das optimale Tankvolumen $V_{opt} = 45,5 \text{ m}^3$. Damit ist P_{opt} um 3,2 % geringer als im Basisfall bei praktisch unverändertem Tankvolumen. Die Kosten des Systems liegen mit 8 644 TDM nur geringfügig unter denen des Basisfalls.

Tabelle 5.3: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit externem Verdichterantrieb

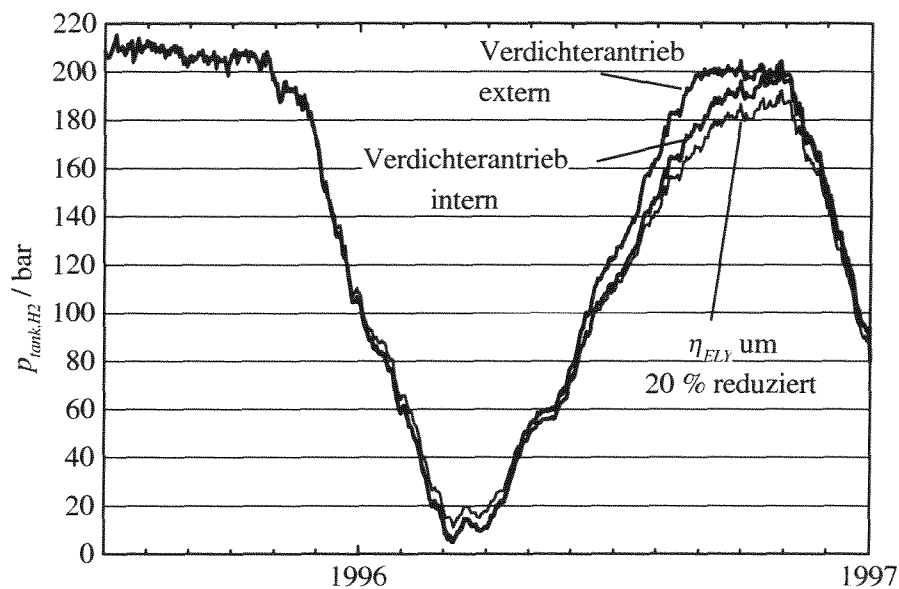
<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	791,6 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	102,9 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	29,0 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	150,7 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	45,5 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

Die Verdichter verbrauchen im Basisfall (siehe Tabelle 4.2) pro Jahr 9,9 MWh und in den Elektrolysesteller fließen 51,9 MWh. Damit betragen die Verluste durch die Verdichter 16 % der für die Prozeßgasherstellung und -speicherung aufgewendeten Energie. Da der Elektrolyseur und die Verdichter praktisch zeitgleich arbeiten, – die Entkopplung durch die Pufferspeicher im Stundenbereich wird hier vernachlässigt – kann die Verdichterarbeit vereinfacht als zusätzlicher Verlust bei der Elektrolyse angesehen werden. Durch die Verdichter wird also der Elektrolysewirkungsgrad gegenüber externem Verdichterantrieb um 16 % verringert. Dies führt beim kostenoptimalen System zu einem um nur 3,3 % vergrößerten Photovoltaik-Generator.

Dagegen muß nach Kapitel 4.3 der Photovoltaik-Generator um 10 % vergrößert werden, wenn sich der Elektrolysewirkungsgrad gegenüber dem Basisfall mit internem Verdichterantrieb um 20 % verringert.

Anhand des in Abbildung 5.1 dargestellten Verlaufs der Füllung des H₂-Tanks im worst-case Winter 1995/96 kann erklärt werden, warum 16 % Verlust durch internen Verdichterantrieb nur zusätzliche 5 m² Photovoltaik-Fläche verursachen, weitere 20 % Wirkungsgradverlust beim Elektrolyseur aber zusätzliche 17 m². Es zeigt sich bei geringfügigem Wirkungsgradverlust (Kurve „Verdichterantrieb intern“ in Abbildung 5.1), daß der größere Photovoltaik-Generator nur benötigt wird, um den worst-case Winter mit gleichem H₂-Verbrauch zu bestehen. Der Tank ist erst ganz am Ende der Elektrolysesaison komplett gefüllt, d. h. in diesem Jahr wurden gerade keine Überschüsse produziert. Bei weiter verringerten Wirkungsgraden (Kurve „ η_{ELY} um 20 % reduziert“ in Abbildung 5.1) wird erheblich mehr Photovoltaik-Leistung benötigt, um den Tank im Sommer aufzufüllen. Im dargestellten Szenario wird der Tank nur bis 190 bar aufgeladen. Im Winter wird aufgrund des höheren Eintrags aus Photovoltaik geringfügig weniger Wasserstoff verbraucht.



Für alle drei Fälle wurde die kostenoptimale Auslegung nach dem Autarkie-Grenzkurven-Verfahren gewählt. Das Tankvolumen beträgt stets $V = 45 \text{ m}^3$.
 Verdichterantrieb extern: Auslegung nach Tabelle 5.3
 Verdichterantrieb intern: Basisfall nach Abbildung 3.2
 η_{ELY} um 20 % reduziert: Auslegung nach Tabelle 4.4

Abbildung 5.1: Wasserstofffüllung im schlechtesten Winter bei unterschiedlichen Verlusten bei Elektrolyse und Prozeßgasverdichtung

5.2.2 Hochdruckelektrolyseur

Gegenüber der im vorigen Kapitel untersuchten Konfiguration unterscheidet sich das System mit Hochdruckelektrolyseur aus energetischer und regelungstechnischer Sicht nur durch den unterschiedlichen Wirkungsgrad der Elektrolyse. Es wird angenommen, daß der Hochdruckelektrolyseur bei bis zu 200 bar arbeitet. Bezüglich der Investitionskosten ist der Hochdruckelektrolyseur teurer als der Niederdruckelektrolyseur, es entfallen jedoch die Kosten für Pufferbehälter und Verdichter. Da die Kosten des Hochdruckelektrolyseurs derzeit nicht exakt zu bestimmen sind, wird im folgenden angenommen, daß die Gesamtkosten für beide Konfigurationen gleich sind.

Das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren ergibt für das System mit Hochdruckelektrolyseur praktisch dieselben Auslegungsgrößen für Photovoltaik und Tank ($P_{opt} = 148,7 \text{ kW}$; $V_{opt} = 44,7 \text{ m}^3$) wie für PHOEBUS mit externer Verdichterarbeit. Damit kann gegenüber dem Basisfall die Photovoltaik-Fläche um 4,5 % verkleinert werden. Die Veränderung beim Tankvolumen ist vernachlässigbar.

Der Jahresarbeitswirkungsgrad des Hochdruckelektrolyseurs ist mit $\eta_{HDELY} = 87,7 \%$ etwas höher als der des Niederdruckelektrolyseurs ($\eta_{NDELY} = 86,3 \%$). Dies wird einerseits durch die bessere Wirkungsgrad-Charakteristik nach Abbildung 2.11 erreicht. Andererseits ist die

mittlere Betriebstemperatur des Hochdruckelektrolyseurs mit 74,3 °C um knapp 4 K höher, was sich ebenfalls günstig auf den Wirkungsgrad auswirkt.

Aus energetischer Sicht ist der Vorteil des Hochdruckelektrolyseurs gegenüber intern angetriebenen mechanischen Verdichtern eher gering, d. h. der Photovoltaik-Generator kann nur wenig verkleinert werden. Wenn genaue Preise für den Hochdruckelektrolyseur vorliegen, ist im konkreten Anwendungsfall anhand der Investitionskosten für Photovoltaik-Generator, Pufferspeicher und Verdichter die wirtschaftlichste Konfiguration zu wählen.

Die Untersuchungen zur Prozeßgasverdichtung zeigen, daß der Systemwirkungsgrad sich mit externem Verdichterantrieb oder Hochdruckelektrolyseur nur geringfügig verbessert, obwohl die Antriebsarbeit der mechanischen Verdichter im Basisfall einen erheblichen Anteil des Stromverbrauchs ausmacht. Dieser zusätzliche Energieverbrauch findet praktisch zeitgleich mit dem Elektrolysebetrieb statt, also genau dann, wenn der Photovoltaik-Generator Überschüsse produziert. In diesem Zeitraum ist elektrische Energie im System „billig“, so daß die Verdichterarbeit nur geringen Einfluß auf das System hat.

5.3 Keine Einkopplung der Brennstoffzellen-Abwärme

Die vorangegangenen Untersuchungen, bei denen die Effizienz der Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs verändert wurde, haben bereits gezeigt, daß die dabei entstehende Abwärme eine wichtige Rolle bei der Wärmeversorgung spielt. Es sind jedoch PHOEBUS-Anwendungen denkbar, bei denen kein geeigneter Wärmeverbraucher vorhanden ist. Dies ist beispielsweise bei einem Inselnetz mit räumlich weit verteilten Verbrauchern der Fall, wenn kein Wärmeversorgungsnetz installiert werden soll.

Im folgenden wird ein PHOEBUS-3-System untersucht, bei dem die Abwärme der Brennstoffzelle nicht genutzt wird. Die Verbraucher sind räumlich verteilt und verfügen nur über einen Stromanschluß. Die Wärmeversorgung erfolgt individuell über jeweils eine Wärmepumpe.

Tabelle 5.4: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Nutzung der Brennstoffzellen-Abwärme

<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	812,3 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	127,1 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	36,7 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	175,6 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	53,5 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Alle übrigen Komponenten sind wie im Basisfall dimensioniert.

Das Autarkie-Grenzkurven Verfahren liefert für diesen Fall mit den in Tabelle 5.4 angegebenen Parametern die optimale Leistung des Photovoltaik-Generators zu $P_{opt} = 175,6 \text{ kW}$ und das optimale Tankvolumen $V_{opt} = 53,5 \text{ m}^3$. Damit ist das H_2 -Tankvolumen V_{opt} um 18 % größer als im Basisfall, während die Photovoltaik-Leistung nur um 13 % vergrößert ist. Da die Wärmepumpe den Verbraucher komplett versorgen muß, benötigt sie mehr Antriebsenergie, die hauptsächlich durch die Brennstoffzelle bereitzustellen ist. Dieser zusätzliche H_2 -Verbrauch muß im optimierten System durch ein vergrößertes Tankvolumen bereitgestellt werden. Der größere Photovoltaik-Generator ist nötig, um einen vollständig entleerten Tank im Sommer wieder zu füllen. Die Gesamtkosten liegen mit 9 816 TDM um 11 % über denen des Basisfalls.

Die Energiebilanz zeigt, daß ohne Nutzung der Brennstoffzellen-Abwärme vom vergrößerten Photovoltaik-Generator 16,5 MWh zusätzliche Elektrizität ins System eingespeist werden muß. Dem stehen 11,2 MWh an Niedertemperatur-Wärme gegenüber, die anders als im Basisfall nicht genutzt werden können. Aus energetischer Sicht entspricht also einer MWh Brennstoffzellen-Abwärme ein „Gegenwert“ von 1,47 MWh Elektrizität aus Photovoltaik. Bei der Nutzung von stochastisch auftretender regenerativer Energie ist also die zeitliche Kopplung bzw. Entkopplung von Angebot und Bedarf von größter Bedeutung. Heizwärme auf niedrigem Temperaturniveau wird bei einer exergetischen Analyse sehr gering bewertet. Wenn sie wie im gezeigten Fall zum Zeitpunkt des höchsten Energiebedarfs und des geringsten Angebots zur Verfügung steht, ist sie jedoch deutlich wertvoller als Elektrizität aus Photovoltaik, also reine Exergie, die zum „falschen“ Zeitpunkt eingespeist wird. PHOEBUS-Systeme können also nicht etwa mit einer Exergieverlustanalyse anhand der Jahresbilanz bewertet und optimiert werden. Die zeitliche Verfügbarkeit der Energieströme im System muß vielmehr durch detaillierte dynamische Simulation mit gezielten Parametervariationen und Optimierungen bewertet werden.

Eine Optimierung für einen um 20 % verringerten Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ergibt, daß der Photovoltaik-Generator um 17 % und der Tank um 20 % gegenüber den Werten nach Tabelle 5.4 vergrößert werden muß. Die Kosten erhöhen sich um 13 %. Man erkennt im Vergleich mit Kapitel 4.4, daß der Brennstoffzellen-Wirkungsgrad sich doppelt so stark auf die Auslegung und die Kosten auswirkt, wenn die Abwärme nicht genutzt werden kann.

5.4 Batterieloses System

Die Batterie ermöglicht durch ihren hohen Wirkungsgrad eine sehr effiziente Entkopplung von Energieangebot und -nachfrage im Kurzzeitbereich. Dies ist beispielsweise für Tag-Nachtschwankungen und für die Verdichter wichtig, die normalerweise erst gegen Abend, wenn die Pufferbehälter gefüllt sind, eingeschaltet werden und dann noch während der Dunkelheit laufen.

Aus den Betriebserfahrungen mit PHOEBUS Jülich wurde jedoch auch eine Reihe von Nachteilen der Batterie deutlich:

- In der Anlage sind Akkus mit einem Gesamtgewicht von zehn Tonnen installiert. Da PHOEBUS Systeme vorwiegend in abgelegenen, schwer zugänglichen Gebieten eingesetzt werden sollen, ist grundsätzlich ein möglichst geringes Gewicht anzustreben.
- Die Batterie besteht zum großen Teil aus Blei und Schwefelsäure. Herstellung und Entsorgung müssen umweltverträglich sein und erfordern daher besondere Aufmerksamkeit.
- Die Hauptregelgröße des Systems, der Batterieladezustand *SOC*, kann prinzipiell nicht exakt bestimmt werden (MEURER et al. 1999). Daher kann das Verhalten der Batterie nicht jederzeit genau vorhergesagt werden. Dies verursacht regelungstechnische Schwierigkeiten, d. h. das Energiemanagement gibt falsche Schaltzeiten für Brennstoffzelle und Elektrolyse vor, was zu Energieverlusten führt.
- Auch bei relativ geringer Belastung und sorgfältigem und schonenden Betrieb ist die Alterung der Batterie unvermeidlich. Deshalb ist eine kontinuierliche Kontrolle erforderlich und die Zellen müssen nach einigen Betriebsjahren erneuert werden.

Wegen dieser Nachteile wurden Anlagenkonzepte ohne Batterie untersucht. Es wurde ein neues Energiemanagement entwickelt sowie die Direktkopplung von Photovoltaik und Elektrolyseur in die Simulation aufgenommen. Es hat sich gezeigt, daß die optimale Konfiguration von PHOEBUS ohne Batterie durch Direktkopplung von Photovoltaik und Elektrolyseur sowie mit direkter Verbraucheranbindung an die Photovoltaik erreicht wird. (KWAPICH 1999).

Die Rechnungen von KWAPICH wurden nur mit dem Jahresszenario 1993 durchgeführt, so daß die Ergebnisse nicht direkt mit denen dieser Arbeit verglichen werden können. Daher wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren mit dem Simulationszeitraum von 1982–1998 auf das in Abbildung 5.2 dargestellte System angewendet. Der Langzeitspeicherpfad besteht aus Hochdruckelektrolyseur, Wasserstoffspeicher, und H_2 /Luft-Brennstoffzelle mit Leistungselektronik. Dies ist nach Kapitel 5.1–5.3 die optimale Konfiguration. Mechanische Verdichter können nicht ohne Batterie verwendet werden, weil Elektrolyseur- und Verdichterbetrieb um einige Stunden entkoppelt sind, was nur über die Batterie energetisch sinnvoll erreicht werden kann.

Im System ohne Batterie kann Überschußleistung, die geringer ist, als die Mindestleistung des Elektrolyseurs, nicht gespeichert werden, und geht verloren. Es zeigt sich, daß diese Verluste zu völlig unwirtschaftlichen Auslegungen führen. Daher wird im folgenden angenommen, daß der Elektrolyseur kaskadiert ist, d. h. ein kleiner Elektrolyseur nimmt die Überschußleistung bis zur Mindestleistung des großen auf. Für die Simulation wird vereinfachend die Mindestleistung zu Null gesetzt. Für den kaskadierten Elektrolyseur

werden im Kostenmodell 8000 DM/kW angenommen, also ein Aufschlag von einem Drittel gegenüber dem Kostenmodell nach Tabelle 3.1.

Das neue Energiemanagement sorgt dafür, daß Defizite jederzeit von der Brennstoffzelle gedeckt werden. Das bedeutet, daß die Brennstoffzelle ständig in Betrieb ist und nur an einstrahlungsreichen Tagen im Stand-By-Modus ohne Leistungsabgabe verbleibt. Ebenso ist der Elektrolyseur ganzjährig in Betrieb.

Das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren liefert für PHOEBUS ohne Batterie mit den in Tabelle 5.5 angegebenen Parametern die optimale Leistung des Photovoltaik-Generators $P_{opt} = 221,9 \text{ kW}$ und das optimale Tankvolumen $V_{opt} = 69,5 \text{ m}^3$. Damit ist das H_2 -Tankvolumen V_{opt} um 53 % größer als im Basisfall, während die Photovoltaik-Leistung um 43 % vergrößert ist. Die Gesamtkosten liegen mit 10 080 TDM um 14 % über denen des Basisfalls.

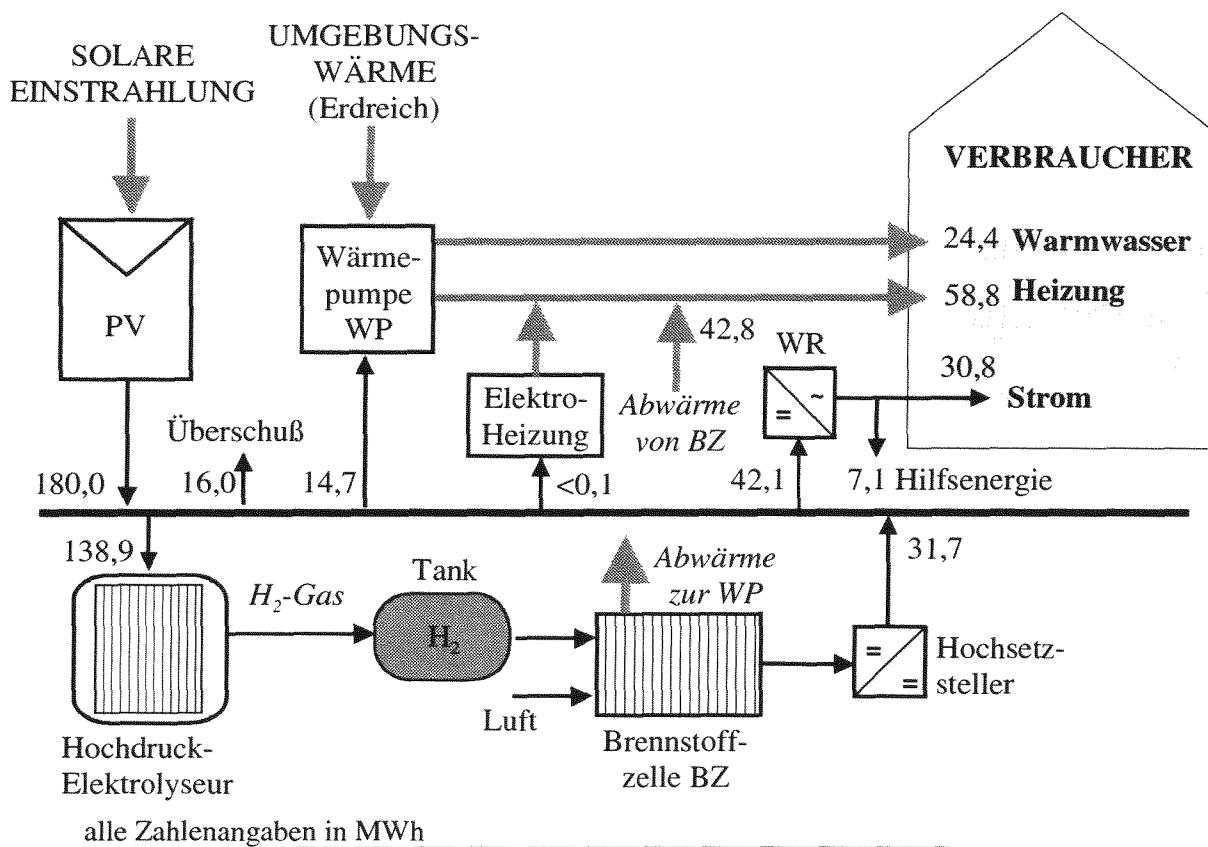


Abbildung 5.2: Durchschnittliche Jahresbilanz für PHOEBUS ohne Batterie

Die Energiebilanz der Gleichstromschiene in Abbildung 5.2 zeigt, daß der Überschuß um 6 MWh gegenüber dem Basisfall vergrößert ist. Ein größerer Teil der Photovoltaik-Leistung kann vom Elektrolyseur nicht aufgenommen werden, weil der Photovoltaik-Generator um 70 kW vergrößert wurde, der Elektrolyseur dagegen nur um 40 kW. Der kaskadierte Elektrolyseur, der im System ohne Batterie benötigt wird, ist teuer. Daher ist es kostengünstiger, eine geringere Nennleistung mit größeren Überschüssen zu erkaufen.

Der Anteil der Brennstoffzelle an der Raumwärmeversorgung erhöht sich wegen der längeren Nutzungszeiten auf 73 %. Die Wärmelieferung der Brennstoffzelle richtet sich nicht nach dem Bedarf des Verbrauchers. Daher ist die Heizung in diesem Fall nicht für minimalen Energieverbrauch optimiert, so daß der gesamte Wärmeverbrauch um fast 9 MWh größer ist als im Basisfall. Trotzdem verringert sich der Stromverbrauch der Wärmepumpe um ein Drittel.

Tabelle 5.5: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Batterie

<i>Parameter des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens</i>	<i>Wert</i>
Korrelationsfaktor κ	1022,7 kW m ³
minimale installierte Leistung des PV-Generators P_{min}	177,4 kW
minimales Tankvolumen V_{min}	48,7 m ³
<i>Kostenoptimum mit Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2</i>	
installierte Leistung des Photovoltaik-Generators P_{opt}	221,9 kW (Basisfall: 155,7 kW)
Volumen H ₂ -Tank V_{opt}	71,7 m ³ (Basisfall: 45,2 m ³)

Die zusätzliche Abwärme der Brennstoffzelle (gegenüber dem Basisfall) könnte auch für die Warmwasserbereitung genutzt werden. Dazu ist jedoch zusätzlicher technischer Aufwand nötig und die Regelung des Heizsystems muß neu optimiert werden. Möglicherweise führt die Anpassung des Heizsystems an das batterie lose PHOEBUS-System dazu, daß anstelle der Wärmepumpe ein großer thermischer Speicher zur effizienten Nutzung der Abwärme installiert wird. Diese Optimierung wurde in dieser Arbeit nicht durchgeführt, weil nicht das Heizsystem, sondern die Auslegung des elektrischen Versorgungsteils (siehe Kapitel 2.3) Ziel der Untersuchungen ist.

Die Brennstoffzelle liefert 56 % des Verbrauchs von Wechselrichter und Wärmepumpe, der Rest wird direkt vom PV-Generator versorgt. Der Anteil der Direktversorgung ist abhängig vom Tagesgang des Stromverbrauchers. In diesem Fall ist es sehr wichtig, daß die Tageslast deutlich höher ist als die Grundlast, weil das System keinen effizienten Kurzzeitspeicher hat.

Die Hilfsenergie erhöht sich gegenüber dem Basisfall um etwa eine MWh, weil für den größeren Elektrolyseur zusätzliche Leistung für die Schutzspannung benötigt wird.

Verzichtet man in PHOEBUS auf die Batterie, so muß der Energieeintrag aus Photovoltaik von 129 auf 180 MWh erhöht werden. Da der Verbraucher unverändert bleibt, bedeutet dies,

daß der Wirkungsgrad um etwa ein Drittel verringert wird. Die Kosten steigen dagegen nur um 14 %. Wenn im speziellen Anwendungsfall wichtige Gründe gegen die Batterie sprechen (s. o.), dann ist das batterieLOSE System eine ernsthafte Alternative.

Die Kosten für das batterieLOSE System können noch verringert werden: wenn das Verbraucherprofil dem solaren Eintrag besser angepaßt werden kann, muß weniger Photovoltaik-Leistung installiert werden. Wenn außerdem der Überschuß nutzbar ist, kann dies als Gutschrift bei den Gesamtkosten berücksichtigt werden. Außerdem sind beim Heizsystem sind Optimierungspotentiale erkennbar.

5.5 Schwache Netzkopplung

Der Begriff „Schwache Netzkopplung“ wird bei der Diskussion von PHOEBUS-Systemen verwendet, wenn geringe Energiemengen über die Systemgrenzen hinaus mit einem Netz ausgetauscht werden dürfen. Diese Systeme sind nicht völlig autark. Grundsätzlich ist die Kopplung an ein Elektrizitäts- oder ein Wasserstoffnetz denkbar. Hier wird vereinfachend nur die Zufuhr von Wasserstoff betrachtet.

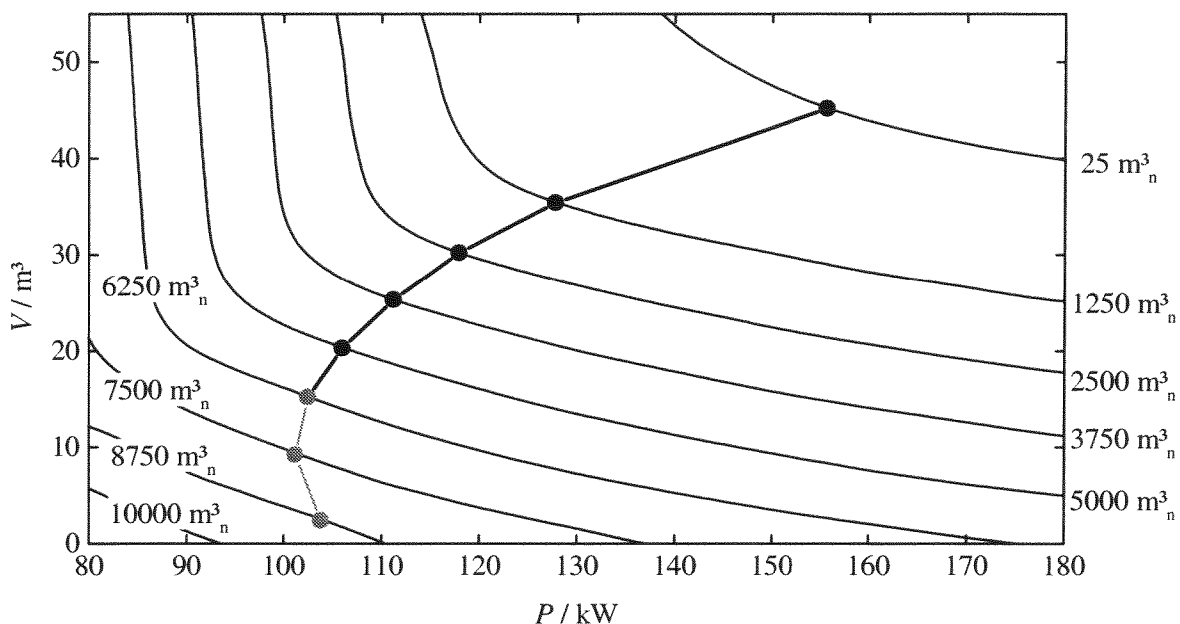
Bisher wurden maximal zulässige Kosten für Zukauf von Wasserstoff von $K_{tl,a} = 10^5$ DM über die Auslegungs-Betriebsdauer von 20 Jahren angesetzt. Der Preis wurde mit 200 DM/m^3_n sehr hoch angesetzt, so daß also maximal 25 m^3_n entsprechend 88 kWh jährlich zugekauft werden dürfen. Angesichts des Jahresverbrauchs von insgesamt 105 MWh bedeutet dies, daß praktisch kein Defizit zugelassen wird. Es wurden also nur autarke Anlagen betrachtet. Der hohe Wasserstoffpreis wurde gewählt, um bei der Systemoptimierung Autarkie zu erzwingen.

Es gibt nur wenige Anwendungen, bei denen bei Bedarf „um keinen Preis“ Wasserstoff zugeführt werden kann. In den meisten Fällen ist dies dagegen möglich, wobei die Kosten je nach Zugänglichkeit des Standortes und Verfügbarkeit von Wasserstoff stark schwanken können. Hier ist zu untersuchen, wie sich die „schwache Netzkopplung“, d. h. der Zukauf von relativ kleinen Energiemengen bei Bedarf und leeren Speichern, auf die Auslegung und die Kosten auswirkt.

Als Zielgröße für das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren muß das maximal zulässige H_2 -Defizit angegeben werden. Da das Verfahren anhand des Kostenmodells hergeleitet wurde, wurde dies bisher als Zukaufkosten $K_{tl,a}$ formuliert, wobei der Wasserstoffpreis konstant war. Die folgenden Untersuchungen sollen preisunabhängig sein, so daß das Defizit zunächst in m^3_n angegeben wird. Abbildung 5.3 zeigt für den PHOEBUS-3 Basisfall verschiedene Kurven für die Abhängigkeit von installierter Photovoltaik-Leistung und Tankvolumen bei konstantem durchschnittlichem Jahresdefizit $n_{\text{H}_2, \text{def}}$. Für $n_{\text{H}_2, \text{def}} = 25 \text{ m}^3_n$ wurde dieser Zusammenhang als Autarkie-Grenzkurve bezeichnet. Die Schrittweite zwischen den einzelnen Kurven beträgt $\Delta n_{\text{H}_2, \text{def}} = 1250 \text{ m}^3_n$ und liegt damit bei 4 % des Jahresenergie-

bedarfs. Im gewählten Ausschnitt von $80 < P < 180 \text{ kW}$ existiert für die Linien $n_{H_2,def} > 5000 \text{ m}^3_n$ ein Schnittpunkt mit der Achse $V = 0 \text{ m}^3$, d. h. bei der entsprechenden Photovoltaik-Leistung und dem vorgegebenen H_2 -Defizit ist kein Langzeitspeicher erforderlich.

Mit den Methoden des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens wurden die Gesamtkosten für jede der angegebenen Linien minimiert. Die optimale Photovoltaik-Leistung und das optimale Tankvolumen sind jeweils markiert. Die Verbindungslinie beschreibt die Anlagenauslegung im Kostenminimum bei veränderlichem H_2 -Defizit. Im Bereich $25 < n_{H_2,def} < 1250 \text{ m}^3_n$ verändern sich P und V relativ stark, während für ansteigendes Defizit bei $n_{H_2,def} > 5000 \text{ m}^3_n$ P etwa konstant bleibt und V gleichmäßig abnimmt. Ab $n_{H_2,def} > 6250 \text{ m}^3_n$ sind Systeme ohne Langzeitspeicherpfad günstiger, weil mit dem Modell nach Tabelle 3.1 die eingesparten Kosten für Brennstoffzelle, Elektrolyseur und Tank größer sind als die zusätzlichen Kosten für den größeren Photovoltaik-Generator. Schwache Netzkopplung in Verbindung mit einem Wasserstoff-Langzeitspeicherpfad ist also nur bis zu einem Defizit von etwa 5000 m^3_n sinnvoll. Dies entspricht einem Anteil von 17 % des Jahresenergiebedarfs.



Betrachtet wird der PHOEBUS-3 Basisfall.

Dünne Linien: Substitution von P durch V bei vorgegebenem H_2 -Defizit (Zukauf H_2 durchschnittlich pro Jahr)

Punkte: Kostenoptimum für vorgegebenes H_2 -Defizit. Für die grau dargestellten Fälle ist ein System ohne Langzeitspeicherpfad günstiger, weil die Kosten für Brennstoffzelle und Elektrolyseur eingespart werden können.

Abbildung 5.3: Photovoltaik-Leistung und Tankvolumen in Abhängigkeit vom H_2 -Defizit

6 Diskussion

Aus den Ergebnissen des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für den Basisfall und für alternative Konzepte können allgemeinere Aussagen über den sinnvollen Einsatz von Wasserstoffspeichern abgeleitet werden. Dazu werden zunächst die Varianten anhand von Kosten und energetischer Effizienz verglichen. Aus diesem Vergleich ist zu erkennen, welche Konfiguration am günstigsten ist und welche Komponenten einen besonders großen Einfluß auf das Systemverhalten haben. Anhand dieser Analyse werden Empfehlungen für den konkreten Anwendungsfall PHOEBUS Jülich gegeben.

6.1 Vergleich der PHOEBUS-3-Varianten

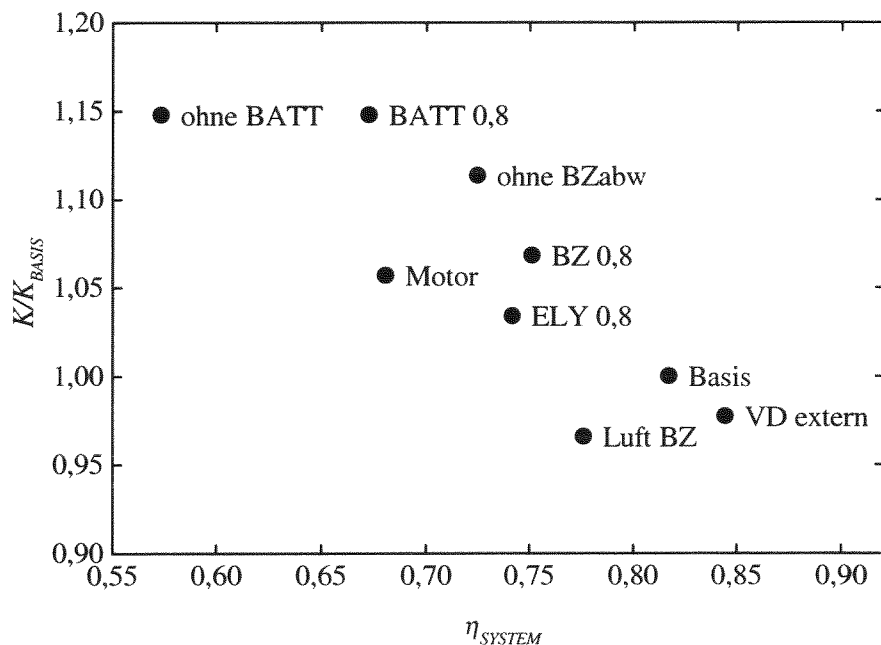
Die Varianten von PHOEBUS-3, die in den vorherigen Kapiteln untersucht und optimiert wurden, können anhand der Gesamtkosten K und des Systemwirkungsgrads η_{SYSTEM} übersichtlich verglichen werden (Abbildung 6.1). Der Systemwirkungsgrad ist die gesamte Verbraucherenergie (elektrisch und thermisch) bezogen auf den Energieertrag aus Photovoltaik. Die Varianten mit Anteilen an Windkraft können wegen der unterschiedlichen saisonalen Speicheranforderung nur eingeschränkt mit reinen Photovoltaik-Systemen verglichen werden. Sie sind daher nicht in Abbildung 6.1 aufgenommen worden. Da der Verbraucher für alle Fälle gleich ist, ist η_{SYSTEM} umgekehrt proportional zur installierten Photovoltaik-Leistung.

Im Vergleich mit Brennstoffzelle und Elektrolyseur hat ein um 20 % verringerter Wirkungsgrad der Batterie (BATT 0,8 gegenüber BZ 0,8 und ELY 0,8) die größten negativen Auswirkungen auf die Anlagenauslegung. Der Systemwirkungsgrad sinkt um 20 % und die Kosten steigen um 14 %. Wirkungsgradveränderungen bei der Batterie werden offensichtlich proportional durch die Photovoltaik-Leistung kompensiert. Dies unterstreicht die große Bedeutung der Batterie, die für die Anlagenregelung die zentrale Komponente ist. Für PHOEBUS müssen also Batterien mit hohem Wirkungsgrad eingesetzt werden, der erreicht wird durch:

- hohe Qualität der Zellen, die speziell an die Solaranwendung angepaßt sind
- ausreichend groß dimensionierte Kapazität, so daß die Strombelastung gering ist; dadurch werden Polarisationsverluste verringert
- schonender Betrieb, d. h. Vermeidung von Gasung (hohe Ladezustände) und länger andauernder Tiefentladung

Eine Wirkungsgradverringerung der Batterie um etwa 20 % kann auftreten, wenn anstelle einer Gleichstromschiene eine Wechselstromschiene verwendet wird, an die die Batterie

über leistungselektronische Wandler angeschlossen wird. Die damit verbundenen Verluste beim Systemwirkungsgrad und die höheren Kosten bestätigen das für PHOEBUS Jülich gewählte Konzept der Gleichstromschiene.



Bezeichnung	Erklärung	Kapitel
ohne BATT	ohne Batterie	5.4
BATT 0,8	Batteriewirkungsgrad um 20 % reduziert auf 71 %	4.2
ohne BZabw	Abwärme der Brennstoffzelle wird nicht genutzt	5.3
BZ 0,8	Brennstoffzellenwirkungsgrad um 20 % reduziert auf 44 %	4.4
Motor	Langzeitspeicherpfad ohne Sauerstoff, Brennstoffzelle durch Verbrennungsmotor ersetzt	5.1.2
ELY 0,8	Elektrolyseurwirkungsgrad um 20 % reduziert auf 69 %	4.3
Basis	Basisfall	3.1
VD extern	Antriebsarbeit für Prozeßgasverdichter wird extern zugeführt	5.2.1
Luft BZ	Langzeitspeicherpfad ohne Sauerstoff, Brennstoffzellenwirkungsgrad 38,5 %	5.1.1

Abbildung 6.1: Vergleich der PHOEBUS-3-Varianten

Das System ohne Batterie hat im Vergleich mit allen anderen Varianten den geringsten Wirkungsgrad und zusammen mit BATT 0,8 die höchsten Kosten. Bemerkenswert ist, daß die Kosten nur um 15 % gegenüber dem Basisfall ansteigen, während der Wirkungsgrad um 30 % schlechter wird. Hier wird deutlich, daß der Systemwirkungsgrad allein nicht ausreicht, um verschiedene Systeme zu bewerten. Die Kostensteigerung für das batterieelose System ist nicht so groß, daß diese Variante generell auszuschließen ist. Für den speziellen Anwendungsfall müssen alle Optimierungsmöglichkeiten ausgeschöpft werden und das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist zu prüfen.

Obwohl die Brennstoffzelle relativ wenig Energie auf die Gleichstromschiene einspeist, wirken sich Veränderungen bei der Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs stark auf Gesamtkosten und Systemwirkungsgrad aus. Besonders wichtig ist, daß die bei der Rückverstromung anfallende Abwärme vom Verbraucher genutzt wird (vgl. ohne BZabw in Abbildung 6.1). Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ist für die Gesamtkosten wichtiger als der des Elektrolyseurs; der Einfluß ist gegenüber der Batterie und der Abwärmenutzung jedoch deutlich geringer.

Die für die Rückverstromung eingesetzte Komponente entscheidet darüber, ob Sauerstoff gespeichert werden muß. Die Luft-Brennstoffzelle hat einen um 30 % geringeren Wirkungsgrad als die H_2/O_2 -Brennstoffzelle im Basisfall. Deshalb ist für „Luft BZ“ der Systemwirkungsgrad geringer. Da andererseits die Kosten für den Sauerstoffpfad eingespart werden können, ist das Gesamtsystem günstiger. Der Verbrennungsmotor hat einen Wirkungsgrad von 30 %. Die Gesamtkosten sind geringer als die für das System H_2/O_2 -Brennstoffzelle mit 44 % Wirkungsgrad (vgl. ohne BZ 0,8 in Abbildung 6.1). Durch Interpolation läßt sich abschätzen, daß Sauerstoffspeicherung nicht erforderlich ist, wenn der Wirkungsgrad der Rückverstromung über 35 % liegt.

Elektrolyse und Prozeßgasverdichtung haben einen relativ geringen Einfluß auf die Systemkosten. Veränderungen wirken sich praktisch nicht auf das Tankvolumen aus. Deshalb sind bei gleichem η_{SYSTEM} die Kosten von ELY 0,8 geringer als die von BZ 0,8. Die Kosten des Systems mit extern zugeführter Verdichterarbeit (vgl. VD extern Abbildung 6.1) sind geringer als im Basisfall, weil einerseits η_{SYSTEM} größer ist und andererseits die Batterie weniger belastet ist (weniger Tag/Nacht-Kurzzeitspeicherung).

Abbildung 6.1 zeigt deutlich, welche Priorität die Komponenten bzw. die Konfigurationen für die Anlagenauslegung haben. Folgende Reihenfolge ist festzustellen:

1. Batterie
2. Brennstoffzelle einschließlich Sauerstoffspeicherung
3. Elektrolyseur einschließlich Prozeßgasverdichtung

Der Aufwand für die energetische Optimierung sollte in dieser Reihenfolge auf die Komponenten verteilt werden.

6.2 Perspektiven für PHOEBUS

PHOEBUS Jülich demonstriert eine alternative Energieversorgung, die keine natürlichen Ressourcen, insbesondere keine fossilen Brennstoffe, verbraucht und die keine Emissionen produziert. Die eigentliche Aufgabe war es, eine Alternative aufzuzeigen für den Fall, daß die fossilen Brennstoffe verbraucht bzw. sehr teuer sind oder daß diese Brennstoffe aufgrund von Klimaproblemen nicht wie bisher genutzt werden können. Insofern kann PHOEBUS

Jülich als vereinfachtes Abbild eines größeren Energieversorgungssystems gesehen werden, an dem untersucht werden kann, wie große Mengen regenerativ erzeugten Stroms zur bedarfsgerechten Versorgung genutzt werden können. Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, daß bei einem deutlich komplementären saisonalen Verlauf von Energieangebot und -nachfrage der Einsatz von Wasserstoff-Speichern sinnvoll sein kann. Dies ist bei reinen Photovoltaik-Systemen der Fall. Es ist unwahrscheinlich, daß dieses Problem in großen Verbundnetzen auftritt, weil sicher nicht nur eine einzige regenerative Energiequelle genutzt wird. Wie an PHOEBUS-3 mit Photovoltaik/Windkraft-Hybridbetrieb gezeigt wurde, ist es sinnvoller, die verschiedenen regenerativen Quellen bedarfsorientiert zu kombinieren und stochastische Defizite aus Backup-Systemen zu versorgen.

H₂-Systeme zur saisonalen Energiespeicherung sind eher für kleinere Inselnetze geeignet, bei denen nur eine regenerative Energiequelle genutzt werden kann, z. B. dort, wo Windkraft wegen Landschaftsschutz, Schattenwurf oder Lärmbelästigung nicht einsetzbar ist. Photovoltaik und Windkraftanlagen können dort sinnvoll mit Wasserstoffspeichern kombiniert werden, wo absolut keine Emissionen entstehen dürfen und wo keine Brennstoffe nachgeliefert werden können. Die Versorgung einer Klimameßstation im Landesinneren der Antarktis (STEFANONI et al. 1998) ist ein Beispiel für eine solche Spezialanwendung.

Wenn wie bei PHOEBUS Jülich ein Verbraucher autark mit Solarstrom versorgt werden soll, dann ist saisonale Wasserstoffspeicherung sinnvoll. Anhand dieser Anwendung können Systemzusammenhänge und Varianten besonders deutlich dargestellt werden. Nach Auswertung der Ergebnisse können folgende Auslegungsempfehlungen für PHOEBUS Jülich gegeben werden:

- zusätzliche Wärmeversorgung mittels eines Wärmepumpen-Systems und Nutzung der Abwärme bei der Rückverstromung
- kein Sauerstoffpfad, dann kommen auch Alternativen zur Hochdruck-Gasspeicherung, z. B. Metallhydridspeicher, in Frage
- intern angetriebene mechanische Verdichter
- PHOEBUS ist nicht zwingend abhängig von der Brennstoffzelle; mögliche Alternative ist eine Wasserstoff-Brennkraftmaschine mit Generator

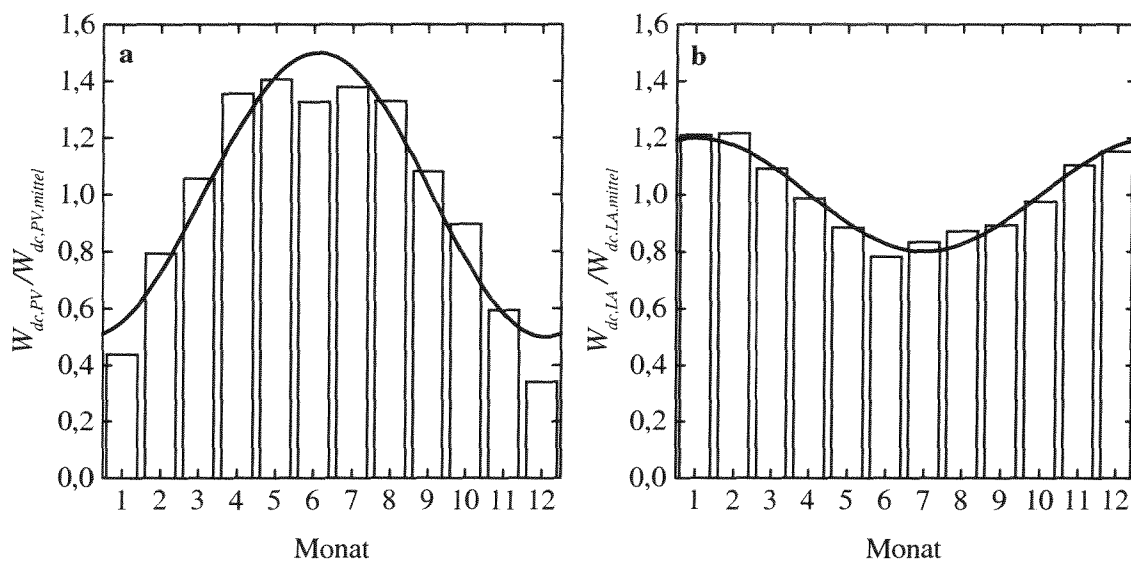
6.3 Voraussetzungen für den sinnvollen Einsatz von Wasserstoffspeichern

Die Untersuchungen zum Hybridbetrieb von Photovoltaik und Windkraft haben gezeigt, daß Wasserstoffspeicherung in Inselsystemen nur dann wirklich sinnvoll ist, wenn eine klare saisonale Verschiebung von Energieangebot und -nachfrage gegeben ist. Auch große stochastische Schwankungen beim Monatsertrag der Windkraftanlage rechtfertigen nicht allein den Langzeitspeicherpfad, weil dann die Rückverstromung (Brennstoffzelle) wie ein typischer Backup-Generator genutzt wird. Daher wurde für alle Systemvarianten nur

Photovoltaik-Versorgung bei gleichbleibendem thermischen und elektrischen Verbrauchsprofil betrachtet. Diese Systeme sind durch gegensätzliche saisonale Profile von Eintrag aus Photovoltaik und Last gekennzeichnet. Mit einem trigonometrischen Ansatz nach Gleichung 6.1 können die Profile grob charakterisiert werden. Die Funktion $w_m(N_m)$ liefert die Abweichung der Monatsenergie des Monats N_m von der jahresdurchschnittlichen Monatsenergie:

$$w_m = 1 + \alpha \cos \left(2\pi \frac{N_m - \varphi}{12} \right); N_m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad \text{Gl. 6.1}$$

mit: w_m auf den Jahresdurchschnitt bezogener Monatsmittelwert
 α Amplitude des saisonalen Profils mit $\alpha > 0$
 φ Phasenverschiebung des saisonalen Profils
 N_m Monatsnummer



Dargestellt ist **a** der Energieeintrag und **b** das Lastprofil für den Basisfall.
 Kurven: Anpassung der Parameter von Gleichung 6.1 an die Monatswerte
 $W_{dc,PV}$: Gleichstromenergie von PV-Generator
 $W_{dc,LA}$: Lastenergie bestehend aus Wechselrichter und Wärmepumpe

Parameter der cos-Funktion nach Gl. 6.1	α	φ
a Energieeintrag PV ₁₀₀	0,5	6,1
b Lastprofil	0,2	1
Energieeintrag WKA ₁₀₀ (nicht dargestellt, s Kap. 4.1.1)	0,6	0,8
Energieeintrag HYBR ₅₀₅₀ (nicht dargestellt, s. Kap. 4.1.1)	0,1	2,6

Abbildung 6.2: Charakterisierung der saisonalen Profile von Energieeintrag und Last

Abbildung 6.2 zeigt für den Basisfall die auf den Jahresdurchschnitt bezogenen Monatsenergien für Photovoltaik-Ertrag und Last. An diese Werte wurden die Parameter α und φ

aus Gleichung 6.1 angepaßt. Die Profile unterscheiden sich praktisch nicht von den übrigen Varianten mit reinem Photovoltaik-Betrieb.

Die monatliche Differenz von Ertrag und Last kann wegen Gleichung 6.1 geschrieben werden als:

$$\Delta w_m(N_m) = w_{m,PV} - w_{m,LA} = \alpha_d \sin\left(\frac{2\pi}{12}N_m - \varphi_d\right); N_m \in \{1,2,\dots,12\} \quad \text{Gl. 6.2}$$

wobei

$$\alpha_d = \sqrt{\alpha_{PV}^2 + \alpha_{LA}^2 - 2\alpha_{PV}\alpha_{LA}\cos\left(\frac{2\pi}{12}(\varphi_{PV} - \varphi_{LA})\right)} \quad \text{Gl. 6.3}$$

mit: α_d Amplitude der Differenzfunktion von Ertrag und Last

Wasserstoffspeicherung ist um so sinnvoller, je größer die Amplitude α_d der Funktion $\Delta w_{mon}(N_m)$ ist. Aus Gleichung 6.3 erkennt man, daß α_d groß wird, wenn entweder die Amplituden für Ertrag und Last α_{PV} und α_{LA} groß sind und gleichzeitig die Phasenverschiebung $\varphi_{PV} - \varphi_{LA}$ groß ist oder wenn nur eine Amplitude α_{PV} oder α_{LA} groß ist. Dann hat die Phasenverschiebung keinen Einfluß.

Die Untersuchungen reiner Photovoltaik-Systeme haben gezeigt, daß bei Speicheranforderungen, die gekennzeichnet sind durch Amplituden $\alpha_{PV} \geq 0,5$ und $\alpha_{LA} \geq 0,2$ und Phasenverschiebungen von $|\varphi_{PV} - \varphi_{LA}| \geq 4,9$ Monate, ein Langzeitspeicher sinnvoll ist. Die Amplitude der Differenzfunktion ist die allgemeinste Kenngröße für die Speicheranforderung. Sie beträgt bei den betrachteten reinen Photovoltaik-Systemen $\alpha_d = 0,68$.

Für reinen Windkraftanlagen-Betrieb resultiert aus $\alpha_{WKA} = 0,6$ und $\varphi_{WKA} = 0,8$ die Amplitude der Differenzfunktion $\alpha_d = 0,4$. Die Ausführungen zum Betrieb mit Windkraftanlagen haben gezeigt, daß dies keine sinnvolle Anwendung für Wasserstoffspeicher ist.

Für Hybridbetrieb *HYBR*₅₀₅₀ ist $\alpha_d = 0,15$. Auch hier ist keine Langzeitspeicherung zu empfehlen.

Neben der Speicheranforderung entscheidet auch das Verhältnis k_s der Kosten der Stromerzeugung zum Langzeitspeicherpfad darüber, ob Wasserstoffspeicherung sinnvoll ist. Aus dem Vergleich des Hybridbetriebs mit reinem Photovoltaik-Betrieb läßt sich ableiten, daß $k_s > 0,35 \text{ m}^3/\text{kW}$ sein sollte. Es ist $k_s = 0,35 \text{ m}^3/\text{kW}$ für reinen Photovoltaik-Betrieb und H_2/O_2 -Speicher; bei Hybridbetrieb ist k_s aufgrund der geringeren spezifischen Kosten für Windkraftanlagen geringer. In Kapitel 4.1 wurde gezeigt, daß mit Hybridbetrieb keine ideale Anwendung für Wasserstoffspeicher gegeben ist.

Die hier aufgeführten Kenngrößen mit den entsprechenden Zahlenwerten ermöglichen eine erste Abschätzung, ob ein Langzeitspeicher installiert werden sollte. Dazu muß das saisonale

Profil von Energieertrag und Last in monatlicher Auflösung sowie das Kostenverhältnis k_s der Stromerzeugung zur Speicherung bekannt sein.

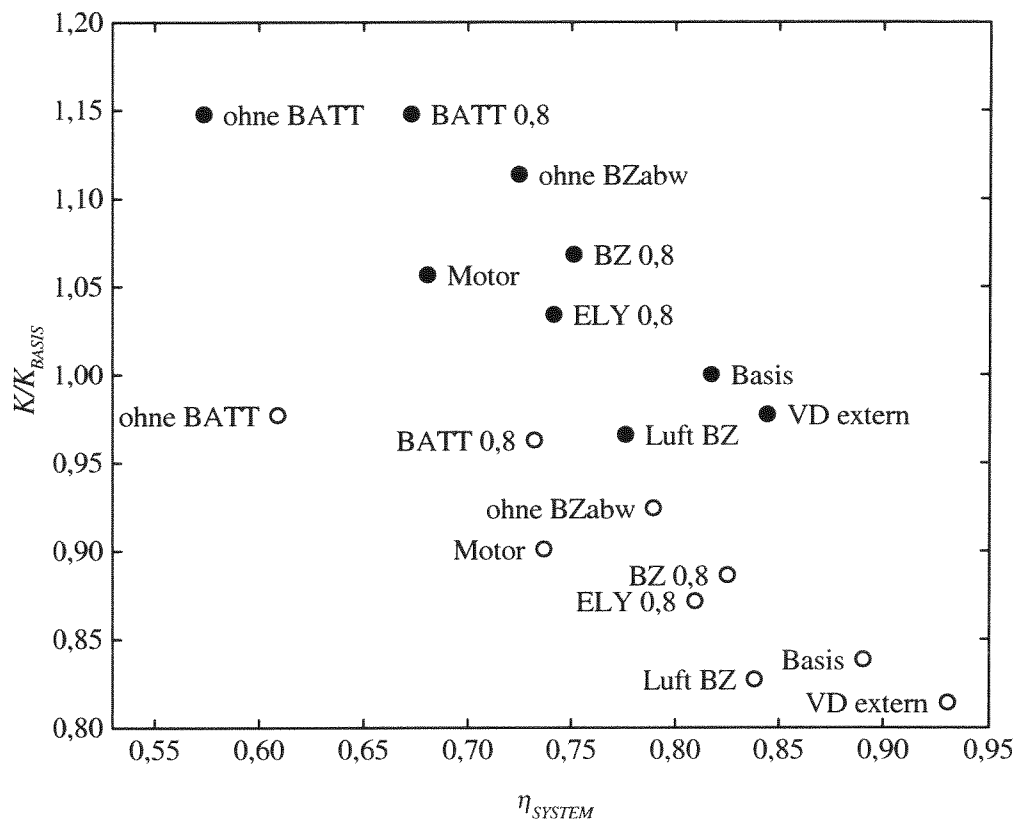
6.4 Verallgemeinerung der Ergebnisse

Die Auslegungsmethode für PHOEBUS-Systeme wurde anhand eines Kostenmodells entwickelt, da Optimierung grundsätzlich nur mit einer geeigneten Qualitätsfunktion – in diesem Fall die Gesamtkosten – möglich ist. Es wurde festgestellt, daß die Größe von Photovoltaik-Generator P und Tank V bei weitem den größten Einfluß auf die Kosten des Systems haben. Grundlage der Optimierung dieser beiden Größen ist die Autarkie-Grenzkurve, d. h. der Zusammenhang $P(V)$, für den gerade noch autarker Betrieb möglich ist. Die Autarkie-Grenzkurve wird aus Simulationsergebnissen berechnet und ist unabhängig vom Kostenmodell. Sie beschreibt bei vorgegebenen Komponenteneigenschaften und definiertem Energiemanagement rein physikalisch-technische Systemzusammenhänge.

Für alle untersuchten Varianten ist in dieser Arbeit die Autarkie-Grenzkurve durch die Parameter κ , P_{min} und V_{min} angegeben. Photovoltaik-Leistung und Tankvolumen können daraus ohne neue Simulationsrechnungen optimiert werden, wobei nur das Verhältnis k_s der spezifischen Photovoltaik- und Tankkosten bekannt sein muß.

Da das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren die Systeme allgemein, d. h. kostenunabhängig, beschreibt, können die vorgestellten Ergebnisse leicht auf andere Kostenverhältnisse von Photovoltaik und Tank umgerechnet werden. Abbildung 6.3 zeigt beispielhaft, wie sich die Kosten und der Wirkungsgrad der Systemvarianten verändern, wenn die spezifischen Kosten der Tanks halbiert werden. Eine solche Kostenveränderung beim Speicher kann auftreten, wenn eine völlig andere Technik verwendet wird, beispielsweise Metallhydride anstelle von Hochdruck-Gastanks. Die neuen Auslegungspunkte P_{opt} und V_{opt} wurden anhand von Gleichung 3.19 und 3.20 mit doppeltem k_s berechnet. Die neuen Gesamtkosten wurden ausgehend von den in Abbildung 6.1 angegebenen Kosten berechnet, indem der Anteil der Photovoltaik- und Tankkosten durch die neuen Werte ersetzt wurde.

Abbildung 6.3 zeigt, daß bei halbierten spezifischen Tankkosten der Systemwirkungsgrad, d. h. die Größe des Photovoltaik-Generators, einen deutlich größeren Einfluß auf die Kosten hat. Varianten, die bei ähnlichen Gesamtkosten einen höheren Wirkungsgrad aufweisen, d. h. bei denen der Photovoltaik-Generator relativ klein und dafür der Tank größer ist, profitieren stärker von der billigeren Tanks. So ist beispielsweise die Variante „VD extern“ bei halben spezifischen Tankkosten günstiger als „Luft BZ“. Alle Varianten haben einen besseren Wirkungsgrad, wenn die Tankkosten sinken, weil mehr Tankvolumen und weniger Photovoltaik-Leistung installiert wird.



Punkte: Kostenmodell nach Kapitel 3.1.2 (Basisfall)

Kreise: Tankkosten halbiert

Erläuterungen der Beschriftungen siehe Abbildung 6.1

Abbildung 6.3: Veränderung der Gesamtkosten und des Wirkungsgrads für halbierte Tankkosten

7 Zusammenfassung

Wie groß muß ein Wasserstoffspeicher sein, damit ein Mehrfamilienhaus autark aus Photovoltaik komplett mit Energie versorgt werden kann? Um diese Frage beantworten zu können, muß das Verhalten des gesamten Systems vom Energieeintrag über das Speichersystem bis zum Verbraucher über einen langjährigen Zeitraum betrachtet werden. Die Anlagenkonfiguration und das Betriebsverhalten über diesen Zeitraum müssen mit einer Qualitätsfunktion bewertet werden. Als Qualität sind die Gesamtkosten zu wählen. Der Wasserstoffspeicher ist dann optimal dimensioniert, wenn die Gesamtkosten der Anlage in Abhängigkeit von allen Einflußgrößen minimal sind.

In dieser Arbeit wurde das Autarkie-Grenzkurven-Verfahren entwickelt und angewendet. Damit können nach der oben beschriebenen Methode Energieversorgungssysteme ausgelegt werden, die durch kurzzeitig und saisonal stark schwankende Profile auf der Angebots- und Nachfrageseite gekennzeichnet sind. Erstmals ist damit die kostenoptimale Dimensionierung der Systemkomponenten Photovoltaik, Windkraftanlage, Tanks im Langzeitspeicher, Batterie, Elektrolyseur und Brennstoffzelle für den autarken Betrieb möglich. Die Optimierung dieser sechs Parameter ist mit den bekannten Methoden sehr kompliziert und rechenaufwendig, weil die Qualitätsfunktion sehr unterschiedliche Gradienten aufweist und in der Nähe des Optimums nichtlinear ist. Beim Autarkie-Grenzkurven-Verfahren werden nur wenige Rechnungen benötigt. Es liefert nicht nur die optimalen Auslegungsparameter, sondern auch wichtige Systemzusammenhänge. Deshalb sind keine neuen Simulationsrechnungen erforderlich, wenn sich die spezifischen Kosten von Photovoltaik, Windkraftanlage und Tank nachträglich ändern.

Konkret wird ein 10-Familien-Niedrigenergiehaus betrachtet, das am Standort Jülich mit Strom und Wärme für Heizung und Warmwasser versorgt wird. Es werden ausschließlich die regenerativen Energiequellen Solarstrahlung, Windkraft und Umgebungswärme genutzt. Die Versorgung erfolgt nach dem bewährten Konzept PHOEBUS Jülich über PHotovoltaik, Elektrolyse, Brennstoffzelle und Systemtechnik (Windkraft optional). Für das gesamte System wurde ein Modell zur dynamischen Simulation am Rechner entwickelt. Mit diesem Modell wird das Verhalten der Anlage unter realistischen Bedingungen, d. h. mit gemessenen meteorologischen Zeitreihen, simuliert. Es wurden die Meßwerte von Sonnenscheindauer, Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur in exakter zeitlicher Korrelation in stündlicher Auflösung über 17 Jahre verwendet.

Ausgehend von einem Basisfall werden unterschiedliche PHOEBUS-Systeme untersucht. Die Batterie als Kurzzeitspeicher, der Langzeitspeicherpfad sowie das Energiemanagement des Basisfalls entsprechen weitgehend der Demonstrationsanlage PHOEBUS Jülich.

Der Photovoltaik-Generator und die Tanks im Langzeitspeicher verursachen etwa 70 % der Kosten. Daher ist die optimale Dimensionierung dieser Komponenten besonders wichtig. Es

wurde gezeigt, daß die Grenze von autarkem zu nicht autarkem Betrieb in Abhängigkeit von der installierten Leistung des Photovoltaik-Generators und vom Tankvolumen auf einer Hyperbel mit den Parametern Krümmung κ , Mindestleistung P_{min} und Mindestvolumen V_{min} verläuft. Diese Hyperbel wird Autarkie-Grenzkurve genannt. Sie ist nur von physikalisch-technischen Größen und nicht von Kosten abhängig. Das Kostenoptimum der Anlage liegt auf der Autarkie-Grenzkurve. Wenn die drei genannten Parameter bekannt sind, dann wird die kostenoptimale Photovoltaik-Leistung und das kostenoptimale Tankvolumen über einfache Beziehungen aus dem Kostenverhältnis der beiden bestimmt.

Als Teil des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens werden die Batterie, der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle mit Sensitivitätsanalysen dimensioniert. Die Rechnungen bestätigen die Auslegung der Batterie in PHOEBUS Jülich für fünf Tage durchschnittlichen Stromverbrauch. In diesem Fall wird das Kostenminimum der Gesamtanlage erreicht. In PHOEBUS Jülich wurde der Elektrolyseur noch auf die Spitzenleistung der Photovoltaik ausgelegt. Es zeigt sich, daß es kostengünstiger ist, auf selten auftretende Leistungsspitzen zu verzichten, um dafür die Investitionskosten des Elektrolyseurs zu verringern. Ein guter Anhaltswert ist die Auslegung im Basisfall, wo die Leistung des Elektrolyseurs etwa ein Drittel der installierten Photovoltaik-Leistung beträgt.

Mit Hilfe des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens wurde der Hybridbetrieb von Photovoltaik-Generatoren und Windkraftanlagen untersucht. Bis zu einem Anteil der Windkraft von 10-20 % ist dies sinnvoll, da die gesamte installierte Leistung, das Tankvolumen und die Kosten deutlich gesenkt werden können. Bei größeren Anteilen wird der Kostenvorteil geringer und ab 50 % Windkraft geht die Nutzung des Langzeitspeichers vom saisonalen Ausgleich zum Backup-System über, und er wird energetisch zu wenig genutzt. Da ein Energiespeicher auf der Basis von Elektrolyse, Wasserstoff und Brennstoffzelle in PHOEBUS bei reinem Photovoltaik-Betrieb am besten genutzt wird, werden in dieser Arbeit nur noch reine Photovoltaik-Systeme betrachtet.

Nach sechs Jahren Betrieb von PHOEBUS Jülich wurden die Brennstoffzelle und die Prozeßgasverdichtung als Schwachpunkte des Systems identifiziert. Für beide Fälle sind am Markt keine ausgereiften Komponenten erhältlich. Als Alternative zu mechanisch betriebenen Verdichtern kann ein Hochdruckelektrolyseur eingesetzt werden. Der Systemwirkungsgrad verbessert sich mit Hochdruckelektrolyseur nur geringfügig um 4,5 %, obwohl die Antriebsarbeit der mechanischen Verdichter im Basisfall einen erheblichen Anteil des Stromverbrauchs ausmacht. Dieser zusätzliche Energieverbrauch ist praktisch zeitgleich mit dem Elektrolysebetrieb, also genau dann, wenn der Photovoltaik-Generator Überschüsse produziert. In diesem Zeitraum ist elektrische Energie im System „billig“, so daß die Verdichterarbeit nur geringen Einfluß auf das System hat.

Als Alternative zur Wasserstoff/Sauerstoff-Brennstoffzelle kommt bei der Rückverstromung eine Wasserstoff/Luft-Brennstoffzelle oder ein Wasserstoff-Verbrennungsmotor mit Generator in Frage. Dabei entfällt der Sauerstoffpfad im Langzeitspeicher. Bei einem Wirkungsgrad der Rückverstromung von 35 % werden die zusätzlichen Kosten für einen

größeren Photovoltaik-Generator gerade durch den Wegfall des Sauerstoffpfads kompensiert. Dieser Wirkungsgrad wird sowohl von Wasserstoff/Luft-Brennstoffzellen als auch von effizienten Verbrennungskraftmaschinen mit Generator erreicht. Daher sollte PHOEBUS ohne Sauerstoffpfad ausgelegt werden. Da eine Verbrennungskraftmaschine mit Generator zur Rückverstromung eingesetzt werden kann, ist PHOEBUS nicht zwingend von der Entwicklung der Brennstoffzellen-Technik abhängig.

Für den hier betrachteten Fall, daß ein Verbraucher komplett mit Strom und Wärme versorgt werden soll, muß die Abwärme der Brennstoffzelle zur Verbraucherversorgung beitragen. Die Rechnungen zeigen, daß für jede kWh, die nicht als Abwärme in den Heizkreislauf eingekoppelt wird, 1,5 kWh aus zusätzlicher Photovoltaik-Leistung eingespeist werden müssen. Wenn die Abwärme nicht genutzt wird, dann verschlechtern sich deshalb Systemwirkungsgrad und Kosten um 11 %. Die Systeme mit Nutzung der Brennstoffzellen-Abwärme sind relativ unempfindlich gegenüber geringen Wirkungsgraden bei der Rückverstromung, weil dadurch mehr wertvolle Wärme produziert wird.

Verzichtet man in PHOEBUS auf die Batterie, so muß der Energieeintrag aus Photovoltaik um 40 % erhöht werden. Die Kosten steigen dagegen nur um 14 %. Da sich die Eigenschaften des batterielosen Systems gegenüber dem bekannten und erprobten Aufbau von PHOEBUS Jülich stark verändern, bieten sich besonders beim Verbraucher einige neue Optimierungspotentiale, die in dieser Arbeit nicht im Einzelnen untersucht werden konnten. Wenn im speziellen Anwendungsfall wichtige Gründe gegen die Batterie sprechen, dann ist das batterielose System eine ernsthafte Alternative.

Bei einigen Anwendungen ist es nicht zwingend gefordert, daß die Anlage vollkommen autark läuft. Es ist denkbar, daß bei Bedarf Wasserstoff geliefert wird. Es wurde gezeigt, daß dieser Fall der „Schwachen Netzkopplung“ sinnvoll sein kann, solange weniger als 17 % des Jahresenergiebedarfs als externe Energie zugeführt wird. Wenn mehr Energie geliefert werden kann, dann ist es kostengünstiger, auf den Langzeitspeicher zu verzichten.

Wasserstoffspeicherung in der Energieversorgung ist dann sinnvoll, wenn die Profile von Energieangebot und Verbrauch saisonal klar gegenläufig sind. Stochastische Schwankungen von Monatserträgen aus regenerativen Energiequellen werden sinnvoller mit Backup-Systemen ausgeglichen. PHOEBUS-Systeme sollten wie folgt aufgebaut sein:

- Komplettversorgung mit Strom und Wärme für Heizung und Warmwasser
- Nutzung von Umgebungswärme mit Wärmepumpe
- Gleichstromschiene: die Batterie gibt die Spannung vor, die übrigen Komponenten sind direkt oder über Leistungselektronik angeschlossen
- kein Sauerstoffpfad
- Nutzung der Brennstoffzellen-Abwärme.

Literaturverzeichnis

- H. ABAOUD, H. STEEB 1998. *The German-Saudi Hysolar Program*. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 6, pp. 445–449.
- H. BARTHELS 1996. *PHOEBUS Jülich Statusbericht der ersten Projektphase 1992-1995*. Forschungszentrum Jülich GmbH.
- H. BARTHELS, W. A. BROCKE, H.-G. GROEHN, P. RITZENHOFF 1993. *Realized Design of an Autonomous Solar Electric Energy Supply*. In: Proceedings of ISES Solar World Congress, August 23–27, Budapest/Hungaria, vol. 2, pp. 421–430.
- H. BARTHELS, W. A. BROCKE, H.-G. GROEHN, H. MAI, J. MERGEL, P. RITZENHOFF 1994. *Initial Operating Experiences with the 43 kWp Photovoltaic Hydrogen Fuel Cell Plant in Jülich*. In: Proceedings of 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, April 11–15, pp. 439–443.
- H. BARTHELS, W. A. BROCKE, K. BONHOFF, H.-G. GROEHN, G. HEUTS, M. LENNARTZ, H. MAI, L. SCHMID, J. MERGEL, P. RITZENHOFF 1998. *PHOEBUS-Jülich: An Autonomous Energy Supply System Comprising Photovoltaics, Electrolytic Hydrogen, Fuel Cell*. Int. J. Hydrogen Energy, Vol 23, No. 4, pp. 295–301.
- H. BARTHELS 1999. *Persönliche Mitteilung*. Forschungszentrum Jülich GmbH, IWV-3.
- P. BECKHAUS, G. KROST, C. MÜLLER 1998. *Simulation Tool for Planning and Verification of Autonomous Photovoltaic Systems*. UPEC '98, 33rd Universities Power Engineering Conference, Napier University, Edinburgh.
- H. G. BEYER 1988. *Zur Bestimmung des energetischen Verhaltens regenerativer Elektrizitätsversorgungssysteme unter besonderer Berücksichtigung statistischer Charakteristiken des Windes und der Solarstrahlung*. Dissertation, Universität Oldenburg.
- K. BONHOFF 1997. *Die Energieverbräuche realer mechanischer Wasserstoffkompressoren*. Interne Studie, Forschungszentrum Jülich, IWV-3.
- K. BONHOFF 1998. *Auslegung und Bau eines thermischen Wasserstoffkompressors auf der Basis von Metallhydriden*. Forschungszentrum Jülich, Jül-3571, ISSN 0944-2952.
- H. BOUILLON 1982. *Kennzeichnung des Verbraucherverhaltens durch Analyse des Leistungsgangs*. In: Einfluß des Verbraucherverhaltens auf den Energiebedarf privater Haushalte, Tagung in München, 1982, Springer Verlag.
- G. BRESSLER, C. GÜNTHER-POMHOFF, B. SEYDA 1997. *Ökobilanz elektrisch angetriebener Wärmepumpen*. et-special Wärmepumpen, Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen.
- W. A. BROCKE, H. BARTHELS 1993. *Simulation and Design of the Energy Management System for the Jülich Solar-Hydrogen Plant*. In: Proceedings of ISES Solar World Congress, Budapest, Vol. 2, pp. 431–436.
- W. A. BROCKE 1997. *Persönliche Mitteilung*. Forschungszentrum Jülich, ZEL.
- W. A. BROCKE 1997. *SIMNON-Modul zur PHOEBUS-Simulation*. Forschungszentrum Jülich, ZEL.
- W. A. BROCKE 1997. *Optimierung und Regelung des Wasserstoffsystems für Werl*. Interner Bericht FZJ-ZEL-IB-500797.

- W.A. BROCKE, H. BARTHELS 1998. *Steuerung und Regelung von stellerlosen Photovoltaik-Energiespeicher-Systemen*. In: Proceedings of 11. Internationales Sonnenforum, 26.–30. Juni, Köln, pp. 606–613.
- BWE 1997. *Windkraftanlagen 1997 Marktübersicht*. Bundesverband WindEnergie, ISBN 3-9803499-8-4.
- F. E. CELLIER 1990. *Continuous System Modelling*. Springer-Verlag.
- DIN 4701, 1983. *Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden*.
- P. DÜRWall et al. 1985. *Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres*. VWEW-Verlag.
- K. H. FASOL, K. DIEKMANN 1990. *Simulation in der Regelungstechnik*. Springer-Verlag, ISBN 3-540-52942-X.
- W. FEIST, J. KLIEN 1989. *Das Niedrigenergiehaus*. Verlag C. F. Müller, Karlsruhe.
- S. GALLI, M. STEFANONI 1997. *Development of a Solar-Hydrogen Cycle in Italy*. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 5, pp. 453–458.
- S. GALLI, M. STEFANONI, K. HAVRE, P. BORG, W. A. BROCKE, J. MERGEL 1996. *SAPHYS: A JOULE II E. C. Project for Solar Hydrogen*. In: Proc. of 11th World Hydrogen Energy Conference, Stuttgart, 23.–28. Juni.
- J. GARCHE, H. DÖRING 1996. *Alterungserscheinungen an Bleiakкумуляtoren*. In: Workshop des Forschungsverbunds Sonnenenergie, Fortschrittliche Back-up- und Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen. ISSN 0949 – 1082.
- H.-G. GROEHN 1995. *Bestimmung der Zellparameter für die I/U-Kennlinie „IEV102..IEV115“ nach dem 2-Dioden-Modell*. Interner Bericht, Forschungszentrum Jülich, IWV-3.
- H.-G. GROEHN, H. MAI 1999. *Dokumentation des Hochdruckelektrolyseurs*. Forschungszentrum Jülich, IWV-3, in Arbeit.
- H.-G. GROEHN, H. BARTHELS 1998. *43 kW PV at Facades and Roofs of a Public Building*. In: Proceedings of 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6.–10. Juli, Wien.
- C. GÜNTHER-POMHOFF, G. PFITZNER 1994. *Wärmepumpen*. IKARUS 8-02, Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, ISSN 0946-0012.
- HAGEN BATTERIE AG. *Bleibatterien für stationäre Anlagen HAGEN OCSM*. Firmenprospekt.
- G. HAUSLADEN et al. 1994. *Heizung und Lüftung im Niedrigenergiehaus. Bauforschung für die Praxis*. Band 1, IRB Verlag, S. 10.
- D. HEINEMANN 1990. *Zur Steuerung regenerativer Energieversorgungssysteme unter Verwendung von Energiewettervorhersagen*. Dissertation, Universität Oldenburg.
- M. KALTSCHMITT, M. FISCHEDICK 1995. *Windstrom und Solarstrom im Kraftwerksverbund: Möglichkeiten und Grenzen*. C. F. Müller Verlag, ISBN 3-7880-7524-4.
- H. KARL 1984. *Photovoltaische Systeme: Grundlagen zur Dimensionierung und zum Betrieb*. Dissertation Uni Stuttgart.
- M. KLEEMANN, M. MELISS 1988. *Regenerative Energiequellen*. Springer Verlag, Berlin.
- A. KNAPS 1998. *Jahresmittelwerte 1961–1997 der Temperatur, relativen Luftfeuchte und Windgeschwindigkeit, Summen der Sonnenscheindauer und des Niederschlags*. In: Jahresbericht ASS, S. 96, Forschungszentrum Jülich.

- T. KWAPICH 1999. *Simulation von batterielosen autarken Energieversorgungssystemen auf der Basis von regenerativer Energie und Wasserstoffspeicherung*. Diplomarbeit am Forschungszentrum Jülich, IWV-3.
- P. A. LEHMAN, C. E. CHAMBERLIN, G. PAULETTO, M. A. ROCHELEAU 1997. *Operating Experience with a Photovoltaic-Hydrogen Energy System*. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 5, pp. 465–470.
- P. LOOSE 1991. *Der Tagesgang des Trinkwarmwasserbedarfes*. HLH Bd. 42 (1991) Nr. 2, S. 108–121.
- J. MERGEL, H. BARTHELS 1994. *Auslegung, Bau und Inbetriebnahme eines 26-kW-Wasserelektrolyseurs fortgeschrittener Technik für den Solarbetrieb*. 9. Internationales Sonnenforum, Stuttgart.
- J. MERGEL 1997. *Kennlinie einer Sammer/KFA PEM-Einzelzelle*. Persönliche Mitteilung, Forschungszentrum Jülich, IWV-3.
- C. MEURER 1997. *Energietechnische Analyse einer Photovoltaik-Elektrolyse-Brennstoffzellen-Anlage*. Diplomarbeit am Forschungszentrum Jülich, IWV 3.
- C. MEURER, H. BARTHELS 1998. *PHOEBUS-3 with Cogeneration*. In: Proceedings of 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6.–10. Juli, Wien.
- C. MEURER, H. BARTHELS, W. A. BROCKE, B. EMONTS, H.-G. GROEHN 1999. *PHOEBUS - An Autonomous Supply System with Renewable Energy, Six Years of Operational Experience and Advanced Concepts*. In: Proceedings of ISES Solar World Congress, 4.–9. Juli, Jerusalem, Israel.
- C. MEURER, W. A. BROCKE, B. EMONTS, G. HEUTS, H. MAI, D. CROE 1999. *Six Years of Operational Experience with a Lead Acid Battery in the Autonomous PV-Hydrogen Plant PHOEBUS Jülich*. In: Proceedings of 6th International Conference on Batteries for Utility Energy Storage, 22.–24. Sept., Gelsenkirchen.
- G. MÜGGE 1993. *Die Bandbreite des Heizenergieverbrauchs*. Fortschrittberichte VDI Reihe 19 Nr. 69, S. 72.
- C. MÜLLER 1997. *Interaktives Modell für den Betrieb von Photovoltaikanlagen mit Energiespeicherpfaden*. Dissertation, GH Duisburg.
- A. NEY 1993. *Mathematische Modellierung und numerische Simulation des stationären und instationären Betriebsverhaltens von Kompressions-Wärmepumpen und -Kälteanlagen*. Fortschrittsberichte VDI, Reihe 19 Nr. 45, S. 3, Düsseldorf: VDI-Verlag.
- S. OSSIEK 1999. *Wärmetechnische Auslegung eines alkalischen Hochdruck-Wasserelektrolyseurs*. Studienarbeit am Forschungszentrum Jülich, IWV-3
- G. PFITZNER, V. SCHÄFER 1992. *Berechnung von Heizsystemen in Wohnbauten - Solarkollektoren zur Warmwasserbereitung*. IKARUS 5-16, S 17, Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek.
- G. POLSTER, H. GEIß, K. HEINEMANN 1986. *Der meteorologische Turm der Kernforschungsanlage Jülich*. Forschungszentrum Jülich, Jül-2095.
- R. PÖTTER 1997. *Untersuchung netzunabhängiger Photovoltaikanlagen mit Speichersystemen*. Fortschrittberichte VDI, Reihe 6, Nr. 376.
- P. RITZENHOFF 1992. *Erstellung eines Modells zur Simulation der Solarstrahlung auf beliebig orientierte Flächen und deren Trennung in Diffus- und Direktanteil*. Berichte des Forschungszentrums Jülich 2600, ISSN 0366-0885.

- P. RITZENHOFF 1995. *Strahlungssimulation und Vorhersage der Strahlungsenergie der Sonne zur Regelung solarer Energieversorgungssysteme*. Berichte des Forschungszentrums Jülich 3150, ISSN 0944-2952.
- L. ROUVEL 1992. *Thermische und energetische Optimierung von Gebäuden mittels Computersimulation*. VDI Berichte 1022, S. 37.
- B. SACKMANN 1997. *Persönliche Mitteilung*. Forschungszentrum Jülich, IWV-3.
- G. SAUPE 1993. *Photovoltaische Energieversorgungsanlagen mit Bleibatteriespeichern*. Dissertation Uni Stuttgart.
- G. SCHEIBLE 1996. *Elektrische Systemtechnik für photovoltaisch gespeiste Elektrolyseanlagen*. Fortschrittsberichte VDI, Reihe 21 Nr. 200, Düsseldorf: VDI Verlag, ISBN 3-18-320021-X.
- SIMWELLY. *Programm zur Berechnung und Auslegung von bipolaren Wasserelektrolyseuren*. Autor: J. Divisek, Forschungszentrum Jülich, IWV-3.
- SSPA 1995. *SIMNON for Windows, Version 2.0*. SSPA Maritime Consulting AB, Göteborg, ISBN 91-86532-10-3.
- SSPA 1999. *SIMNON for Windows Version 3.0*. <http://www.sspa.se>
- W. STAHL, A. GOETZBERGER, K. VOSS 1997. *Das energieautarke Solarhaus*. C. F. Müller Verlag, Heidelberg, ISBN 3-7880-7513-9.
- M. STEFANONI, A. LORI, V. NANNI 1998. *The Italian Automatic Module for Unattended Scientific Experiments in Antarctica*. SCAR-SCALOP International Meeting, July 21–22, Conception Chile.
- A. SZYSKA 1998. *Ten Years of Solar Hydrogen Demonstration Project at Neunburg vorm Wald, Germany*. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 10, pp. 849–860.
- R. THEENHAUS, J.-F. HAKE 1997. *Energie: Grundlage für zukünftige Entwicklung*. In: 3. Ferienkurs Energieforschung, Forschungszentrum Jülich, ISBN 3-89336-211-8.
- O. ULLEBERG 1998. *Stand-Alone Power Systems for the Future*. ITEV-rapport 1998:11, ISBN 82-471-0344-3, ISSN 0802-3271.
- H. UNGER, M. MOHR 1993. *Erstellung von Modellgemeinden sowie Darstellung elektrischer und thermischer Lastganglinien für Nordrhein-Westfalen*. Ruhr-Universität Bochum, RUB E-45.
- J. P. VANHANEN, P. D. LUND, J. S. TOLONEN 1998. *Electrolyser-Metal Hydride-Fuel Cell System for Seasonal Energy Storage*. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 4, pp. 267–271.
- VDI 3808, 1993. *Energiewirtschaftliche Beurteilungskriterien für heiztechnische Anlagen*.
- VDI 2067 Blatt 4, 1982. *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Warmwasserversorgung*.
- H.-J. WAGNER, D. GÜRZENICH, R. SCHUCHARDT 1998. *Kumulierter Energieverbrauch und Kosten von kleinen dezentralen Photovoltaik-Brennstoffzellensystemen*. Studie im Auftrag der Forschungszentrum Jülich GmbH, Auftrag 035/41349994/930.
- H. WINKELMANN 1998. *Bilanzierung der Energie- und Stoffströme in der PHOEBUS-Anlage*. Diplomarbeit am Forschungszentrum Jülich, IWV 3.
- C. J. WINTER 1989. *Wasserstoff als Energieträger: Technik, Systeme, Wirtschaft*. Berlin: Springer, ISBN 3-540-50221-1.

Nomenklatur

Abkürzungen

AC	alternating current, Wechselstrom
ACDC	Gleichrichter
BZ	Brennstoffzelle
DC	direct current, Gleichstrom
ELY	Elektrolyseur
EMA	Energiemanagement, höchste Ebene des Anlagenregelung bei PHOEBUS-Systemen
EMAWP	Energiemanagement des thermischen Systems in PHOEBUS-3
FZJ	Forschungszentrum Jülich
HSS	Hochsetzsteller
HYBR ₅₀₅₀	PHOEBUS-Anlage mit 50 % Windkraft und 50 % Photovoltaik
IWV	Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik des Forschungszentrums Jülich
MPP	Maximum-Power-Point, Maximum-Power-Point-Steller (Leistungselektronik für Photovoltaik-Generator)
PHOEBUS	Speichersystem für elektrische Energie, bestehend aus Photovoltaik, Elektrolyse, Brennstoffzelle und Systemtechnik
PHOEBUS Jülich	Demonstrationsanlage für die autarke Stromversorgung von Teilen der Zentralbibliothek aus Photovoltaik mit dem Speichersystem Elektrolyse, Brennstoffzelle und Systemtechnik, wird seit 1993 im Forschungszentrum Jülich betrieben
PHOEBUS-2	fortschrittliches Speichersystem mit reduziertem Anlagenaufwand und höherer Effizienz
PHOEBUS-3	fortschrittliches Speichersystem mit erweiterter Energienutzung und höherer Effizienz
PV	Photovoltaik
PV ₁₀₀	PHOEBUS-Anlage ausschließlich mit Photovoltaik
SIMNON	Simulation of nonlinear systems, Simulationsumgebung für regelungstechnische Strukturen, Programm für MS-Windows-PC
SOC	State of charge, Batterieladezustand
TSS	Tiefsetzsteller
WKA	Windkraftanlage
WKA ₁₀₀	PHOEBUS-Anlage ausschließlich mit Windkraftanlagen
WR	Wechselrichter

Formelzeichen		V	installiertes Volumen des H ₂ -Tanks
A	Fläche	W	Arbeit
b	Achsenabschnitt	w_m	auf den Jahresdurchschnitt bezogene Monatsenergie
C	effektive Wärmekapazität		
f	Proportionalitätsfaktor		
f_{WKA}	Verhältnis der installierten Leistung der Windkraftanlage zur gesamten installierten Leistung		
F	Stoffstrom		
g	solare Einstrahlung		
I	elektrischer Strom		
i	elektrische Stromdichte		
I_{10}	10-h Entladestrom der Batterie		
K	Kosten		
$K_{tl,a}$	Kosten für Zukauf Wasserstoff, Vorgabe der Auslegung		
k	Wärmedurchgangskoeffizient		
k	spezifische Kosten		
k_s	Verhältnis der spezifischen Kosten von Photovoltaik und Tankvolumen		
m	Steigung		
$\dot{m}_c$	Wärmekapazitätsstrom		
N	Nummer (Monat)		
n	Anzahl		
P	Leistung		
P	installierte Leistung von Photovoltaik- und Windkraftanlage		
p	Leistungsdichte		
p	Druck		
R	Widerstand		
Q	thermische Energie		
$\dot{Q}$	Wärmestrom		
$\dot{Q}_N$	Norm-Wärmebedarf		
T	Temperatur		
U	Spannung		
V	Volumen		
			Griechische Formelzeichen
		α	Amplitude
		β	Koeffizient des Modells der Batterieersatzkosten
		ε	Koeffizient des Modells der Batterieersatzkosten
		φ	Phasenverschiebung
		κ	Wärmeübertragungskenngröße
		κ	Krümmung, Korrelationsfaktor der Autarkie-Grenzkurve
		π	Korrelationsbereich von P und V
		ρ	Korrelationskoeffizient
		ϑ	Temperatur
		$\Delta\vartheta_A$	Auslegungstemperaturdifferenz
		τ	Gebäudekonstante
			Indizes
		a	außen
		a	aus, Ausgang
		ac	alternating current, Wechselstrom
		anl	Anlage
		$betr$	Betrieb
		d	Differenz
		ch	charge, laden
		dc	direct current, Gleichstrom
		dch	discharge, entladen
		def	Defizit
		EB	Elektrolytbehälter
		e	ein, Eingang
		el	elektrisch
		equ	Gleichgewicht

<i>i</i>	innen	<i>VDE</i>	Verdampfereintrittsmedium der Wärmepumpe
<i>inv</i>	Investition		
<i>FB</i>	Fußboden	<i>VL</i>	Vorlauf
<i>fld</i>	Feld (Photovoltaik)	<i>WP</i>	Wärmepumpe
<i>G</i>	Gewinn	<i>WW</i>	Warmwasser
<i>GEB</i>	Gebäude		
<i>H</i>	Heizsystem		
<i>H2</i>	Wasserstoff		
<i>HDELY</i>	Hochdruckelektrolyseur		
<i>komp</i>	Komponenten		
<i>KON</i>	Konstruktionsmaterial		
<i>L</i>	Lüftung		
<i>LA</i>	Last		
<i>LZ</i>	Ladezyklen (Batterie)		
<i>m</i>	Mittel		
<i>m</i>	Monat		
<i>MPP</i>	Maximum-Power-Point		
<i>NDELY</i>	Niederdruckelektrolyseur		
<i>O2</i>	Sauerstoff		
<i>ph</i>	Photo		
<i>pol</i>	polarisation		
<i>s</i>	spezifisch		
<i>set</i>	Stellgröße des Energiemanagements		
<i>sol</i>	solar		
<i>soinv</i>	sonstige Investitionen		
<i>sonst</i>	sonstige (Kosten)		
<i>str</i>	String		
<i>T</i>	Transmission		
<i>T</i>	Tank		
<i>tl</i>	Tank leer (Zukauf H ₂)		
<i>tl</i>	Tank leer, Auslegung		
<i>th</i>	thermisch		
<i>u</i>	Umgebung		
<i>V</i>	Verlust		
<i>VD</i>	Verdichter		

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Jahresbilanz 1997 der Demonstrationsanlage PHOEBUS Jülich	2
Abbildung 2.1: Energieflüsse für das Konzept PHOEBUS-3	8
Abbildung 2.2: Signalflußplan für die Simulation von PHOEBUS-3	10
Abbildung 2.3: Elektrischer Verbrauch im Haushalt, charakteristische Woche	13
Abbildung 2.4: Elektrischer Verbrauch im Haushalt, Jahresverlauf	13
Abbildung 2.5: Warmwasserverbrauch, charakteristische Woche	16
Abbildung 2.6: Ersatzschaltbild der Photovoltaikzelle	18
Abbildung 2.7: Kennlinien der Photovoltaikzelle	19
Abbildung 2.8: Kennlinie einer Enercon E-30 Windkraftanlage	20
Abbildung 2.9: Ersatzschaltbild der Batterie	21
Abbildung 2.10: Modell der Batterie: a quasistatische U/I -Charakteristik b Gasungsstrom	22
Abbildung 2.11: Elektrolyseur-Kennlinien: Wirkungsgrad über elektrischer Leistung	24
Abbildung 2.12: Elektrolyseur-Kennlinien: Aufheiz- und Abkühlverhalten	26
Abbildung 2.13: Kennlinien des DF KOMPRESSORS von SULZER BURCKHARDT	28
Abbildung 2.14: Kennlinien der Brennstoffzelle	30
Abbildung 2.15: Konfiguration des thermischen Versorgungsteils	32
Abbildung 2.16: Kennlinien der Wärmepumpe	33
Abbildung 2.17: Jahreswerte der meteorologischen Messungen des Forschungszentrum Jülich 1961-1998 nach KNAPS 1998	39
Abbildung 2.18: Korrelation der meteorologischen Jahreswerte mit der simulierten PHOEBUS-3 Energiebilanz	40
Abbildung 2.19: Saisonale Verteilung der mittleren Temperaturen und der Erträge von Windkraftanlage und Photovoltaik im Referenzzeitraum 1982–1998	42
Abbildung 2.20: Monatliche Abweichung der mittleren Temperaturen und der Erträge von Windkraftanlage und Photovoltaik vom langjährigen Mittelwert	43
Abbildung 3.1: Ablauf des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens	45
Abbildung 3.2: Durchschnittliche Jahresbilanz für ein PHOEBUS-3 System ohne Windkraftanlage (Basisfall)	47

Abbildung 3.3: Kostenverteilung für PHOEBUS-3 ohne Windkraftanlage	50
Abbildung 3.4: Isokosten bei Variation von Tankvolumen und installierter Photovoltaik- Leistung	51
Abbildung 3.5: Verlauf der Gesamtkosten bei Variation der installierten Leistung.....	53
Abbildung 3.6: Modellierung des Zusammenhangs von Tankvolumen und Photovoltaik- Generatorleistung bei gleicher Autarkiebedingung (Autarkie-Grenzkurven-Verfahren)54	
Abbildung 4.1: Autarkie-Grenzkurven für unterschiedliche Kombinationen von Photovoltaik und Windkraftanlagen	60
Abbildung 4.2: Verlauf der H ₂ -Tankfüllung für verschiedene Kombinationen von Photovoltaik und Windkraftanlage.....	64
Abbildung 4.3: Auswirkung des Hybridbetriebs mit Photovoltaik und Windkraftanlage auf die Anlagenauslegung	66
Abbildung 4.4: Sensitivitätsanalyse der Anlagenkosten für die installierte Batteriekapazität C_{BATT}	67
Abbildung 4.5: Sensitivitätsanalyse für die installierte Leistung des Elektrolyseurs P_{ELY}	69
Abbildung 4.6: Wasserstofffüllung im schlechtesten Winter bei verringertem Wirkungsgrad der Brennstoffzelle	72
Abbildung 5.1: Wasserstofffüllung bei unterschiedlichen Verlusten bei Elektrolyse und Prozeßgasverdichtung	79
Abbildung 5.2: Durchschnittliche Jahresbilanz für PHOEBUS ohne Batterie	83
Abbildung 5.3: Photovoltaik-Leistung und Tankvolumen in Abhängigkeit vom H ₂ -Defizit	86
Abbildung 6.1: Vergleich der PHOEBUS-3-Varianten	88
Abbildung 6.2: Charakterisierung der saisonalen Profile von Energieeintrag und Last.....	91
Abbildung 6.3: Veränderung der Gesamtkosten und des Wirkungsgrads für halbierte Tankkosten	94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Demonstrationsprojekte für Solar-Wasserstoff.....	4
Tabelle 1.2: Theoretische Arbeiten über autarke Energieversorgungssysteme mit Wasserstoffspeicherung.....	5
Tabelle 3.1: Spezifische Komponentenkosten als Grundlage für das Kostenmodell.....	49
Tabelle 3.2: Parameter zur Bestimmung des Kostenoptimums	56
Tabelle 3.3: Fehleranalyse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens	58
Tabelle 4.1: Durchschnittliche Jahresbilanz an der Gleichstromschiene bei kleinstmöglicher Leistung und beliebigem Tankvolumen	62
Tabelle 4.2: Durchschnittliche Jahresbilanz an der Gleichstromschiene bei kostenoptimaler Systemauslegung	65
Tabelle 4.3: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit einem um 20 % verringerten Batteriewirkungsgrad	68
Tabelle 4.4: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit einem um 20 % verringerten Elektrolysewirkungsgrad.....	70
Tabelle 4.5: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit einem um 20 % verringerten Brennstoffzellenwirkungsgrad	71
Tabelle 5.1: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Sauerstoffpfad	74
Tabelle 5.2: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Sauerstoffpfad und Verbrennungsmotor	75
Tabelle 5.3: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 mit externem Verdichterantrieb.....	78
Tabelle 5.4: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Nutzung der Brennstoffzellen-Abwärme	80
Tabelle 5.5: Ergebnisse des Autarkie-Grenzkurven-Verfahrens für PHOEBUS-3 ohne Batterie	84

Danksagung

Mein Dank gilt

Prof. Dr.-Ing. H. Barthels, der mich für PHOEBUS begeistert hat. Ohne ihn wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen. Herzlichen Dank für die engagierte und freundschaftliche Betreuung meiner Arbeit am Forschungszentrum Jülich.

Prof. Dr.-Ing. E. Achenbach für die gute und vertrauensvolle Betreuung als Doktorvater.

Prof. Dr.-Ing. H.-J. Wagner für die gute Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für ökologisch verträgliche Energiewirtschaft an der Universität - GH - Essen und für die Übernahme des Korreferats.

Prof. Dr.-Ing. U. Renz für die Übernahme des Korreferats.

Dr.-Ing. W. A. Brocke für seinen wertvollen Rat als Simulationsexperte und für die sorgfältige Durchsicht meiner Arbeit.

Dr.-Ing. B. Emonts und den Mitarbeitern der PHOEBUS-Gruppe, den Doktoranden-Kollegen und allen Mitarbeitern des Instituts für die gute Zusammenarbeit in einer freundschaftlichen Atmosphäre.

Meiner Frau und meinen Eltern für ihre Geduld und ihre Unterstützung.



Forschungszentrum Jülich

JÜL-3793
JULI 2000
ISSN 0944-2952