

**Betriebliche Modellierung,
Auslegung und Management von
dezentralen Energiesystemen**

**Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften der
Universität Duisburg-Essen
zur Erlangung des akademischen Grades eines**

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

von

Jens Matics

aus

Wülfrath

Referent: Prof. Dr.-Ing. Gerhard Krost
Korreferentin: Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzel
Tag der mündlichen Prüfung: 28. Juni 2007

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter im Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen.

Der Impuls zur Arbeit stammt von meinem Betreuer Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerhard Krost, Professor am Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze. Ihm gilt mein herzlichster Dank für die in vielen inspirierenden Gesprächen diskutierten Ansätze, Erkenntnisse und Ziele, sein Vertrauen und seine Ermunterung zur Eigenständigkeit. Seine beständige freundliche Unterstützung haben Gestalt und Inhalt der Arbeit wesentlich geprägt.

Frau Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzl, Leiterin des Fachgebietes Energietechnik sowie des Zentrums für Brennstoffzellen-Technik an der Universität Duisburg-Essen, möchte ich für die freundliche Übernahme des Korreferates sowie die stets unkomplizierte fachbereichsübergreifende Unterstützung danken, die wesentlich zum Erfolg der Arbeit beigetragen hat.

Weiterhin bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. István Erlich, Leiter des Fachgebietes Elektrische Anlagen und Netze und bei allen Kolleginnen und Kollegen für viele intensive Diskussionen, sowie die stete Hilfsbereitschaft und eine schöne Zeit im Fachgebiet.

Die Inhalte der Arbeit wurden als Teilgebiete im Rahmen von Forschungsprojekten in interdisziplinärer Kooperation erstellt. Allen Projektpartnern möchte ich ausdrücklich für die gute Zusammenarbeit und freundliche Unterstützung danken.

Den studentischen Mitarbeitern, die durch Ihre Beiträge auch innerhalb von Studien- und Diplomarbeiten zum Erfolg der Arbeit beigetragen haben, danke ich für ihren engagierten Einsatz, der immer auch Motivation für neue Blickwinkel und Ziele war.

Der Europäischen Kommission und der Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen danke ich für die Förderung der Forschungsaktivitäten und die durch ihre Unterstützung möglich gewordenen Einblicke in die europäische Forschungs- und Industrielandschaft.

Ganz besonders herzlich möchte ich mich bei meiner Frau Caro und unserem Sohn Roman für ihre herzliche Unterstützung, stetige Motivation und inspirierende Gelassenheit bedanken.

Essen, im Juni 2007
Jens Matics

1	<u>EINLEITUNG</u>	5
1.1	Motivation	5
1.2	Gliederung der Arbeit	6
2	<u>AKTUELLE UND ZUKÜNFTIGE STRUKTUREN DER ENERGIEVERSORGUNG</u>	7
2.1	Primärenergieverbrauch in Deutschland	8
2.2	Elektrischer Energieverbrauch in Deutschland	9
2.3	Dezentrale Energieversorgung	11
3	<u>MODELL-BIBLIOTHEK DEZENTRALER SYSTEM-KOMPONENTEN</u>	13
3.1	Verbraucher in dezentralen Versorgungsstrukturen	14
3.1.1	Zeitliche Auflösung von Lastverläufen	15
3.1.2	Lastverläufe: Einflussgrößen und betriebliche Modellierung	16
3.2	Kraft-Wärme-Kopplung	17
3.2.1	Verfügbare Mikro-KWK-Anlagen	17
3.2.2	Brennstoffzellen-Heizgeräte	18
3.2.3	Stromkennzahl	19
3.2.4	Gesetzliche Förderung der KWK	19
3.2.5	Modellierung des betrieblichen Verhaltens von KWK-Anlagen	20
3.2.6	Betriebliche Modellierung von Spitzenkessel und Wärmepumpe	21
3.3	Energiespeicher	23
3.3.1	Thermische Energiespeicher	24
3.3.1.1	Sensible Wärmespeicherung	25
3.3.1.2	Latente Wärmespeicherung	26
3.3.1.3	Chemische Wärmespeicherung	27
3.3.2	Elektrische Energiespeicher	27
3.3.2.1	Der supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)	27
3.3.2.2	Doppelschichtkondensatoren	28
3.3.2.3	Schwungmassenspeicher	28
3.3.2.4	Druckgasspeicher	29
3.3.2.5	Pumpspeicherwerke	30
3.3.2.6	Akkumulatoren	30
3.3.2.7	Wasserstoffspeicher	32
3.3.3	Zusammenfassung zu den untersuchten Energiespeichertechnologien	32
3.3.4	Betriebliche Modellierung von Energiespeichern	33
3.4	Methoden der Wasserstofferzeugung	35
3.4.1	Elektrolyse	35
3.4.2	Reformierung von Kohlenwasserstoffen	36
3.4.3	Wasserstofferzeugung aus Biomasse	36
3.4.4	Betriebliche Modellierung der Wasserstofferzeugung	36
3.5	Photovoltaik	38
3.5.1	Gesetzliche Förderung der Photovoltaik	39
3.5.2	Betriebliche Modellierung der Photovoltaik	40

3.6	Elektrische Netzanbindung	44
3.6.1	Einspeisung auf der Niederspannungsebene	44
3.6.1.1	Netzanbindung dezentraler Anlagen über Wechselrichter	45
3.6.1.2	Regelungs- und Schutzkonzepte von Wechselrichtern in dezentralen Strukturen	47
3.6.2	Drehzahlvariable Antriebssysteme	48
3.6.3	Betriebliche Modellierung von Umrichtern	49
3.6.4	Betriebliche Modellierung der Netz-Anbindung und -Tarife	50
3.7	Windenergie	51
3.7.1	Modellierung der Windgeschwindigkeit	53
3.7.2	Mechanische Leistungsentnahme der Windturbine	55
3.7.2.1	Leistungsbegrenzung durch den Stalleffekt	57
3.7.2.2	Leistungsbegrenzung durch Verstellung der Rotorblätter	58
3.7.2.3	Modellierung des Leistungsbeiwertes	59
3.7.2.4	Regelung der Drehzahl und des Rotorblattwinkels	59
3.7.3	Betriebliche Modellierung elektrischer Generatoren in Windenergieanlagen	60
3.7.3.1	Asynchrongenerator	61
3.7.3.2	Doppeltgespeister Asynchrongenerator	62
3.7.3.3	Synchrongenerator mit Vollumrichter	63
3.7.4	Blindleistungskompensation	65
3.7.5	Aggregierte Betrachtung von Windparks	65
3.7.5.1	Ausbreitung einer Windfront innerhalb eines Parks	66
3.7.5.2	Nachlaufströmung und resultierender Parkeffekt	70
3.7.6	Energiemanagement im Windpark	72
<u>4 DYNAMISCHE MODELLIERUNG EINES PEM-BRENNSTOFFZELLENSYSTEMS 75</u>		
4.1	PEM-Brennstoffzelle	78
4.1.1	Arbeitspunktabhängige Zellenspannung	79
4.1.1.1	Nernstspannung	79
4.1.1.2	Durchtrittsüberspannung	79
4.1.1.3	Ohmscher Spannungsabfall	80
4.1.1.4	Spannungsabfall durch Konzentrationsverluste	80
4.1.1.5	Zusammenfassung der Modellierung der Zellspannung	81
4.1.2	Gasversorgung und Strömungskanal	83
4.1.3	Temperaturmodell des Stacks	85
4.1.4	Kinetik der elektrochemischen Ausgleichsvorgänge	88
4.2	Reformerbasierte Wasserstoffherzeugung	90
4.2.1	Gleichgewichtszusammensetzung des Reformatgases	92
4.2.2	Temperaturmodell des Reformers	93
4.2.3	Kinetik der Dampfreformierung	95
4.3	Brenner	97
4.3.1	Anoden-Offgas	97
4.3.2	Anbindung an das Erdgasnetz	97
4.3.3	Laufzeiten von Produktgasen	98
4.4	Wechselrichter	98
4.4.1	IGBT-Brückenschaltung	98
4.4.2	Pulsweitenmodulation	99
4.5	Verbraucher und Eigenbedarf	99
4.5.1	Elektrische Verbraucher	99
4.5.2	Thermische Verbraucher	100
4.5.3	Eigenbedarf der Peripheriekomponenten	100

5 ADAPTIVES MANAGEMENT DEZENTRALER VERSORGUNGSSTRUKTUREN 101

5.1	Konzept für ein intelligentes und adaptives Management	101
5.1.1	Erzeugermanagement	101
5.1.2	Lastmanagement	104
5.1.3	Lastprognose	106
5.2	Adaptive Fuzzy-Systeme	108
5.3	Optimierungsverfahren	110
5.3.1	Exakte Optimierungsverfahren	110
5.3.2	Metaheuristiken	110
5.3.2.1	Genetischer Algorithmus	111
5.3.2.2	Particle Swarm Optimization	112
5.3.2.3	Ant Colony Optimization	112
5.3.2.4	Anwendung und Kooperation populationsbasierter Metaheuristiken	114
5.4	Datenanbindung und Messwerverfassung	115
5.4.1	Hausinterne Kommunikation	116
5.4.2	Messwerverfassung	116
5.4.3	Externe Datenanbindung	117

6 UNTERSUCHUNGEN DEZENTRALER ENERGIEVERSORGUNGSSTRUKTUREN 118

6.1	Photovoltaik – Pilotanlage mit 2-achsiger Nachführung	118
6.1.1	Technische Charakteristika der vermessenen Photovoltaik-Anlage	118
6.1.2	Messergebnisse der untersuchten Anlage mit zweiachsiger Modulnachführung	119
6.1.3	Parametrierung und Verifikation der entwickelten Photovoltaik-Modelle	121
6.2	Systemstudien einer dezentralen Elektrizitätsversorgung	122
6.2.1	Photovoltaikanlage im Netzparallelbetrieb	125
6.2.2	Begrenzung der Bezugsleistung durch Dieselgenerator	126
6.2.3	Netzunabhängigkeit durch Akkumulator	126
6.2.4	Innovative Lösung mit Wasserstoffpfad	127
6.2.5	Fazit und Ausblick	131
6.3	Betriebsführung von Windenergieanlagen und Windparks	132
6.3.1	Energiemanagement im Windpark	132
6.3.1.1	Sollwertsprung der vom Netzbetreiber angeforderten Wirkleistung	132
6.3.1.2	Änderung der im Park vorherrschenden Windrichtung	135
6.3.1.3	Abnahme der Windgeschwindigkeit	136
6.3.2	Kombinierter Betrieb von Windenergieanlage und Schwungmassenspeicher	136
6.3.3	Training von Betriebsführern	138
6.4	Dynamischer Betrieb eines dampfreformerbasierten PEM-Brennstoffzellensystems	139
6.4.1	Regelung der elektrischen Leistung des Stacks	139
6.4.2	Regelung der Stacktemperatur und thermischen Leistung	140
6.4.3	Regelkonzept des Dampfreformer- und Brennersystems	141
6.4.4	Feldorientierte Regelung des Wechselrichters	142
6.4.5	Eigenbedarf der Peripheriekomponenten	143
6.4.6	Stationäre Untersuchungen eines PEM-Brennstoffzellensystems	143
6.4.7	Dynamische Untersuchungen eines PEM-Brennstoffzellensystems	147
6.4.8	Wärmegeführter Betrieb, Lastwechsel	149

6.5	Management eines Mikro-KWK-Systems zur Hausenergieversorgung	150
6.5.1	Charakteristika des untersuchten μ -KWK-Systems	150
6.5.2	Erzeugermanagement	153
6.5.3	Lastmanagement	156
6.5.4	Lastprognose	157
7	ZUSAMMENFASSUNG	161
8	ANHANG	163
8.1	Ersatzschaltbilder elektrischer Generatoren	163
8.2	PEM-Brennstoffzelle	163
8.2.1	Temperaturabhängige Charakteristika	163
8.2.2	Aktivität	163
8.2.3	Tafelgleichung	164
8.2.4	Spannungsabfall durch Konzentrationsverluste	164
8.3	Dynamische Modellierung eines PEM-Brennstoffzellensystems	165
8.3.1	Elektrisches Zellersatzschaltbild	165
8.4	Wechselrichter	165
8.4.1	Feldorientierte Regelung	165
8.5	Lastprognose	166
9	LITERATURVERZEICHNIS	167
9.1	Veröffentlichungen im Rahmen dieser Arbeit	181
9.1.1	Eingereichte Veröffentlichungen	181
9.2	Betreute Studien- und Diplomarbeiten	182

1 Einleitung

1.1 Motivation

Hervorgerufen durch den nachfolgend in Kapitel 2 ausführlich diskutierten weltweiten Anstieg des Energieverbrauches, die zunehmende Verknappung fossiler Primärenergieträger und die Notwendigkeiten zur Reduktion des Schadstoffausstoßes wird für die kommenden Jahre ein erheblicher Ausbau dezentraler sowie regenerativer Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme auch in Kraft-Wärme-Kopplung erwartet.

Verfügbare Studien zur dezentralen Generierung von Strom und Wärme befassen sich bisher vorwiegend mit *energetischen Betrachtungen* möglicher Versorgungsstrukturen, sowie der Untersuchung *stationärer* und *dynamischer Wechselwirkungen* dezentraler Energieversorgungsanlagen mit dem elektrischen Versorgungsnetz. Der angesprochene Ausbau dezentraler sowie regenerativer Anlagen wird jedoch ebenfalls erheblichen Einfluss auf den *Betrieb* bestehender – bisher zentralistisch organisierter – und neu aufzubauender Energiesysteme haben.

Die vorliegende Arbeit soll daher einen Beitrag zu Untersuchungen des Betriebs von elektrischen und thermischen Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung leisten. Im Sinne verteilter, weitgehend autonomer Versorgungseinheiten erfordert der Ausbau dezentraler Energieversorgungsanlagen die Entwicklung an technischer und wirtschaftlicher Effizienz orientierter innovativer, zunächst lokal ausgerichteter Strategien, sowie deren spätere flächendeckende Einbindung in überregionale Netzdienstleistungen. Mit Ausnahme der Untersuchungen zur Windenergie wird dabei innerhalb der Arbeit insbesondere der Einsatz innovativer Technologien in der Haus- und Siedlungsversorgung betrachtet.

Die in einer Bibliothek zusammengefassten unter MATLAB/Simulink entwickelten *Modelle dezentraler System-Komponenten* beinhalten

- stochastisch betriebene regenerative Quellen wie Photovoltaik und Windenergie,
- regelbare Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung auch in Kraft-Wärme-Kopplung,
- elektrische und thermische Speicher unterschiedlicher Technologien für den Kurz- und Langzeitbereich,
- elektrische Drehstrom-Maschinen unterschiedlichen Typs, sowie
- Umrichter zur Anbindung von Gleichstromkomponenten sowie drehzahlvariablen elektrischen Maschinen.

Die Modelle ermöglichen somit aufgrund der implementierten Modellierungs-Schrittweiten von einer Sekunde bis zu einigen Minuten¹ detaillierte Untersuchungen des *betrieblichen Klemmenverhaltens* der genannten Einzelkomponenten, sowie deren gegenseitige Beeinflussung innerhalb eines Versorgungssystems über lange Zeiträume (Wochen oder Monate).

Brennstoffzellen – als Schlüsseltechnologie der effizienten dezentralen Hausenergieversorgung – sind derzeit in Prototypen im Labor bzw. in Feldtests Gegenstand intensiver Entwicklungsarbeiten. Im Rahmen dieser Arbeit wird die dynamische Modellierung (Schrittweiten von 1 ms) eines dampf-reformerbasierten PEM-Brennstoffzellen-*Gesamtsystems*² vorgestellt, welche aufgrund ihres Detailgrades die komponenten- und systemweite Untersuchung von *dynamischen Lastwechseln* inklusive der Konzeption und Einbindung lokaler und übergeordneter Regelkreise ermöglicht und in dieser detaillierten Form bisher öffentlich nicht verfügbar ist.

Zur Auslegung und zur automatisierten Adaption des Betriebs komplexer dezentraler Versorgungssysteme an ein wechselndes Nutzerverhalten wurden in die entwickelte Simulationsumgebung –

¹ An die Aktualisierungsintervalle moderner Netzleitsysteme angelehnt.

² PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran (engl.: Proton Exchange Membran)

zusätzlich zu der beschriebenen Komponenten-Modellierung – weiterhin Konzepte des intelligenten Managements implementiert.

1.2 Gliederung der Arbeit

Kapitel 2 beschreibt den für die kommenden Jahrzehnte erwarteten weltweiten Anstieg des Primärenergieverbrauchs und leitet mögliche Lösungsbeiträge einer dezentralen – vorwiegend auf erneuerbaren Energieträgern und dem Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung basierenden – Energieversorgung her.

Die im Rahmen der Arbeit untersuchten Charakteristika dezentraler Systemkomponenten sowie die daraus entwickelte Modell-Bibliothek zur Abbildung des betrieblichen Verhaltens der Einzelkomponenten und deren gegenseitiger Beeinflussung zeigt *Kapitel 3*.

Die detaillierte dynamische Modellbildung eines dampfreformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems inklusive der Konzeption und Einbindung lokaler und übergeordneter Regelkreise wird in *Kapitel 4* vorgestellt.

Kapitel 5 beinhaltet die integrierten Konzepte zum intelligenten und adaptiven Management komplexer dezentraler Energiesysteme, sowie die Beschreibung von deren Implementierung. Neben den verwendeten metaheuristischen Optimierungsverfahren wird hier auch das eingesetzte adaptive Fuzzy-System vorgestellt.

Die innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelten Bausteine der Modellbibliothek dezentraler System-Komponenten (*Kapitel 3*), der dynamischen Modellierung eines reformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems (*Kapitel 4*), sowie des intelligenten und adaptiven Anlagenmanagements (*Kapitel 5*) werden in *Kapitel 6* zur Untersuchung unterschiedlichster dezentraler Energiesysteme angewendet. Betrachtet werden hier insbesondere

- die photovoltaikbasierte Elektrizitätsversorgung eines Einfamilienhauses inklusive unterschiedlicher Speichertechnologien und wachsendem Grad an energetischer Autarkie,
- das betriebliche Verhalten eines Windparks mit 72 Einzelanlagen sowie der Kombination von Schwungmassenspeicher und Windenergieanlage,
- die für einen dampfreformerbasierten Brennstoffzellenteststand entwickelten Regelungskonzepte und deren Auswirkungen auf den Betrieb der Einzelkomponenten und deren Interaktion, sowie
- der Einsatz der entwickelten Managementmodule für den flexiblen und adaptiven Betrieb eines KWK-Systems zur Hausenergieversorgung.

In *Kapitel 7* werden abschließend die im Rahmen dieser Arbeit zur Auslegung, zur betrieblichen Modellierung und zum Management dezentraler Energiesysteme geleisteten Beiträge zusammengefasst.

2 Aktuelle und zukünftige Strukturen der Energieversorgung

Der Primärenergieverbrauch einer Regionen bzw. eines Landes wird wesentlich durch den allgemeinen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungsstand sowie die vorherrschenden Lebensgewohnheiten geprägt. Basierend auf dem weltweit verfügbaren Maß des *kaufkraftbereinigten Bruttoinlandsproduktes pro Kopf* (BIPK) teilt [2-SHE01] diesen Zusammenhang anschaulich in 4 Bereiche ein:

- BIPK > 3000 US\$: Verbrauch steigt rasant durch Industrialisierung und persönliche Mobilität,
- BIPK > 10000 US\$: die Steigerung verlangsamt sich, nachdem die erste Wachstumsphase abgeschlossen ist,
- BIPK > 15000 US\$: Verbrauch wächst langsamer als das Einkommen, da nun Dienstleistungen das Wachstum dominieren und Basisenergiebedürfnisse bereits erfüllt sind,
- BIPK > 25000 US\$: wirtschaftliches Wachstum benötigt wenig zusätzliche Energie.

Angaben des kaufkraftbereinigten Bruttoinlandsproduktes pro Kopf des Internationalen Währungsfonds aus [2-IWF06] fasst Tabelle 2.1 zusammen.

Tabelle 2.1 Kaufkraftbereinigtes Bruttoinlandsprodukt pro Kopf

Land	Luxemburg	USA	Deutschland	Russland	China	Indien
BIPK [US\$]	69800	41399	30579	11041	7198	3320

Abbildung 2.1 zeigt weiterhin den Weltprimärenergieverbrauch des Jahres 2004 (428,1 EJ, 1 EJ = 10¹⁸ J) sowie dessen Aufteilung auf die Regionen. Die weltweite Steigerungsrate im Vergleich zum Vorjahr betrug 4,3%; der asiatisch-australische Raum wies ein Wachstum von 8,9% auf, wobei China (15,1%) und Indien (7,2%) den größten Beitrag lieferten. Unter Berücksichtigung des oben aufgeführten Einflusses

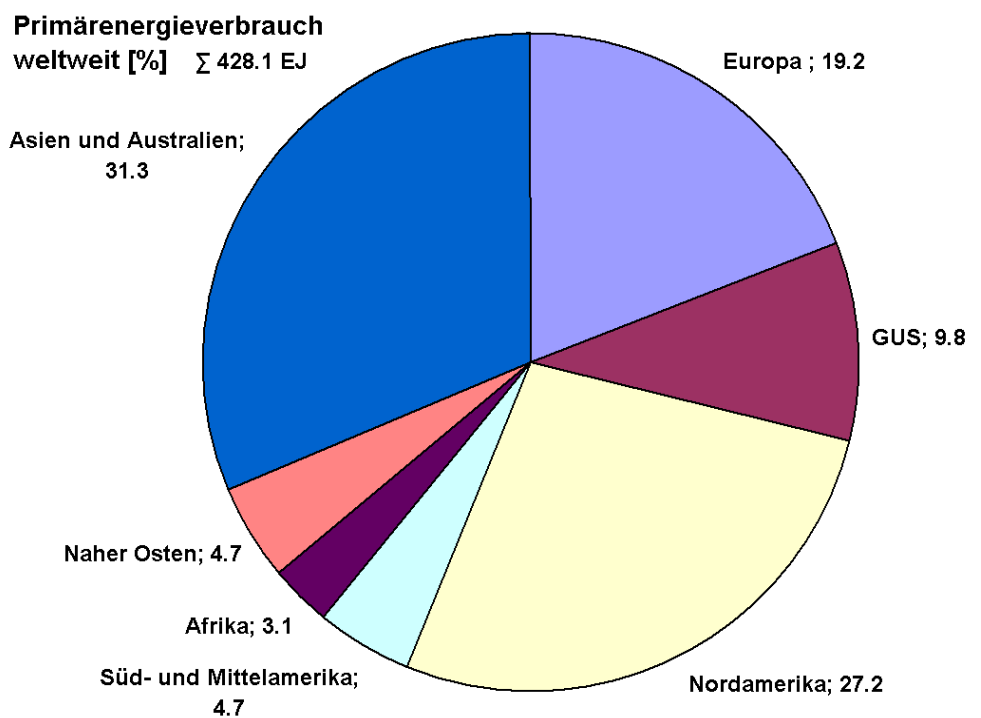


Abbildung 2.1: Weltprimärenergieverbrauch des Jahres 2004, Daten aus [2-THO06]

der Wirtschaftsleistungen auf den Energieverbrauch und der für die nächsten Jahrzehnte erwarteten Entwicklungen fasst Tabelle 2.2 die auf Angaben aus [2-SHE01] basierenden Szenarien des Weltprimärenergieverbrauches bis 2050 zusammen.

Tabelle 2.2 Szenarien des Weltprimärenergieverbrauches aus [2-SHE01].

Jahr	1975	2000	2025	2050
Primärenergie [EJ]¹⁾	256	407	640	852
Primärenergie [EJ]²⁾	256	407	750	1121

1) Szenario 1 2) Szenario 2

Während Szenario 1 die Steigerung des Energiebedarfes bis 2050 unter Annahme einer *weltweit nachhaltigen Energiepolitik* zu etwa 100% bestimmt, führt die im zweiten Szenario zu Grunde gelegte *Ausrichtung an heutigen Wertmaßstäben* zu einer Verdreifachung des weltweiten Primärenergiebedarfes innerhalb der nächsten 50 Jahre.

Zur – beiden Szenarien zu Grunde liegenden – weltweiten Steigerung des Lebensstandards bzw. der Lebensqualität, welche sich neben den genannten wirtschaftlichen Größen auch anhand der Lebenserwartung, des Zugangs zu Bildung und einer sauberen Umwelt definieren, können in Bezug auf die Energieversorgung als Ziele der nächsten Jahrzehnte somit

- die rationelle Verwendung von Energie,
- die effiziente Nutzung vorhandener Technik,
- die Effizienzsteigerung der Energiebereitstellung und
- der Aufbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft

abgeleitet werden.

Aufgrund der beschriebenen Dimensionen werden diese Ziele sicherlich nur durch gemeinsame Anstrengungen von Verbrauchern, Politik und der Energiewirtschaft zu erfüllen sein.

2.1 Primärenergieverbrauch in Deutschland

Für Deutschland fassen Abbildung 2.2 und Abbildung 2.3 den Primärenergieverbrauch (14,2 EJ in 2005), die genutzten Primärenergieträger sowie die Anteile der Verbrauchersektoren am Energieverbrauch zusammen; die Daten stammen aus [2-AGE04] und [2-THO06].

Während die Bereitstellung der Primärenergie (Energimix) zumindest zum Teil politisch geprägt ist, können die angegebenen Anteile der Sektoren am Gesamtverbrauch als typisch für eine (europäische) Industrienation³ angesehen werden.

Neben den für die *Erschließung* und den *Transport* der Energie anfallenden Verlusten von etwa

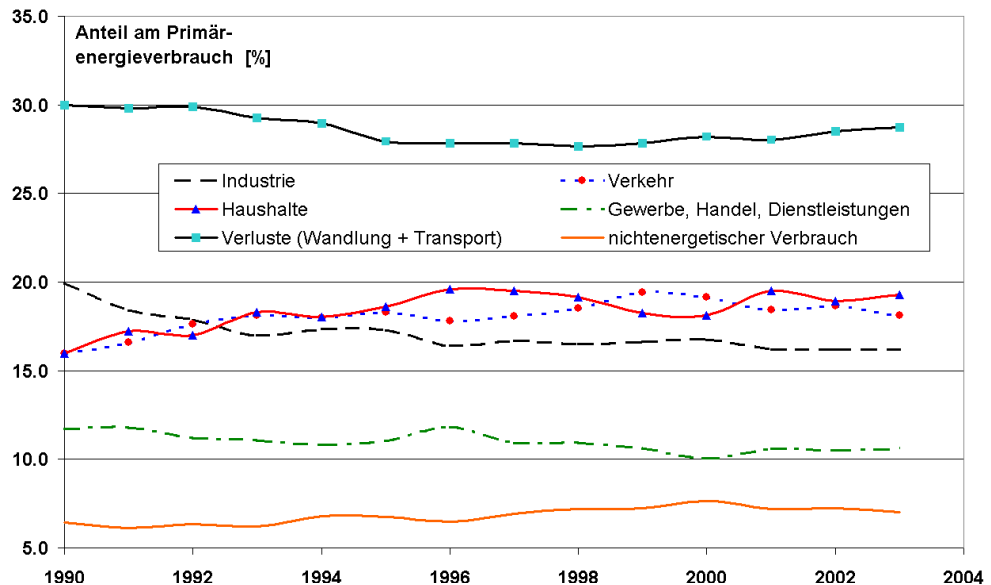


Abbildung 2.2: Sektoranteilen am Primärenergieverbrauch 1990 bis 2005 in Deutschland

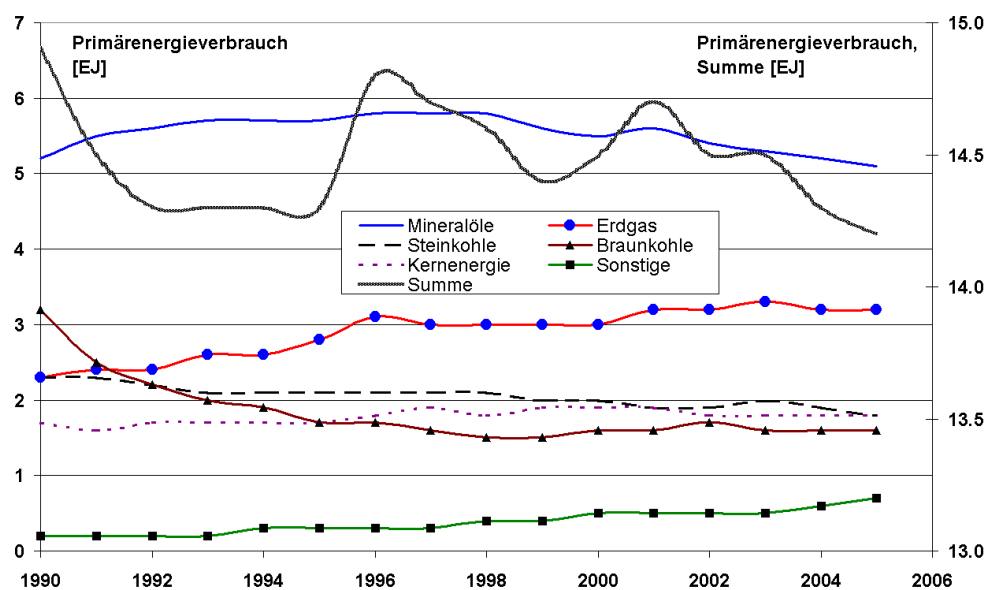


Abbildung 2.3: Primärenergieverbrauch 1990 bis 2005 in Deutschland

³ Der Einfluss der Klimaregionen auf den Heizenergiebedarf kann als größter individueller Unterschied betrachtet werden.

30% (siehe Abbildung 2.2) stellen der *Verkehr*, die *Industrie* und die *Haushalte* mit jeweils knapp 20% die größten Verbrauchergruppen dar.

Der Energiebedarf im *Dienstleistungsbereich* und der *nichtenergetische Verbrauch* (beispielsweise zur Herstellung von Kunststoffen) fallen vergleichsweise gering aus.

Abbildung 2.3 zeigt den Verlauf des Primärenergiebedarfes, der im untersuchten Zeitraum um 4,7% auf 14,2 EJ abnahm, wobei das Mineralöl (2005 etwa 36%) die Bereitstellung mit Abstand dominierte; der Erdgasanteil stieg seit 1990 um 40% und betrug 2005 22,7%. Die Anteile der Stein- und Braunkohle nahmen weiter ab und befinden sich derzeit bei 12,9% bzw. 11,2%. Die Kernenergie trägt – seit Jahren konstant – mit etwa 12% zum Primärenergiebedarf bei. Der Anteil der sonstigen Energieträger beinhaltet Biomasse und Müll (etwa 3,7%) sowie erneuerbare Energieträger (etwa 1,2%).

2.2 Elektrischer Energieverbrauch in Deutschland

Ein wesentlicher Anteil des erläuterten Primärenergieverbrauches entfällt auf die Versorgung elektrischer Verbraucher. Abbildung 2.4 zeigt den in [2-THO06] verfügbaren Bruttostromverbrauch⁴ (BSV), das Bruttoinlandsprodukt (BIP) als Summe aller neu zur Verfügung stehenden Waren und Dienstleistungen, sowie die Stromintensität, welche sich als Stromverbrauch pro 1000 € BIP errechnet.

Während das BIP in den untersuchten 15 Jahren um 24,4% auf 2138 Mrd. € anwuchs, nahm der BSV in der gleichen Zeitspanne um 10,8% von 550,7 TWh auf 610,5 TWh zu; die Stromintensität nahm als Funktion der beiden genannten Größen um 11% auf 285,5 kWh/1000€ im Jahr 2005 ab.

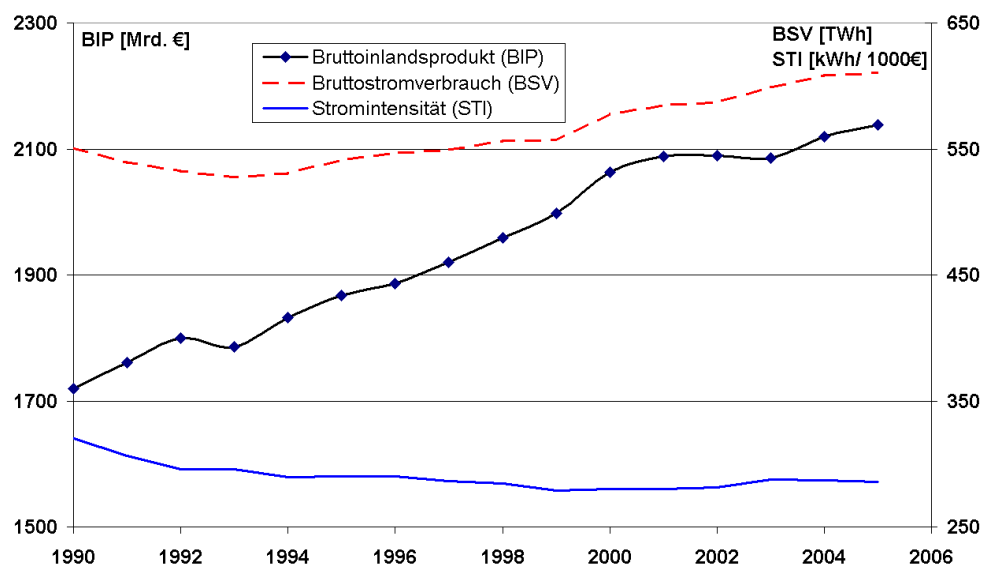


Abbildung 2.4: Bruttostromverbrauch, Bruttoinlandsprodukt und Stromintensität in Deutschland

Der *reduzierte Primärenergiebedarf* (- 4,7%, siehe Abbildung 2.3) bei *steigendem elektrischem Verbrauch* (+ 10,8%) kann

- der gesteigerten Anlageneffizienz,
- den relativ milden Wintern der letzten Jahre, sowie
- besonders dem in Abbildung 2.5 dargestellten wachsenden Beitrag regenerativer Generierung elektrischer Energie (siehe [2-KIE06])

zugeschrieben werden.

Die aus einer VDEW-Erhebung des Jahres 2005 stammenden Daten in Abbildung 2.5 zeigen für das Jahr 2005 einen Beitrag der regenerativen Energieversorgungsanlagen von 55,5 TWh an der bundesweiten elektrischen Energieversorgung. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch von 610,5 TWh entspricht dies einem Anteil von 9,1%, siehe auch Tabelle 2.3.

⁴ Der Bruttostromverbrauch beinhaltet den elektrischen Eigenbedarf der Kraftwerke, die Netzverluste und die Summe aus exportierten und importierten Lieferungen elektrischer Energie.

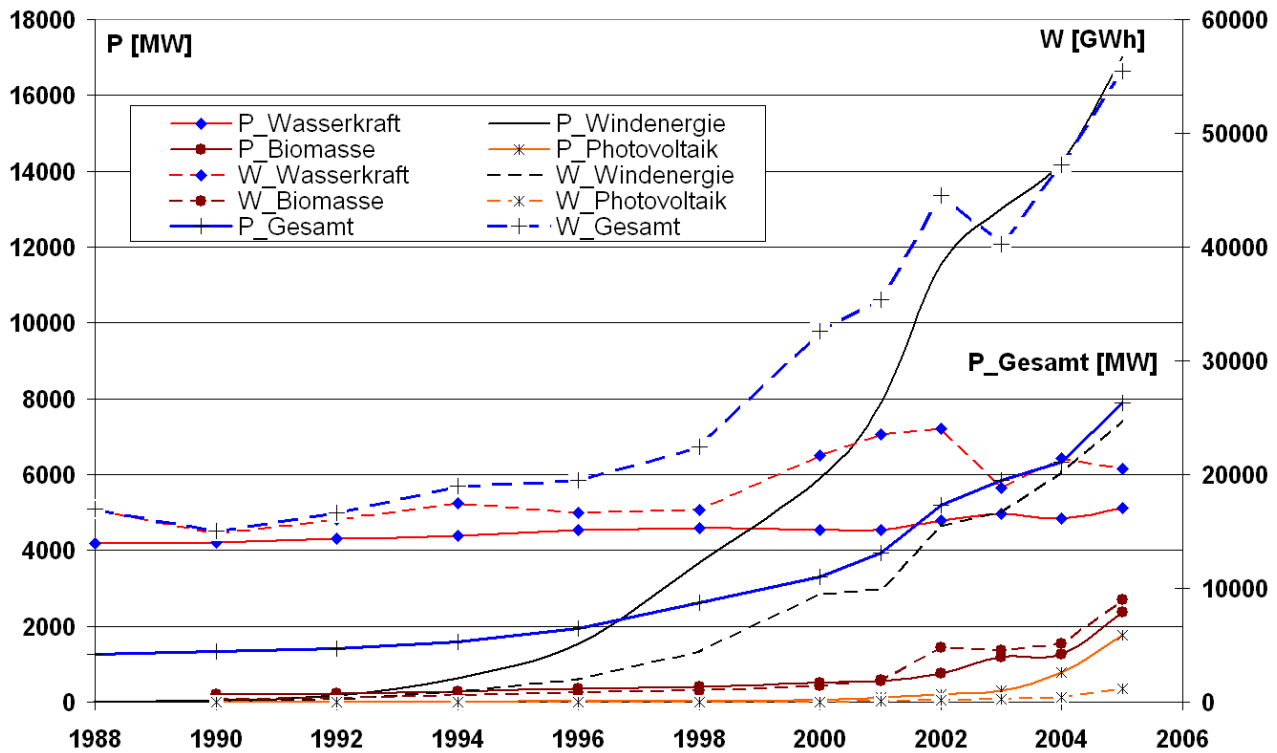


Abbildung 2.5: Regenerative Energieversorgungsanlagen, installierte Leistung P und bereitgestellte Energie W

Tabelle 2.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch aus [2-KIE06] in Prozent.

Jahr	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Wasserkraft	2,7	3,0	3,3	3,0	3,0	3,8	4,0	4,0	3,1	3,5	3,4
Windenergie	0,0	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	1,7	2,6	2,8	3,3	4,1
Biomasse	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,8	0,8	0,8	1,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2
Summe	2,7	3,1	3,6	3,6	4,0	5,6	6,1	7,4	6,7	7,8	9,1

Eine Einordnung der regenerativen Bereitstellung elektrischer Energie in den deutschen Energiemix des Jahres 2004 erlaubt Abbildung 2.6, die auf Angaben des Verbandes der Netzbetreiber (siehe [2-STA06]) basiert. Da in der hier verfügbaren Nettostromerzeugung der Anlageneigenbedarf und die importierte bzw. exportierte elektrische Energie nicht berücksichtigt sind, ergeben sich leichte Abweichungen zu den oben angegebenen Daten. Im Vergleich zu den in Tabelle 2.3 vorgestellten Beiträgen ändert die hier gewählte Bezugsgröße den Anteil der erneuerbaren Energien von 7,8% auf 10,5% im Jahr 2004.

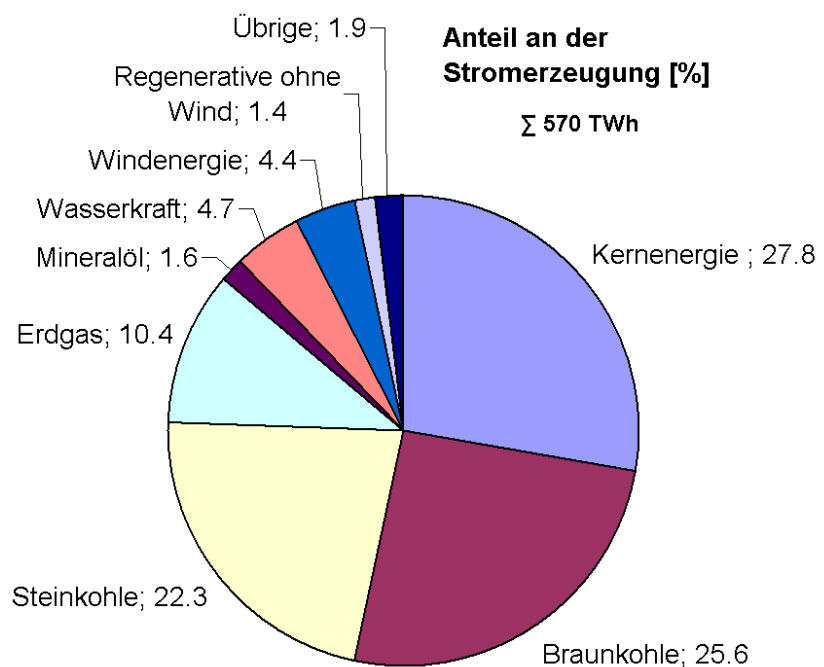


Abbildung 2.6: Nettostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland, 2004 aus [2-STA06]

Deutlich erkennbar ruht die Versorgung des elektrischen Verbrauches neben der genannten regenerativen Energieversorgung zu etwa 60% auf fossilen Energieträgern (Braunkohle 25,6%, Steinkohle 22,3%, Erdgas 10,4%); weitere 27,8% trägt die Kernenergie bei.

Während der zugehörige bundesdeutsche Ausstoß von Kohlendioxid⁵ – wie in Abbildung 2.7 dargestellt – in den Jahren 1990 bis 2005 um 18,3% von 988,8 Mio. t auf 807,8 Mio. t reduziert werden konnte, sind die weltweiten CO₂-Emissionen seit 1970 um etwa 65% angestiegen.

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.2 zusammengefassten Szenarien

zum Verlauf des Weltprimärenergieverbrauches unterstreicht der derzeit öffentlich wahrgenommene Weltklimabericht (siehe [2-IPC07]) mit einer Forderung der substantiellen Abnahme des CO₂-Ausstoßes bis 2020 noch einmal die bereits zu Beginn des Kapitels genannten Anforderungen an Verbraucher, Politik und Energiewirtschaft.

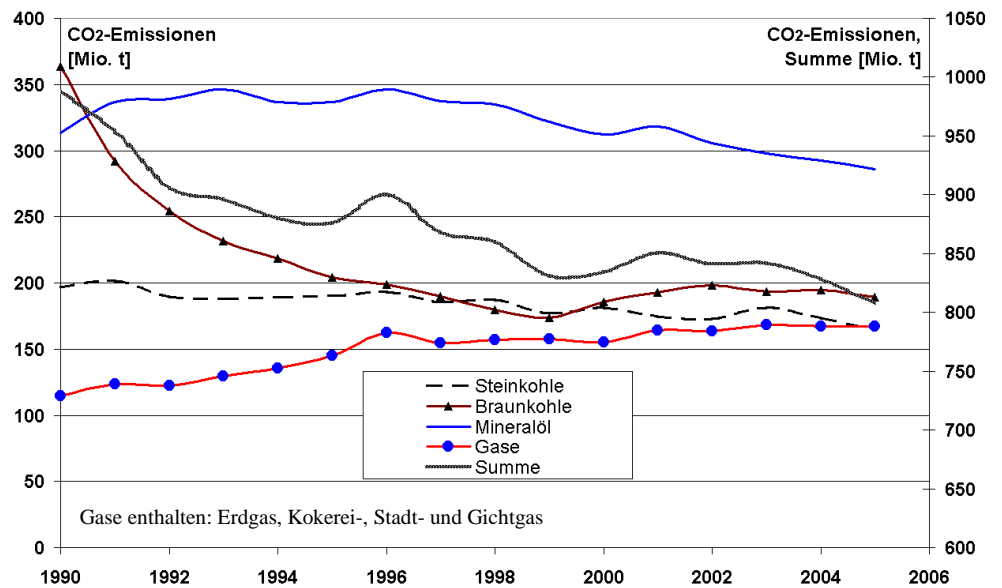


Abbildung 2.7: CO₂-Emissionen der dargestellten Primärenergieträger in Deutschland, aus [2-THO06]

2.3 Dezentrale Energieversorgung

Eine weitere Entkopplung der Lebensqualität vom Energieverbrauch (siehe Abbildung 2.4 und Tabelle 2.2) kann durch eine *rationelle Energieverwendung*, welche beispielsweise die konsequente Netztrennung nicht benötigter Verbraucher (z.B. Standby-Verluste siehe Abbildung 6.40) und eine verbesserte Gebäude-Isolation beinhaltet, erreicht werden.

Zusätzliche Möglichkeiten zur *Effizienzsteigerung* des Versorgungssystems bietet die Reduzierung der in Abbildung 2.2 verdeutlichten Verluste in der Wandlung und der Übertragung der Energie, welche mit etwa 30% den höchsten Anteil am Primärenergieverbrauch ausmachen.

Neben dem positiven Einfluss eines Ausbaus der oben genannten *regenerativen Energien* auf den Primärenergieverbrauch bietet hier besonders auch der verstärkte Einsatz *dezentraler Energieversorgungsanlagen* durch den Wegfall eines Großteils der elektrischen Übertragungsverluste erhebliche Effizienzsteigerungen.

Wird durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) weiterhin sowohl die elektrische als auch die im Wandlungsprozess freiwerdende thermische Energie einer Nutzung zugeführt, so kann *zusätzlich* der *Gesamtnutzungsgrad* der eingesetzten Primärenergie wesentlich gesteigert werden. Die derzeit auf der Schwelle zur Markteinführung befindlichen KWK-Anlagen eignen sich besonders zur Versorgung der in Abbildung 2.2 aufgeführten Haushalte und gewerblichen Verbraucher. Sie bilden auch eines der Schwerpunkt-Themen dieser Arbeit und werden in Kapitel 3.2 ausführlich erläutert; ihr wirtschaftlicher Betrieb wird in Kapitel 6.5 untersucht.

Während dezentrale KWK-Anlagen (z.B. Motorblockheizkraftwerke, Stirlingmaschinen und Brennstoffzellen) derzeit aufgrund der vorhandenen Infrastruktur ebenfalls auf fossilen Energieträ-

⁵ Auch diese Reduktion kann auf die Steigerung der Anlageneffizienz, die milden Winter und den höheren Anteil der erneuerbaren Energien zurückgeführt werden.

gern (hauptsächlich Erdgas) basieren, bieten sie durch die Markteinführung der KWK-Technologie die Möglichkeit mittelfristig eine auf regenerativen Energieträgern basierende Wasserstoffwirtschaft aufzubauen.

Der für die nächsten Jahre zu erwartende starke Ausbau dezentraler sowie regenerativer Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme (auch in Kraft-Wärme-Kopplung) wird erheblichen Einfluss auf den Betrieb bereits bestehender – bisher zentralistisch organisierter – Versorgungsstrukturen haben. Im Sinne verteilter, weitgehend autonomer Versorgungseinheiten ermöglicht der Ausbau dezentraler Energieversorgungs-Anlagen die Entwicklung technisch und wirtschaftlich innovativer lokal ausgerichteter Strategien, sowie deren spätere flächendeckende Einbindung in überregionale Netzdienstleistungen. Gerade neu aufzubauende Inselsysteme in Gebieten schwach ausgeprägter Infrastruktur zeigen bereits seit einigen Jahren die Möglichkeiten, aber auch die noch bestehenden Herausforderungen im technischen Detail dezentraler Einzelanlagen sowie deren betrieblichen Zusammenarbeit auf. Zu deren Lösung soll die vorliegende Arbeit einen Beitrag leisten.

Im folgenden Kapitel werden die im Rahmen dieser Arbeit recherchierten Charakteristika dezentraler Systemkomponenten, sowie die entsprechend hierfür entwickelte Modellbibliothek vorgestellt. Aufbauend darauf wird im weiteren Verlauf die Simulationsumgebung um die detaillierte dynamische Modellbildung eines Brennstoffzellen-Gesamtsystems erweitert und die ebenfalls implementierte Nutzung intelligenter Managementstrategien in dezentralen Versorgungsstrukturen erläutert.

3 Modell-Bibliothek dezentraler System-Komponenten

Studien zur dezentralen Generierung von Strom und Wärme befassen sich bisher weitgehend mit energetischen Betrachtungen möglicher Versorgungsstrukturen (z.B. [3-GIE03]), sowie der Untersuchung stationärer und dynamischer Wechselwirkungen dezentraler Energieversorgungsanlagen (DEA) mit dem elektrischen Versorgungsnetz (z.B. [3-KOC03]). Im Gegensatz dazu liegt der Fokus der vorliegenden Arbeit auf Untersuchungen des Betriebs von elektrischen und thermischen Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung. Mit Ausnahme der Untersuchungen zur Windenergie wird dabei besonders der Einsatz innovativer Technologien in der Haus- und Siedlungsversorgung betrachtet. Das zu Grunde gelegte Zeitverhalten aller im Folgenden vorgestellten betrieblichen Modelle orientiert sich an den aus der Netzleittechnik bekannten Aktualisierungsintervallen und erlaubt Modellierungs-Schrittweiten von einer Sekunde bis zu einigen Minuten. Gegeben sind somit gleichzeitig sowohl

- die Möglichkeit der Untersuchung langer Zeiträume im Bereich von Wochen bzw. Monaten,
- die Berücksichtigung der für Netzleitsysteme erforderlichen Anlageninformationen und Möglichkeiten der betrieblichen Einflussnahme, als auch
- die Einbindung der Modellierung in Optimierungsalgorithmen.

Die in einer Bibliothek (Tabelle 3.1) zusammengefassten entwickelten Modelle dezentraler System-Komponenten beinhalten

- stochastische regenerative Quellen wie Photovoltaik und Windenergie,
- regelbare Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung auch in Kraft-Wärme-Kopplung,
- elektrische und thermische Speichertechnologien für den Kurz- und Langzeitbereich,
- elektrische Drehstrom-Maschinen unterschiedlichen Typs, sowie
- Umrichter zur Anbindung von Gleichstromkomponenten sowie drehzahlvariablen elektrischen Maschinen.

In der ersten Spalte der Tabelle sind Anlagen zur Energiewandlung aufgeführt deren Endprodukt (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung, Photovoltaik) oder Ausgangsprodukt (Verbraucher, Speicher) Sekundärenergie darstellt. Diese können bei Bedarf mit elektrischen Maschinen und Umrichtertechnologie gekoppelt betrieben werden.

Da der Betrieb der regenerativen Generierung elektrischer Energie aus Photovoltaik bzw. Windenergie im Wesentlichen auf der stark stochastisch geprägten Verfügbarkeit der Primärenergieträger Sonnenlicht bzw. Wind beruht, wurden deren Charakteristika ebenfalls in die entwickelte Modellierung einbezogen.

Tabelle 3.1 Modell-Bibliothek dezentraler System-Komponenten

Energiewandler	El. Maschinen			Umrichter	
	SM	ASM	DASM	IGBT	Thyristor
μ-KWK-Anlage				x	
Spitzenkessel					
Wärmepumpe					
Photovoltaik				x	
Windenergie	x			x	x
		x			
			x	x	
Dieselmotor	x			(x)	
Elektrolyse				x	
Verbraucher					
elektrisch		(x)			
thermisch					
Energiespeicher					
elektrisch	(x)			(x)	
thermisch					

Synchronmaschine (SM), Asynchronmaschine (ASM), doppelt gespeiste Asynchronmaschine (DASM), Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT).

3.1 Verbraucher in dezentralen Versorgungsstrukturen

Die Nutzung eines Gebäudes weist erhebliche Auswirkungen auf die geforderte Bausubstanz, sowie den resultierenden Energiebedarf auf; in der vorliegenden Arbeit sollen ausschließlich Wohngebäude betrachtet werden.

Der Energiebedarf in Wohngebäuden setzt sich zusammen aus

- dem elektrischen Energieverbrauch,
- der zum Heizen und zur Warmwasserbereitung benötigten thermischen Energie,
- sowie einem eventuell vorhandenen Bedarf zur Gebäudekühlung.

Abhängig von der zu Grunde liegenden

- Gebäudestruktur, sowie
- dem Nutzerverhalten

weist der Energiebedarf dabei in allen genannten Teilbereichen eine erhebliche Schwankungsbreite bezogen auf die bundesweiten Mittelwerte auf. Die *Gebäudestruktur* beinhaltet beispielsweise die Lage des Hauses (z.B. Reihemittelhaus, freistehendes Haus), die vorhandene Wärmedämmung, sowie die Effizienz der installierten Heizungsanlage. Für neue sowie bestehende Wohngebäude gibt dabei die 2004 in Kraft getretene Energieeinsparverordnung (EnEV) maximal zulässige Primärenergieverbrauchswerte vor, [3-ENE04]. In welchem Verhältnis die Zielwerte durch eine gute Wärmedämmung bzw. eine effiziente Anlagentechnik erreicht werden, bleibt dabei dem Nutzer überlassen. Der im November 2006 vorgestellte Entwurf einer Neufassung der EnEV beinhaltet die Konkretisierung des bereits in der geltenden Fassung eingeführten Energieausweises für Gebäude, wobei dieser nun auch auf Bestandsgebäude ausgeweitet werden soll. Bei Neubauten und Modernisierungen wird der Energieausweis auf Basis der berechneten Planungsdaten ausgestellt; für Bestandsgebäude können alternativ vorhandene Messwerte verwendet werden. Anforderungen an die Heizungs- und Kühltechnik werden konkretisiert, wobei beispielsweise fest installierte Klimaanlage mit einer Nennleistung über 12 kW im Abstand von zehn Jahren zu überprüfen sind, [3-DEN06].

In Bezug auf das *Nutzerverhalten* beschränken sich existierende Ansätze derzeit größtenteils auf die Kennzeichnung der Effizienz elektrischer Verbraucher („Energiesparklassen“), sowie grundsätzliche Vorschläge zum Betrieb der Heizungsanlage (Nachtabsenkung) und der Art der Gebäudelüftung, [3-DEN04]. In Kapitel 5 werden die innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelten innovativen Methoden

- des Erzeugermanagements (Beeinflussung der Anlagen zur Generierung von Strom und Wärme),
- des Lastmanagements (Beeinflussung der vorhandenen Lasten ohne Einbußen im Nutzerkomfort), sowie
- der dazu vorteilhaften Lastprognose innerhalb der dezentralen Versorgungsstruktur

zur Steigerung der energetischen Effizienz des Gesamtsystems vorgestellt.

Die Heizperiode befindet sich etwa im Zeitraum von Oktober bis April; somit ist im Jahresvergleich ein erhebliches Ungleichgewicht des thermischen Bedarfes zu verzeichnen. Während der durchschnittliche *Heizenergieverbrauch* in Wohngebäuden derzeit etwa $190 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ beträgt und Altbauten Werte deutlich über $250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ aufweisen, werden in der EnEV der Niedrigenergiehaus-Standard mit einem spezifischen Heizwärmebedarf unter $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, sowie das Passivhaus⁶ (weniger als $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$) gefördert. Mit reduziertem Jahresenergiebedarf steigt dabei die staatliche Förderung.

Weitaus größere Schwankungsbreiten weist der *Warmwasserbedarf* eines Haushaltes auf, der noch stärker als der Heizenergiebedarf von den Gewohnheiten der Nutzer beeinflusst wird. Während ein durchschnittlicher Warmwasserverbrauch mit etwa 40 Liter pro Tag und Person angegeben wird, wurden hier Werte zwischen 15 und 125 Liter pro Tag beobachtet. Erhöhte Werte können dabei

⁶ Während die Heizungsanlage im Niedrigenergiehaus kleiner ausfällt, kann im Passivhaus durch bestmögliche Dämmung und Wärmerückgewinnung ganz auf sie verzichtet werden.

auch durch einen Warmwasseranschluss an Wasch- oder Spülmaschine verursacht sein. Die zur Erwärmung von Leitungswasser der Masse m notwendige Energie kann anhand

$$W_{th} = m \cdot c_w \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1) \tag{3.1}$$

mit $c_w = 4,18 \text{ kJ/(kg}\cdot\text{K)}$ spezifische Wärmekapazität von Wasser

berechnet werden. Für Leitungswasser mit 12°C sowie eine gewünschte Warmwassertemperatur von 60°C stellt Tabelle 3.2 den täglichen Warmwasserbedarf sowie den zugehörigen jährlichen Energiebedarf pro Person gegenüber.

Tabelle 3.2 Jährlicher Energieverbrauch zur Bereitstellung des Warmwasserbedarfes einer Person

Warmwasserbedarf [l/d]	15	30	40	50	100	125
Energiebedarf [kWh/a]	245	489	652	815	1630	2038

Den entsprechenden Warmwasserbedarf in einer Siedlung in Gelsenkirchen stellt Abbildung 3.1 dar. Die angegebenen minimalen, mittleren, sowie maximalen Verbrauchswerte innerhalb der Siedlung im Jahr 2001 verdeutlichen die extrem vom Nutzerverhalten abhängige Schwankungsbreite dieser Größe.

Der Verbrauch elektrischer Energie pro Jahr und Person kann bundesweit mit 900 kWh bis 2500 kWh

angegeben werden, wobei sowohl der Energiebedarf als auch der Leistungsverlauf erheblich von den Nutzergewohnheiten beeinflusst wird. Charakteristika im Kurvenverlauf innerhalb der Woche sowie am Wochenende können identifiziert und beispielsweise innerhalb einer Lastprognose verwendet werden (siehe Abbildung 3.3 und Kapitel 5.1.3).

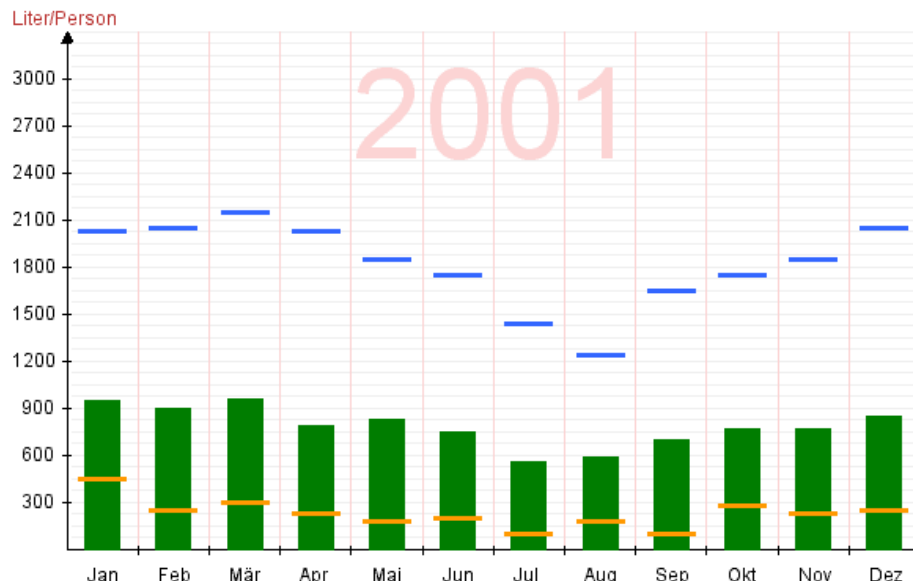


Abbildung 3.1: Schwankungsbreite des monatlichen Warmwasserbedarfs innerhalb einer Siedlung, Grafik aus [3-VAS02]

3.1.1 Zeitliche Auflösung von Lastverläufen

Für die in der vorliegenden Arbeit umgesetzte betriebliche Modellierung von Energieversorgungssystemen zur Dimensionierung und Entwicklung von Regelstrategien haben sowohl die detailgetreue Abbildung der technischen und wirtschaftlichen Zusammenhänge als auch die zu Grunde gelegte Zeitauflösung der Lastverläufe erheblichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse. Die

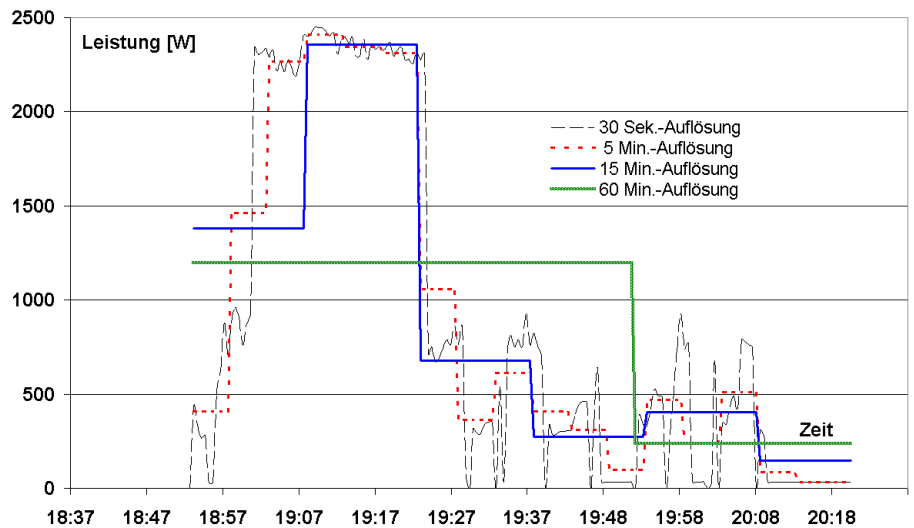


Abbildung 3.2: Zusammenhang zw. Zeitauflösung und gemessener Kurvenform

Abbildung 3.2 zeigt beispielhaft den im Rahmen dieser Arbeit aufgenommenen elektrischen Lastverlauf einer Waschmaschine ohne Warmwasseranschluss im 60°C-Programm. Den Messwerten liegt eine zeitliche Auflösung von 30 Sekunden zu Grunde; die zusätzlich eingetragenen Kurven zeigen den Verlauf bei Mittelwertbildung über 5, 15, bzw. 60 Minuten. Obwohl der Energieverbrauch in allen Varianten 1,28 kWh beträgt, werden mit grober zeitlicher Auflösung die Leistungsspitzen kaum oder gar nicht abgebildet. Mit wachsender Anzahl von Geräten und Nutzern steigt allerdings der „Gleichzeitigkeitsfaktor“, so dass sowohl das Verhältnis von maximaler zu minimaler Last als auch die Dynamik der Laständerungen sinken und somit auch die zeitliche Auflösung der Messung reduziert werden kann.

Abbildung 3.3 stellt den elektrischen Wochenlastgang eines Einfamilienhauses [3-VAS02] sowie einer Solarsiedlung mit 69 Wohneinheiten [3-PLA02] im Januar gegenüber.

Während sich im Einfamilienhaus die minimale und maximale Verbrauchsleistung ($P_{min}=0,21\text{ kW}$, $P_{max}=3,74\text{ kW}$) um den Faktor 18 unterscheiden, beträgt das

entsprechende Verhältnis innerhalb der Siedlung mit 69 Wohneinheiten ($P_{min}=14,32\text{ kW}$, $P_{max}=27,56\text{ kW}$) lediglich 1,9. Detaillierte Untersuchungen einer Energieversorgungsstruktur erfordern somit stets einen Kompromiss zwischen Aufwand der Messeinrichtung und Datensicherung, sowie der benötigten Zeitauflösung der Messergebnisse. Eine zu grobe zeitliche Auflösung der Lastverlaufmessung führt zu einer Vernachlässigung existierender Leistungsspitzen und somit zu verfälschten Modellierungsergebnissen, die eine Unterdimensionierung von Anlagen bzw. eine Unterbewertung von Spitzenleistungen im Netzaustausch nach sich ziehen können.

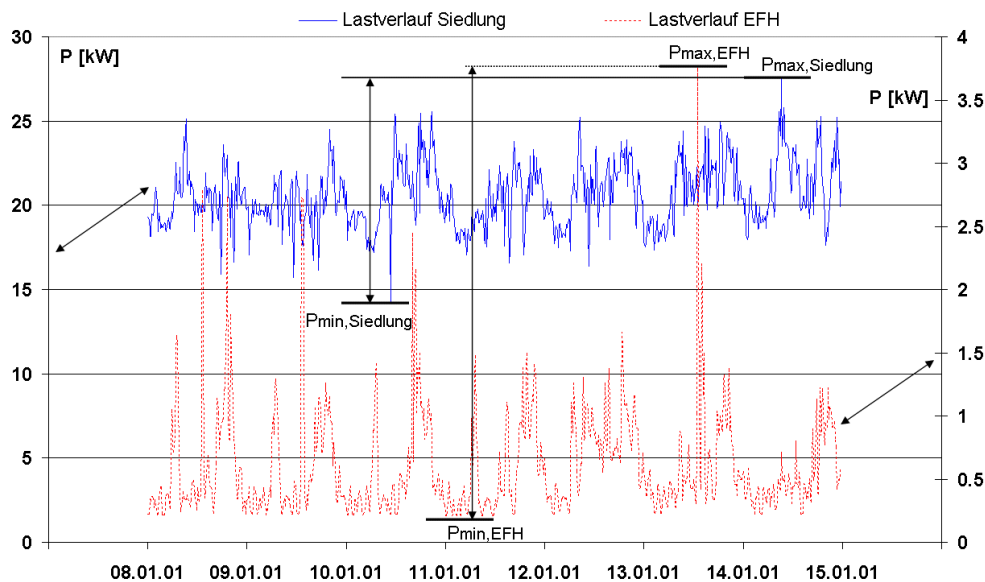


Abbildung 3.3: Lastverläufe eines Einfamilienhauses und einer Solarsiedlung im Vergleich (Messauflösung jeweils 15 Minuten)

3.1.2 Lastverläufe: Einflussgrößen und betriebliche Modellierung

Da innerhalb der vorliegenden Arbeit innovative Methoden des Anlagen- und Lastmanagements (siehe Kapitel 5) entwickelt und über den Zeitraum eines Jahres hinweg untersucht wurden, waren zusätzlich zu den genannten Lastkurven weitere zeitgleich aufgezeichnete *Einflussgrößen* (z.B. Außentemperatur, solare Einstrahlung, Luftfeuchte) erforderlich. Der Einsatz neuer regelungstechnischer Methoden in der Hausenergieversorgung ist dabei besonders im Neubau, bzw. innerhalb der energetischen Modernisierung von Gebäuden zu erwarten. Herzlicher Dank gilt in diesem Zusammenhang dem TÜV Rheinland für die Überlassung umfangreicher über den Zeitraum von 2 Jahren hinweg aufgezeichneter Messdaten einer Solarsiedlung (Einfamilienhäuser in Niedrigenergiebauweise mit 140m²) in Gelsenkirchen, [3-VAS02]. Diese Daten der einzelnen Einfamilienhäuser in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten beinhalten jeweils neben dem Energiebedarf

- zur elektrischen Versorgung,
- zur Warmwasserbereitung,
- zur Heizungsversorgung

ebenfalls die zugehörigen Einflussgrößen

- Außentemperatur,
- solare Einstrahlung,
- Luftfeuchte, sowie
- Windgeschwindigkeit und Windrichtung.

Die Messdaten wurden in zahlreichen Untersuchungen innerhalb der Arbeit verwendet und werden in den einzelnen Kapiteln jeweils detailliert vorgestellt.

Generell werden innerhalb der implementierten betrieblichen Modellierung Lastverläufe als Zeitserie von elektrischen bzw. thermischen Leistungsdaten abgebildet. Die Zeitserien können aus bestehenden Messwerten entnommen (siehe Abbildung 6.42) oder auch synthetisch durch die Superposition einer beliebigen Anzahl von Einzellasten, deren Leistungsbedarf über der Zeit messtechnisch ermittelt wurde (siehe Abbildung 6.46), gebildet werden. Die zeitliche Auflösung ist variabel. Vorhandene Zeitserien können durch vorhandene Algorithmen zur Interpolation an die vorliegende Schrittweite des Gesamtmodells angepasst werden.

3.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Unabhängig von der Art des Energiewandlungsprozesses sowie des verwendeten Primärenergieträgers entsteht bei der Generierung von elektrischer Energie aufgrund des begrenzten Umwandlungswirkungsgrades immer auch Wärme. Wird sowohl die elektrische als auch die thermische Energie einer Nutzung zugeführt, so spricht man von *Kraft-Wärme-Kopplung* (KWK). Der Gesamtwirkungsgrad des KWK-Prozesses setzt sich dabei aus dem elektrischen und dem thermischen Anteil zusammen und kann je nach Verfahren über 90% betragen.

KWK zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie zur Versorgung öffentlicher Gebäude und privater Haushalte in Ballungszentren wird in der Industrie, beziehungsweise von Energieversorgern und Stadtwerken bereits seit vielen Jahren erfolgreich eingesetzt. Während die industrielle Prozesswärme meist verbrauchernah erzeugt wird, werden die räumlich weit verteilten kommunalen und privaten Verbraucher hier über ein Fernwärmenetz von einem oder mehreren geografisch zentral angeordneten Heizkraftwerken versorgt, welche bei modernen Anlagen über einen kombinierten Gasturbinen- und Dampfprozess (GuD) [3-KRO04] mit einem winterlichen Nutzungsgrad oberhalb von 80 % verfügen.

3.2.1 Verfügbare Mikro-KWK-Anlagen

Die für den Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern, sowie in Kleingewerbetrieben konzipierten Anlagen der *Mikro-KWK* erlauben den Einsatz der energieeffizienten Kraft-Wärme-Kopplung auch ohne kapitalintensives Fernwärmenetz und verringern durch verbrauchernahe, dezentrale Generierung von Strom und Wärme die Übertragungsverluste im lokalen Wärme- sowie im elektrischen Verbundnetz. Übliche Nennleistungen dieser als Schlüsseltechnologie der dezentralen KWK angesehenen Anlagen liegen unterhalb von $15 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $40 \text{ kW}_{\text{th}}$. Tabelle 3.3 zeigt beispielhaft einige auf dem Prinzip des Gasmotors, des Stirlingmotors, beziehungsweise der Dampfmaschine basierende und derzeit am Markt verfügbare (bzw. kurz vor Markteinführung befindliche) Mikro-KWK-Anlagen.

Tabelle 3.3 Kenngrößen verfügbarer Mikro-KWK-Anlagen

Bezeichnung	Ecopower ¹	Lion Powerblock, Otag ¹	Dachs, Senertec ²	Solo Stirling ¹	Sunmaschine ¹	WhisperGen ¹
Technik	Gasmotor	Freikolben Dampf-Kraft-Maschine	Gas-motor ³	Stirling-motor	Stirlingmotor	Stirlingmotor
P_{el} [kW]	1,3 – 4,7	0,2 – 2,1	5,5	2 – 9,5	1,5 – 3	1,2
P_{th} [kW]	4,0 – 12,5	2 – 16	12,5	8 – 26	4,5 – 10,5	8
Brennstoffe	Erdgas, Flüssiggas	Erdgas, Flüssiggas	Erdgas, Flüssiggas,	Erdgas, Flüssiggas	Pellets	Erdgas, Flüssiggas, Diesel, Kerosin
η_{el} [%]	14,8 – 24,7	8,70 – 8,40	26,8	12,5 – 23,8	24,0 – 20,0	12,5
η_{th} [%]	45,5 – 65,8	87,0 – 64,0	61,0	50,0 – 65,0	72,0 – 70,0	83,3
η_{ges} [%]	60,2 – 90,5	95,7 – 72,4	87,8	62,5 – 88,8	96,0 – 90,0	95,8
Stromkennzahl	0,33 – 0,38	0,10 – 0,13	0,44	0,25 – 0,37	0,33 – 0,29	0,15

¹⁾ die Daten stammen aus [3-BKW05], ²⁾ die Daten stammen aus [3-THO05]

³⁾ keine Leistungsmodulation vorgesehen, Version basierend auf Heizöl, bzw. Biodiesel ist ebenfalls verfügbar

3.2.2 Brennstoffzellen-Heizgeräte

Brennstoffzellen-Heizgeräte befinden sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und werden nach Aussagen der Hersteller (siehe [4-BRA06a] und [4-BEC07]) etwa ab 2010 in ersten Seriengeräten zur Verfügung stehen, Tabelle 3.4.

Tabelle 3.4 Zielwerte der Kenngrößen von Brennstoffzellenanlagen zur Hausenergieversorgung

Hersteller	Vaillant BZH ¹	European fuel cell	Buderus-Bosch-Thermotechnik ¹	Viessmann ¹	Sulzer ²
BZ-Technik	PEM	PEM	PEM	PEM	SOFC
Reformer-Technik	Autotherme Reformierung	Dampf-reformierung ¹	Dampf-reformierung ²	Dampf-reformierung ¹	Partielle Oxidation
P_{el} [kW]	1,0 – 4,0	bis 1,5	bis 4,6	0,4 – 2,0	bis 1,0
P_{th} [kW]	1,5 – 7,0	bis 2,9	bis 6,5	3,0 – 5,0	bis 2,5
η_{el} [%]	> 35	k.A.	~ 30	> 32	> 30
η_{th} [%]	> 45	k.A.	~ 50	> 58	> 55
η_{ges} [%]	> 80	> 80	~ 80	> 90	> 85
Stromkennzahl	0,67 – 0,57	0,52	0,71	0,13 – 0,4	0,4

¹⁾ aus [3-WBZ05] ²⁾ Technisches Datenblatt des Herstellers, Stand September 2006

Wird einem Brennstoffzellenstapel reiner Wasserstoff zugeführt, so wird dieser mit Hilfe von Luftsauerstoff in Wasser umgewandelt, wobei elektrische und thermische Energie freigesetzt werden (siehe Abbildung 4.4 und Gleichung 4.3) und keine weiteren Schadstoffemissionen auftreten. Industrielle Wasserstoffnetze mit einer Gesamtausdehnung von mehreren tausend Kilometern⁷ werden europaweit bereits seit vielen Jahrzehnten betrieben, existieren jedoch bisher hauptsächlich in Ballungszentren der chemischen Industrie [3-IUE02]. Aufgrund der vorhandenen flächendeckenden Erdgasanbindung stellen alle Hersteller Ihre aktuellen Brennstoffzellen-Heizgeräte mit einem Reformer aus, der das Erdgas chemisch in die Hauptbestandteile Wasserstoff (ca. 80%) und Kohlendioxid zerlegt. Aktuelle Forschungsaktivitäten beschäftigen sich ebenfalls mit der Generierung von Wasserstoff aus Biomasse, siehe Kapitel 3.4.3. Langfristig bietet sich so die Gelegenheit die Brennstoffzellentechnologie am Markt zu etablieren und eine Wasserstoffwirtschaft aufzubauen.

⁷⁾ Das größte deutsche Einzelnetz mit einer Länge von ca. 240 km befindet sich im Ruhrgebiet und Rheinland.

3.2.3 Stromkennzahl

Da in einer KWK-Anlage elektrische und thermische Leistung immer gleichzeitig generiert werden, hat das Verhältnis von abgegebener elektrischer zu thermischer Leistung und dessen Regelbarkeit erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung und den Betrieb einer KWK-Anlage. Obwohl die dargestellten motorischen Mikro-KWK-Anlagen tendenziell einen etwas höheren Gesamtwirkungsgrad aufweisen, sind somit besonders auch die Brennstoffzellen-Heizgeräte aufgrund Ihrer höheren *Stromkennzahl*

$$s = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} \quad (3.2)$$

für die Versorgung von Haushalten geeignet. Während die Stromkennzahl bei den motorischen Anlagen für jeden Arbeitspunkt konstant ist, lässt sich die Stromkennzahl der Brennstoffzellengeräte im Betrieb variieren (siehe [3-WBZ05] und Abbildung 6.33) und entspricht im Mittel etwa dem in Kapitel 3.1 dargestellten Verhältnis von 0,5 von elektrischem zu thermischem Jahresenergiebedarf in Neubauten ($W_{el} = 5000 \text{ kWh}$, Heizenergie $60 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, Fläche 125 m^2 , Warmwasser 650 kWh/a pro Kopf, 4 Personen).

3.2.4 Gesetzliche Förderung der KWK

Aufgrund der effizienten Bereitstellung von Wärme und Strom, die bis zum Jahre 2010 zu einer Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland um 20 Mio. Tonnen bezogen auf das Jahr 1998 führen soll, erhalten KWK-Anlagen eine gesetzlich⁸ geregelte Förderung.

KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe erhalten eine Einspeisevergütung [3-KWK02], die sich aus einem *Grundbetrag*, einem anlagenspezifischen *Zuschlag*, sowie dem vermiedenen *Netznutzungsentgelt* zusammensetzt. Der Grundbetrag wird als *üblicher Preis* bezeichnet und entspricht dem an der Leipziger Strombörse erzielten durchschnittlichen Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals, Tabelle 3.5.

Tabelle 3.5: Durchschnittliche Baseload-Preise der Jahre 2004 bis 2006 an der Leipziger Strombörse

Quartal	II/ 2006	I/ 2006	IV/ 2005	III/ 2005	II/ 2005	I/ 2005	IV/ 2004	III/ 2004
Cent/kWh	3,895	6,510	5,982	4,387	4,152	3,849	2,969	2,940

Abhängig vom Datum der Inbetriebnahme bzw. der Modernisierung der Anlage wird der technologie- und nennleistungsbezogene Zuschlag gezahlt [3-ASU02], Tabelle 3.6.

Tabelle 3.6: Zuschlagszahlungen nach KWK-Gesetz

Zuschlag [Cent/ kWh]	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
alte Bestandsanlagen (vor 31.12.1989)	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
neue Bestandsanlagen (bis 31.03.2002)	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
modernisierte Anlagen (bis 31.12.2005)	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
neue KWK-Anlagen (50 kW_{el} - 2 MW_{el})	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
neue KWK-Anlagen, Brennstoffzellen ($< 50 \text{ kW}_{el}$, 01.04.2002 bis 31.12.2005)	5,11 für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebes der Anlage								

Da die dezentral beispielsweise in das Niederspannungsnetz eingespeiste elektrische Energie überwiegend erzeugernah, also in der gleichen Netzebene, wieder verbraucht wird, beinhaltet das KWK-Gesetz außerdem für die vermiedene Netznutzung überlagerter Spannungsebenen eine Kompensationszahlung.

Die Höhe dieser Zahlungen wird in der Verbändevereinbarung II plus geregelt [3-BDI02]. Besteht die Möglichkeit die Volllaststunden, bzw. die Verfügbarkeit der Anlage messtechnisch zu erfassen, bilden diese Messungen die Grundlage der Berechnung. Andernfalls wird eine pauschale Vergütung angewendet. Übliche Kompensationszahlungen betragen 0,4 bis 1,5 Cent/ kWh.

⁸ Das deutsche Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz („Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“) ist am 1. April 2002 in Kraft getreten.

KWK-Erzeugeranlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [3-EEG02] erfasst werden, erhalten keine Kompensationszahlung für vermiedene Netznutzungsentgelte. Hier wird zwischen der Verwendung nachwachsender Rohstoffe (Pflanzen aus landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben), sowie Anlagen mit innovativer Technologie (beispielsweise Brennstoffzelle, Stirlingmotor, Dampfmaschinen) unterschieden. Diese Anlagen erhalten einen vom Datum der Inbetriebnahme sowie der installierten Leistung abhängigen, *degressionsbehafteten Grundbetrag*, sowie einen *technologieabhängigen Bonus*, [3-MVE04]. Tabelle 3.7 zeigt die vom Jahr der Inbetriebnahme abhängige Mindestvergütung für Anlagen bis zu einer Nennleistung von 150 kW.

Tabelle 3.7 Mindestvergütungssatz für KWK-Anlagen nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz

	Nachwachsende Rohstoffe	Innovative Anlagen	Innovat. Anlagen u. nachw.Rohstoffe
Inbetriebnahme	Cent/ kWh	Cent/ kWh	Cent/ kWh
2004	19,50	15,50	21,50
2005	19,33	15,33	21,33
2006	19,16	15,16	21,16
2007	18,99	14,99	20,99
2008	18,83	14,83	20,83
2009	18,67	14,67	20,67
2010	18,51	14,51	20,51
2011	18,35	14,35	20,35
2012	18,19	14,19	20,19
2013	18,04	14,04	20,04

3.2.5 Modellierung des betrieblichen Verhaltens von KWK-Anlagen

Gefördert durch die günstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3.2.4) wird die Zahl der hauptsächlich im Niederspannungsnetz installierten Mikro-KWK-Anlagen in den nächsten Jahren stark wachsen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden flexible und adaptive Verfahren des Erzeuger- und Lastmanagements, sowie der Lastprognose für dezentrale Versorgungsstrukturen entwickelt, welche einen kostenoptimalen Betrieb der Mikro-KWK-Anlagen unter Berücksichtigung des Verbraucherverhaltens, der vorhandenen Infrastruktur, sowie der Bereitstellung von Netzdienstleistungen ermöglichen, siehe Kapitel 5.

Die dazu entwickelte Modellierung des betrieblichen Verhaltens einer KWK-Anlage soll im Folgenden vorgestellt werden.

Aufgrund der bereits dargestellten Vielfalt an KWK-Anlagen wurde in der betrieblichen Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung die Möglichkeit geschaffen, die Charakteristika der Anlagen abzubilden, ohne die für die unterschiedlichen Technologien stark variierenden physikalischen Prinzipien zur Generierung von Strom- und Wärme im Detail zu betrachten.

Eine Kennlinie der *stationären* elektrischen und thermischen Arbeitspunkte inklusive der unteren und oberen *Betriebsgrenzen* kann hinterlegt werden, siehe Abbildung 3.4. Zur Be-

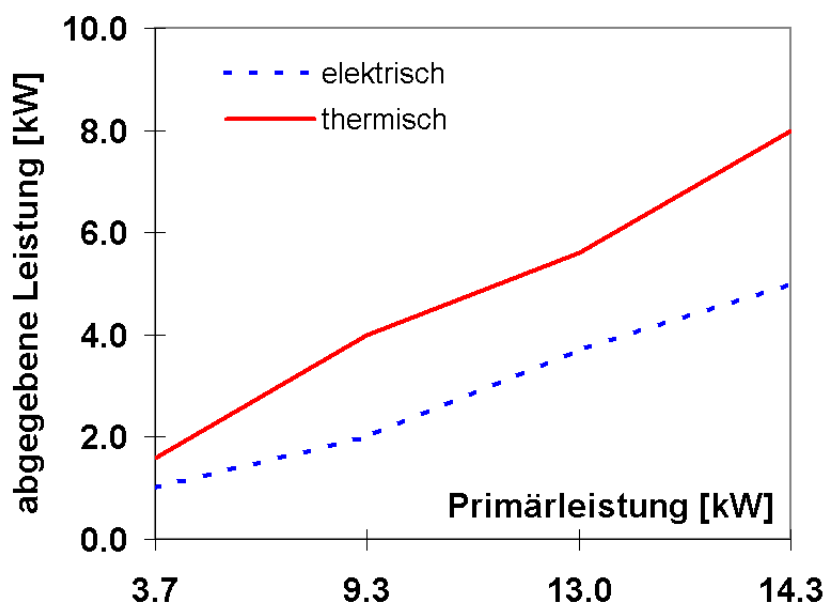


Abbildung 3.4: Stationäre Arbeitspunkte einer KWK-Anlage

rechnung der zwischen den angegebenen Stützstellen befindlichen Arbeitspunkte wird eine lineare Interpolation verwendet. Die maximalen elektrischen sowie thermischen *Leistungsgradienten* $\delta P/\delta t$, sowie eventuell vorhandene Totzeiten zwischen elektrischer und thermischer Leistungsänderung können für positive und negative Lastwechsel separat angegeben werden.

Entscheidenden Einfluss auf den Betrieb der Anlagen haben ebenfalls die berücksichtigten *minimalen Betriebs- und Stillstandszeiten*,

sowie die Möglichkeit zur Vorgabe einer *maximalen Anzahl an Einschaltvorgängen und Lastwechseln* pro Tag. Das *Anfahr-* (Abbildung 3.5) und *Abfahrverhalten* (Abbildung 6.40) der Anlage inklusive des elektrischen und thermischen Eigenbedarfes kann durch eine Kennlinie hinterlegt werden, wobei auch eine Leistungsaufnahme der Anlage (negative Werte) möglich ist. Zusätzlich zu den in Kapitel 3.6.4 beschriebenen berücksichtigten Netz- und Primärenergiekosten kann jedem Startvorgang ein fester *Kostenfaktor* zugeschrieben werden, der beispielsweise zugehörige Wartungs- oder besondere Betriebskosten beinhaltet.

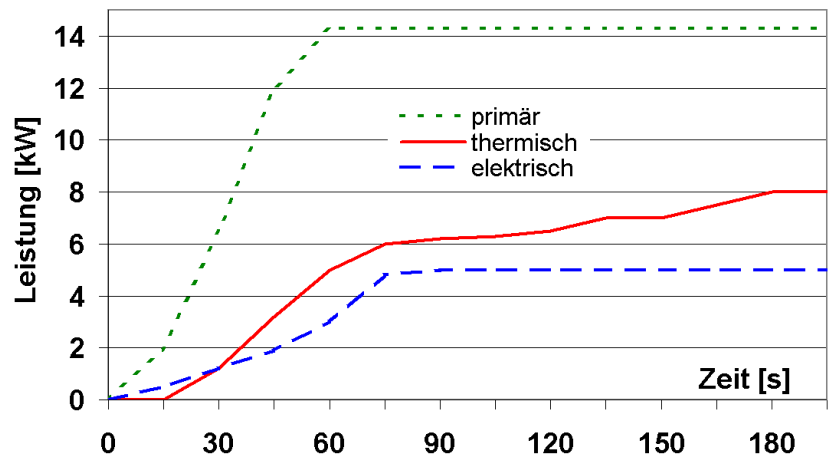


Abbildung 3.5: Anfahrvorgang einer KWK-Anlage

Zusammenfassend ist das entwickelte Modell zur Abbildung des Betriebsverhaltens einer KWK-Anlage inklusive der implementierten Anlagen-Charakteristika sowie der vorzugebenden und vom Modell zur Verfügung gestellten Größen in Abbildung 3.6 dargestellt.

Die Anwendung des Modells innerhalb einer KWK-basierten Hausenergieversorgung zeigt Kapitel 6.5.

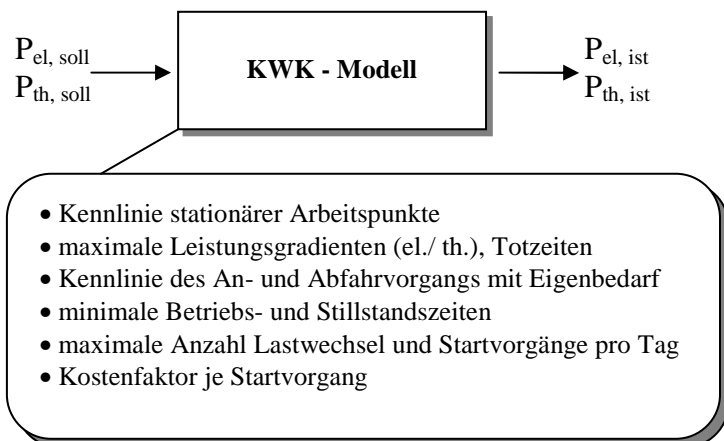


Abbildung 3.6: Entwickeltes Modell einer KWK-Anlage

3.2.6 Betriebliche Modellierung von Spitzenkessel und Wärmepumpe

Wie in Kapitel 3.2.1 erläutert, wird der Wärmebedarf eines Versorgungsobjektes durch ein Mikro-KWK-System im gesamten Jahresverlauf lokal gedeckt. Die Auslegung der KWK-Anlage anhand des kurzzeitigen winterlichen Spitzenbedarfes würde jedoch eine Überdimensionierung in den übrigen Monaten bedeuten und somit neben den hohen Investitionskosten einen dauerhaft unwirtschaftlichen Betrieb in unterer Teillast mit entsprechend geringer Stromkennzahl nach sich ziehen, siehe Tabelle 3.3.

Zur Versorgung der thermischen Verbrauchsspitzen ist daher in den meisten Fällen ein Spitzenkessel vorgesehen. Der Spitzenkessel kann beispielsweise mit Erdgas, Holzpellets, oder Heizöl betrie-

ben werden, siehe [3-GAS04], [3-HOL04]. Angelehnt an die in Kapitel 3.2.5 beschriebene betriebliche Modellierung einer KWK-Anlage stellen auch bei der implementierten Modellierung eines Spitzenkessels die *statische Kennlinie* der abgegebenen thermischen Leistung und dabei aufgenommenen Primärleistung (siehe Abbildung 3.8), sowie die zugehörige untere und obere *Leistungsgrenze* wesentliche Charakteristiken des Spitzenkessels dar.

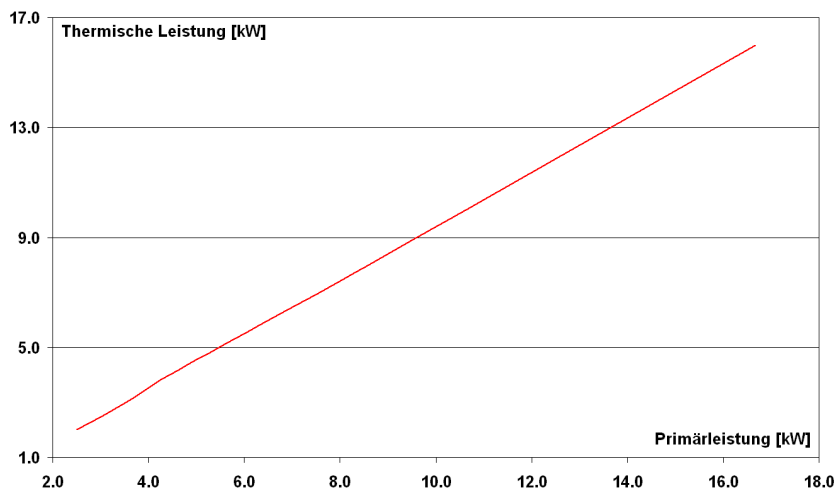


Abbildung 3.8: Kennlinie der Arbeitspunkte eines Spitzenkessels

Die maximalen *Leistungsgradienten* für positive und negative Lastwechsel, *minimale Betriebs- und Stillstandszeiten*, sowie die Vorgabe einer *maximalen Anzahl an Einschaltvorgängen und Lastwechseln* pro Tag werden ebenfalls berücksichtigt.

Alternativ zum Spitzenkessel kann eine *Wärmepumpe* als inzwischen weltweit erprobte Heizkomponente ebenfalls innerhalb der entwickelten betrieblichen Modellierung abgebildet werden. Wärmepumpen lassen sich nach dem verwendeten Arbeitsprinzip (siehe [3-WWA06], [3-BIN06]) in Kompressions-, und Sorptions-Wärmepumpen unterteilen.

Wärmepumpen entziehen über den Einsatz eines Wärmeträgermediums

- der Luft,
- dem Grundwasser (siehe Abbildung 3.7) oder
- dem Boden

Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau. Innerhalb des Kreisprozesses der Wärmepumpe wird diese Wärme auf ein höheres Temperaturniveau angehoben und so in eine zum Heizen nutzbare Energieform umgewandelt. Der Energieverbrauch im Bezug auf herkömmliche Heizungssysteme ist gering, [3-WPM06].

Die Leistungszahl als Quotient aus bereitgestellter Heizleistung ($P_{Kond,ab}$) und dazu zugeführter Leistung in Form von Elektrizität ($P_{el,zu}$) oder Erdgas steigt mit der Temperatur des Wärmeträgermediums. Sie kann innerhalb des entwickelten Modells als Kennlinie – falls vorhanden auch in

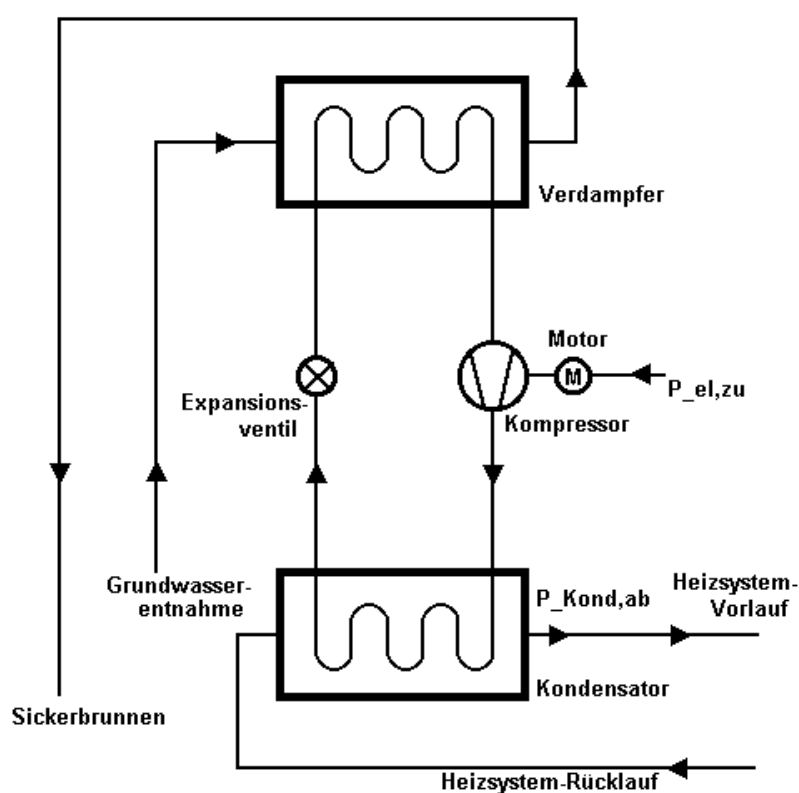


Abbildung 3.7: Funktionsweise einer Kompressionswärmepumpe

⁹ Die Kompressions-Wärmepumpe hat den höchsten Marktanteil und technischen Entwicklungsstand.

Abhängigkeit von der Temperatur des Wärmeträgermediums – hinterlegt werden, siehe Abbildung 3.9. Jahresdurchschnittswerte der Leistungszahl moderner Anlagen befinden sich zwischen 3 und 4 und dokumentieren die hohe Effizienz dieser Technologie.

Zur Berechnung der zwischen den angegebenen Stützstellen befindlichen Arbeitspunkte wird

eine lineare Interpolation verwendet. Die maximalen *Leistungsgradienten*, sowie eventuell vorhandene Totzeiten können für positive und negative Lastwechsel separat angegeben werden.

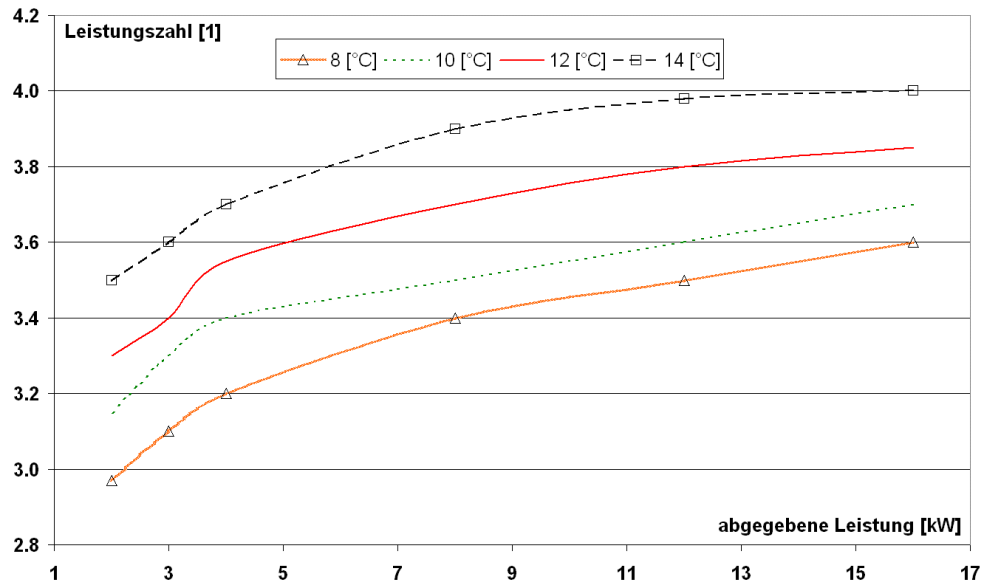


Abbildung 3.9: Leistungszahl als Funktion der abgegebenen Leistung und Temperatur des Wärmeträgermediums

Abbildung 3.10 fasst die Charakteristika der entwickelten Modelle des Spitzenkessels und der Wärmepumpe zusammen, die ebenfalls in der Bibliothek dezentraler Systemkomponenten zur Verfügung stehen.

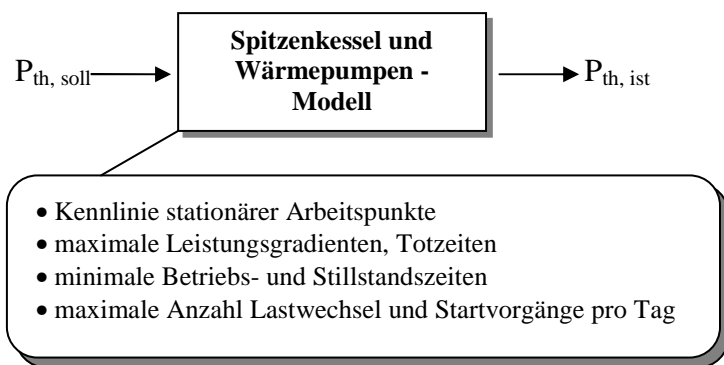


Abbildung 3.10: Entwickeltes Spitzenkessel- und Wärmepumpen-Modell

3.3 Energiespeicher

Das langfristige Ziel einer Ressourcen schonenden und in starkem Maße auf erneuerbare Energiequellen ausgerichteten Energiewirtschaft ohne Reduktion der Systemzuverlässigkeit beinhaltet die Erschließung neuer verlustarmer Speichertechnologien zur

- kurzzeitigen sowie saisonalen Entkopplung der fluktuierenden regenerativen Primärenergiequellen vom Verbrauch,
- Entkopplung der stets gleichzeitig auftretenden Generierung von elektrischer und thermischer Energie in KWK-Systemen,
- Reduzierung notwendiger und kostenintensiver Erzeuger-Spitzenleistung,
- Veredelung von Grundlast in Spitzenleistung,
- Bereitstellung von Netzdienstleistungen aus dezentralen Energiewandlern.

Die Notwendigkeit zur *kurzzeitigen Entkopplung* zwischen regenerativer Erzeugung und Verbrauch wird an den fluktuierenden Primärenergiequellen im Bereich der Photovoltaik sowie der Windenergie besonders deutlich. In einem Inselsystem wird die kurzfristig notwendige Regelleistung stets aus dezentralen Energiespeichern (in PV-Systemen meist Akkumulatoren, siehe Abbildung 6.12)

bereitgestellt. Bei der Einspeisung akkumulierter regenerativ generierter Leistung (PV- und Windparks, siehe Kapitel 6.3.1) in das öffentliche Versorgungsnetz wird derzeit zunehmend die vorhandene Netzregelleistung aus konventionellen Kraftwerken zur Wahrung der Leistungsbilanz eingesetzt. Diese Regelleistung steht somit für ihre eigentliche Aufgabe der Wahrung der Betriebs- und Versorgungssicherheit bei Wartungsarbeiten bzw. Störfällen nicht mehr in vollem Umfang zur Verfügung. Aufgrund der Steigerung der Anlagenanzahl, sowie der installierten Leistung werden mittelfristig die Netzanschlussbedingungen regenerativer Erzeugerleistung weiter an die bestehende Anforderung an konventionelle Kraftwerkstechnik angepasst werden (siehe Kapitel 3.6). Dies wird dann auch die Einhaltung eines abgegebenen Fahrplans beinhalten. Neben zu entwickelnden innovativen Regelungskonzepten werden hierbei auch Energiespeicher eine bedeutende Rolle spielen. Ein *saisonaler Energieausgleich* findet beispielsweise in photovoltaikbasierten Inselnystemen statt, indem über das Jahr hinweg photovoltaisch generierte Elektrizität über die Zwischenspeicherung in einem Wasserstoffpfad in den Wintermonaten zur Versorgung der Verbraucher verwendet wird, siehe Kapitel 6.2.4. Die Nutzung von Langzeitwärmespeichern zur Erreichung eines hohen jährlichen solaren Deckungsgrades innerhalb einer Siedlungsversorgung stellt ein weiteres Beispiel der saisonalen Energiespeicherung dar.

Der Einsatz von Energiespeichern in KWK-Systemen trägt sowohl zur Reduzierung der notwendigen und kostenintensiven Spitzenleistung, zur Anpassung an schnell wechselnde Lastanforderungen, als auch zur Entkopplung der stets gleichzeitig auftretenden Generierung von elektrischer und thermischer Energie bei. Die hier genannte Entkopplung vergrößert die technischen Freiheitsgrade zur Realisierung eines wirtschaftlich und ökologisch optimierten Betriebs des Systems, siehe Kapitel 5.1. Gerade bei der zukünftig zu erwartenden flexibleren Tarifgestaltung im elektrischen Versorgungsnetz können Speichertechnologien der Veredlung von Grundlast in Spitzenleistung, sowie zur dezentralen Bereitstellung von Netzdienstleistungen¹⁰ dienen, siehe Kapitel 6.5.

Die zum Teil in Industriebetrieben und im Dienstleistungssektor angestrebte unterbrechungsfreie Stromversorgung bietet weiterhin gute Chancen zur Einführung innovativer Speichertechnologien, da hier technische Anforderungen über die alleinige Betrachtung der Installationskosten dominieren.

In den folgenden Unterkapiteln werden aktuell verfügbare, sowie in der Entwicklungsphase befindliche thermische und elektrische Speichertechnologien vorgestellt. Zum Abschluss des Kapitels werden dann die Ergebnisse unter besonderer Berücksichtigung der Anforderungen an Speichertechnologien in dezentralen Versorgungsstrukturen zusammengefasst, sowie die entwickelte Modellierung der Energiespeicher vorgestellt.

3.3.1 Thermische Energiespeicher

Wärmespeicher werden anhand der *Dauer des Speichervorganges*, der *Temperatur des Speichermediums*, des verwendeten *physikalischen Prinzips*, sowie des *Speichermediums* eingeteilt, Tabelle 3.8.

Tabelle 3.8 Charakteristika von Wärmespeichertechnologien

Dauer der Wärmespeicherung	Temperatur des Speichermediums	Physikalisches Prinzip	Speichermedium
Kurzzeit (einige Stunden bis mehrere Tage)	Niedertemperatur (bis 100 °C)	sensible (Speicherung durch Temp.-änderung eines Stoffes)	Wasser
Langzeit, saisonal (mehrere Tage bis einige Monate)	Mitteltemperatur (100 °C bis 500 °C)	latente (durch Änderung des Aggregatzustandes ohne Änderung der Temperatur)	Paraffine oder Salzhydrate
	Hochtemperatur (über 500 °C)	chemische (Wärme als Bindungsenergie bei Stoffreaktionen)	Metallhydride, Zeolithe

¹⁰ Netzdienstleistung kann beispielsweise die Bereitstellung von Blind- oder Regelleistung sein.

3.3.1.1 Sensible Wärmespeicherung

Die sensible Wärmespeicherung (fühlbare Wärme) zählt zu den weit verbreiteten Formen der Energiespeicherung. Die Speicherkapazität hängt dabei von der Masse sowie der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums und der Temperaturdifferenz zur Umgebung gemäß Gleichung (3.1) ab. Zur Erhitzung von 300 Liter Wasser von 10 °C auf 65 °C sind entsprechend 19,2 kWh aufzuwenden. Wasser ist durch seine hohe Wärmekapazität von $c_p = 4,19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ein sehr gutes Wärmetransportmedium und erlaubt hohe Be- und Entladeleistungen (das Speichermedium wird selbst entladen).

Heißwasser-Kurzzeitwärmespeicher in der Hausenergieversorgung sind meist zylindrisch oder auch kugelförmig aufgebaut und bieten 150 Liter bis 5000 Liter Speichervolumen bei einer maximalen Speichertemperatur von etwa 98 °C. Zur Erreichung von Korrosionsbeständigkeit werden hier Edelstahl-, Kunststoff- oder auch Emaillebeschichtungen verwendet. Die mit steigender Temperatur abnehmende Dichte (1l Wasser von 90 °C wiegt etwa 3,5 % weniger als Wasser von 20 °C) führt zu einer Schichtenbildung im Speicher. Heißes und kaltes Wasser werden somit nicht vermischt. Beim Beladen kann warmes Wasser von oben in den Speicher eingespeist und die entsprechende Menge kalten Wassers aus dem unteren Speicherbereich entnommen werden. Die Entladung findet in umgekehrter Strömungsrichtung statt. Der Betrieb über Wärmetauscher ohne Be- und Entladung des Speichermediums ist ebenfalls möglich. Typische Kenngrößen verfügbarer Speicher sind in Tabelle 3.9 zusammengefasst.

Tabelle 3.9 Kenngrößen von Warmwasser-Kurzzeitwärmespeichern

Speichervolumen [l]	200	300	400
Wirkungsgrad [%]	95	95	95
Selbstentladung [kWh/ 15 Minuten]¹⁾	0.0177	0.0208	0.025
Max. Beladeleistung [kW]	22.9	27.6	44.5
Max. Entladeleistung [kW]	22.9	27.6	44.5
Investitionskosten [€]	1720	2150	2200

1) Die Selbstentladung ergibt sich aus der Angabe des Bereitschaftswärmeaufwandes in kWh/24h bei $T = 65^\circ\text{C}$

Langzeit-Wärmespeicher dienen dem saisonalen thermischen Ausgleich („mit Sommersonne im Winter heizen“) und werden oft in Kombination mit solarthermischen Anlagen betrieben. Typische Baugrößen betragen mindestens 1000 m³, da die Wärmeverluste an die Umgebung (Selbstentladung) von dem Verhältnis von Oberfläche zu Speichervolumen abhängen, welches bei großem Volumen stark abnimmt. Tabelle 3.10 fasst die aus [3-MAN02] entnommenen Daten zu den im Einsatz befindlichen Speichertypen zusammen.

Tabelle 3.10 Kenngrößen der Baukonzepte für Langzeitwärmespeicher aus [3-MAN02]

Heißwasser-Speicher	Kies-Wasser-wärmespeicher	Erdsonden-Wärmespeicher	Aquifer-Wärmespeicher
Speicherkapazität [kWh/ m³]			
60 bis 80	30 bis 50	15 bis 30	30 bis 40
Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent¹⁾ [m³]			
1	1,3 bis 2	3 bis 5	2 bis 3
Speichermedium			
Wasser	Kies-Wasser-Gemisch	Formation im Untergrund	Wassergesättigte Formation im Untergrund
Baukosten für 10.000 m³ Wasseräquivalent [€/m³]			
90-110	80-100	80-100	70-90
Realisierte Projekte (Standort, Speichervolumen [m³], Betrieb seit [Jahr])			
Hamburg, 4500, 1996 Friedrichshafen, 12000, 1996 Hannover, 2700, 2000	Stuttgart, 1050, 1985 Chemnitz, 8000, 2000 Augsburg, 6500, 1999	Neckarsulm, 63300, 2001	Rostock, 20000, 2000

1) Wasser besitzt mit 4,19 kJ/(kg·K) die höchste spezifische Wärmekapazität; wird als Bezugsgröße verwendet

Die vielseitigsten Einsatzmöglichkeiten bietet der *Heißwasser-Wärmespeicher*. In realisierten Speichervolumen bis 12000 m³ wird hier eine Erdgrube ausgehoben, anschließend wärmegeklämt, und mit einer wasserdichten Verkleidung (Stahlbeton, glasfaserverstärkter Kunststoff) versehen. Diese Speicher werden drucklos im Temperaturbereich von 30 °C bis 95 °C betrieben und bieten mit bis zu 100 kW/m³ die höchsten Ladeleistungen. Die Oberfläche kann nach der Versiegelung durch eine Tragkonstruktion genutzt werden.

Bei dem *Kies-Wasser-Wärmespeicher* wird ebenfalls eine Erdgrube ausgehoben, wärmegeklämt, mit einer wasserdichten Verkleidung (Beton, glasfaserverstärkter Kunststoff) versehen und anschließend mit Kies (etwa 60 bis 70 Vol. %) verfüllt. Die Kiesfüllung übernimmt dabei sowohl die Funktion der Statik als auch der Wärmespeicherung. Die Temperaturen sind auf Grund der Materialfestigkeit der Verkleidung auf etwa 95 °C begrenzt. Der Wärmetransport beim Be- und Entladen geschieht über die Wasserfüllung.

Der *Erdsonden-Wärmetauscher* benutzt als Speichermedium das Erdreich bzw. vorhandene Gesteinsschichten. Die Wärme wird über die etwa 20 m bis 100 m langen, senkrecht in den Boden eingebrachten Wärmesonden übertragen. Aufgrund der relativ geringen Wärmeleitung der Sonden zum Erdreich sind im Vergleich zum Heißwasserspeicher keine schnellen Leistungsänderungen möglich. Da eine Wärmedämmung lediglich zur Oberfläche hin erfolgen kann, sind nur sehr große Speicher mit einem großen Verhältnis von Volumen zu Oberfläche sinnvoll. Zyklusverluste betragen gerade in den ersten Jahren des Einschwingvorganges bis zu 50 %. Vorteilhaft sind die geringen Baukosten, da das vorhandene Erdreich als Speichermedium verwendet wird.

Beim *Aquiferspeicher* werden natürliche, räumlich isolierte Grundwasserschichten zur Wärmespeicherung verwendet. Der Wärmeaustausch geschieht über zwei Brunnenbohrungen, wobei das Wasser bei der Speicherbeladung der „kalten Bohrung“ entnommen, über den Wärmetauscher erhitzt und der „warmen Bohrung“ zugeführt wird. Zur Entladung des Speichers wird die beschriebene Flussrichtung umgekehrt. Diese Form der Speicherung stellt hohe Anforderungen an die geologische Struktur des Bodens. Außerdem stellt sie einen großen Eingriff in das Grundwassersystem dar. Aufgrund der geringen Isolierung ist auch hier mit hohen Zyklusverlusten zu rechnen. Die Baukosten sind vergleichsweise gering.

Ausschlaggebend für die Wahl des Baukonzeptes sind die geologischen Gegebenheiten. [3-MAN02] gibt die Wärmekosten unter Berücksichtigung der Pilotanlagen zur Langzeit-Wärmespeicherung mit etwa 40 Cent/kWh an. Anlagen der zweiten Generation erreichen Wärmekosten von etwa 17 Cent/kWh, wobei die Zielgröße bei etwa 12 Cent/kWh gesehen wird. Eine Zusammenfassung der bisherigen Ergebnisse des 1993 begonnenen Programms „Solarthermie 2000“ zum Bau von Pilot- und Demonstrationsanlagen steht unter [3-BIN01] sowie [3-MAN06] zur Verfügung.

3.3.1.2 Latente Wärmespeicherung

Die im Phasenübergang von Stoffen aufgenommene oder abgegebene Wärmemenge wird als latente (versteckte) Wärme bezeichnet. Der Energietransport führt dabei zu keiner merklichen Änderung der Temperatur sondern wird vielmehr zur Änderung des Aggregatzustandes des Speichermediums verwendet. Besonders bekannt ist dieses Phänomen bei Wasser. Am Phasenübergang bei 0 °C kann dem Eis Wärme zugeführt werden, ohne dass sich dessen Temperatur erhöht, bis es vollständig geschmolzen ist. Führt man weiterhin Wärmeenergie hinzu, so tritt bei 100 °C erneut eine Phasenumwandlung ein und das Wasser verdampft. Im umgekehrten Phasenübergang, vom flüssigen zum festen Zustand, wird die gespeicherte Latentwärme bei konstanter Temperatur wieder abgegeben. Außerhalb des Phasenübergangs verhält sich das Material wie ein herkömmliches, sensibles Speichermedium.

Speichermedien für Latentwärmespeicher sind beispielsweise Salzhydrate (30 – 80 °C) und Paraffine (10 – 60 °C). Eine typische Energiedichte beträgt etwa 120 kWh/m³. Latentwärmespeicher werden derzeit beispielsweise für den Einsatz in mobilen Speichersystemen erprobt. Die Kenndatenerfassung einer Pilotanlage im Betrieb zeigt [3-WEI06].

3.3.1.3 Chemische Wärmespeicherung

Bei der Wärmespeicherung in Sorptionssystemen wird die Anlagerung von Wassermolekülen an mikroporösen Materialien energetisch genutzt. Als Speichermedien (Adsorbentien) werden Metallhydride (280°C - 500°C), Silicagele (40°C - 100°C), oder Zeolithe (100°C - 300°C) eingesetzt.

Wird einem Zeolithspeicher innerhalb des Desorptionsprozesses Wärme zugeführt, so verdampft zuvor gebundenes Wasser; das Zeolith trocknet aus und speichert so die zugeführte Energie. Wird zu einem späteren Zeitpunkt wieder Wasserdampf zugeführt, so saugt die schwammartige Struktur dieses auf und erzeugt bei der Adsorption einen hohen Temperaturhub. Die entstehende Wärme kann wieder an die Umgebung abgegeben werden. Zeolithe besitzen eine Energiedichte von bis zu 270 kWh/m³ und zeichnen sich besonders durch die verlustfreie Speicherung der Energie aus, wobei jedoch die notwendigen Hilfsaggregate beispielsweise zur Zu- und Abführung des Wasserdampfes Energie benötigen. Aktuelle Forschungsarbeiten beschäftigen sich mit dem Einsatz von Zeolithen zur Entwicklung mobiler Wärmespeicher im industriellen Einsatz, [3-STO06].

[3-HAU02] berichtet von einer Demonstrations-Heizungsanlage mit Zeolithspeicher innerhalb eines öffentlichen Gebäudes in München. Marktreife Wärmepumpensysteme setzen den Adsorptionsprozess der Zeolithe zur Steigerung des Gesamtnutzungsgrades ein, [3-VAI05].

3.3.2 Elektrische Energiespeicher

Neben der im letzten Unterkapitel erläuterten Speicherung von Wärme werden auch durch die Speicherung elektrischer Energie Versorgungssysteme in ihrer Funktionalität erweitert und in ihrer Wirtschaftlichkeit aufgewertet. Tabelle 3.11 gibt eine Übersicht der existierenden direkten und indirekten Verfahren zur Speicherung elektrischer Energie.

Tabelle 3.11 Verfahren zur Speicherung elektrischer Energie

Direkte Verfahren	Indirekte Verfahren	
elektrisch	elektro-chemisch	mechanisch
Supraleiter (SMES)	Akkumulator	Schwungmassenspeicher
Kondensator (Supercap)	Wasserstoff	Druckluft
		Pumpspeicherwerk

Details zu den einzelnen Technologien sind in den folgenden Unterkapiteln zusammengefasst.

3.3.2.1 Der supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)

Im SMES wird die Energie in einem elektro-magnetischen Feld gespeichert, welches über einen Gleichstrom in supraleitenden Spulen hoher Induktivität generiert wird. Da keine Umwandlung der Energieform notwendig ist und aufgrund der Supraleitung nahezu keine elektrischen Verluste auftreten, verspricht diese Art der Speicherung

- einen hohen (theoretischen) Wirkungsgrad
- hohe Leistungsgradienten bei der Be- und Entladung des Speichers
- Regelbarkeit abgegebener Wirk- und Blindleistung über den Umrichter
- nahezu unbegrenzte Zyklenanzahl und problemlose Tiefenentladung, sowie
- eine hohe Lebensdauer.

Der zur Hin- und Rückwandlung zwischen Wechsel- und Gleichspannung notwendige Umrichter mit Wirkungsgraden über 95 % erlaubt im Vier-Quadrantenbetrieb eine dynamische Regelung der umgesetzten Wirk- und Blindleistung. Als technisch einsetzbarer Supraleiter wird oft die Legierung Niob-Titan verwendet, wobei zur Einhaltung der kritischen Temperatur von 9,5 K (-263,5°C) flüssiges Helium als Kühlmedium eingesetzt und Stromdichten bis 3000 A/mm² erreicht werden.

Während die seit einigen Jahrzehnten diskutierten SMES im Gigawattbereich nicht realisiert werden konnten, existieren marktreife Anwendungen der supraleitenden magnetischen Energiespeicher in der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV). Die Anlagen dienen zur Überbrückung kurzzeitiger Spannungseinbrüche bei störungsempfindlichen industriellen Verbrauchern (z.B. Halbleiterfertigung) und bieten hohe Leistungen bei vergleichsweise geringem Energieinhalt.

Die installierte Leistung einer hier beispielhaft aufgeführten Anlage aus [3-JUE02] beträgt 2 MVA und steht für eine Dauer von 0,77 s (0,42 kWh), eine Leistung von 1 MVA für 2,3 s (0,64 kWh) zur Verfügung. Die Regelkühlleistung des notwendigen Cryo-Kühlers beträgt 13 kW. Die Installationskosten der Gesamtanlage betragen etwa 220 €/kVA. Dies entspricht bei der obigen Anlage etwa 350 k€/kWh. Aktuelle Entwicklungen eines Hochtemperatursupraleiters mit einer Temperatur von etwa 25 K, einem Energieinhalt von 2,8 kWh sowie einer elektrischen Leistung von 10 MVA werden in der gleichen Literaturquelle ebenfalls vorgestellt.

[3-SIM98] beschreibt den Aufbau einer Demonstrationsanlage, die bei einer Induktivität L der Spulen von etwa 4,4 H, sowie einem Betriebsstrom I von 300 A über eine Leistung von 80 kVA und einen Energieinhalt von

$$W = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \approx 200 \text{ kJ} = 55,6 \text{ Wh} \quad (3.3)$$

verfügt.

3.3.2.2 Doppelschichtkondensatoren

Doppelschicht-Kondensatoren (DSK) speichern die Energie in einem elektrostatischen Feld. An den beiden mit einem Elektrolyten benetzten Elektroden, sammeln sich dabei beim Anlegen der externen Spannung Ladungsträger unterschiedlicher Polarität. Die im Vergleich zu herkömmlichen Kondensatoren extrem hohe Kapazität der Doppelschicht-Kondensatoren beruht auf dem geringen Abstand, sowie der großen Oberfläche der verwendeten Elektroden. Die Kapazität handelsüblicher Produkte liegt zurzeit bei 2 F bis 3000 F bei einer zugehörigen Betriebsspannung von etwa 50 V bis 2,7 V, siehe [3-WDK06]. Kapazität und Spannungsfestigkeit und somit die Speicherkapazität lassen sich durch Reihen- und Parallelschaltung einzelner Zellen vergrößern. Eine aktuelle Anwendung von Doppelschichtkondensatoren besteht in der Notstromversorgung des Antriebs zur Rotorblattverstellung in modernen Windeenergieanlagen. Die hierbei verwendeten DSK-Module besitzen eine Kapazität C von etwa 20 F, sowie eine Betriebsspannung U von 300 V, [3-THO06]. Die gespeicherte elektrische Energie berechnet sich daraus zu

$$W = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U^2 \approx 0,9 \text{ MJ} \approx 0,25 \text{ kWh} \quad (3.4)$$

und liegt damit durchaus in einer auch für die Hausenergieversorgung relevanten Größenordnung. Die Kosten der Energiespeicherung mit Doppelschicht-Kondensatoren liegen etwa bei 14 k€/kWh.

Vergleichbar mit den bereits bei den SMES genannten Charakteristika verspricht diese Art der Speicherung elektrischer Energie

- einen hohen Wirkungsgrad von etwa 80 % - 94 %
- hohe Leistungsgradienten bei der Be- und Entladung des Speichers
- Regelbarkeit abgegebener Wirk- und Blindleistung über den notwendigen Umrichter
- eine Zyklenanzahl von > 500000 und problemlose Tiefenentladung
- sowie eine Lebensdauer von etwa 10 Jahren.

Die aktuelle Marktentwicklung fasst [3-KÖT02] zusammen.

3.3.2.3 Schwungmassenspeicher

In Schwungmassenspeichern wird elektrische Energie in Form von kinetischer Energie gespeichert. Die wesentlichen Speicherkomponenten sind das Schwungrad, die elektrische Maschine zur Energiewandlung, sowie die Umrichtertechnik, die eine Entkopplung der variablen mechanischen Dreh-

zahl von der festen elektrischen Netzfrequenz ermöglicht. Da sich die gespeicherte Rotationsenergie

$$W = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (3.5)$$

aus dem Produkt der Massenträgheit J und dem Quadrat der Winkelgeschwindigkeit ω berechnet, werden moderne Schwungmassenspeicher mit hohen Drehzahlen betrieben. Aufgrund der benötigten hohen Zugfestigkeit wird der Rotationskörper bei den schnell drehenden Ausführungen statt aus Stahl aus Faserverbundwerkstoffen hergestellt und zur Begrenzung der mechanischen Verluste in einem Vakuum betrieben. Verfügbare Schwungmassenspeicher werden bei 3000 U/min bis 25000 U/min betrieben und bieten bei einer elektrischen Nennleistung von 150 kW bis 350 kW eine Speicherkapazität von 2 kWh bis 6 kWh, [3-TÄU02]. Aufgrund der hohen Leerlaufverluste (bis zu 7 % der Nennleistung) sind die Schwungmassenspeicher trotz des hohen Wirkungsgrades eines Be- und Entladevorganges (bis 95 %) hauptsächlich für die kurzzeitige Speicherung elektrischer Energie im Minutenbereich bei einer hohen Zyklenzahl (> 1 Mio.) geeignet. Sie werden derzeit beispielsweise zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), und in Power Quality Anwendungen der Bahnenergieversorgung [3-DAR03], sowie in einem Pilotprojekt zur Stützung eines windenergiebasierten Inselnetzes eingesetzt, [3-HYD03], siehe auch Kapitel 6.3.2.

3.3.2.4 Druckgasspeicher

Der *großtechnische Einsatz* eines Druckluftspeichers in Kombination mit einem Gasturbinenkraftwerk wird in Huntorf, in Ostfriesland, bereits seit 1978 betrieben, [3-CRO01]. Zwei Salzkavernen mit einem Gesamtvolumen von etwa 300.000 m³ und einer Tiefe von 700 m wurden künstlich ausgesolt¹¹ und werden verwendet, um in Schwachlastzeiten des elektrischen Verbundnetzes komprimierte Luft mit Drücken bis 70 bar zu speichern. Bei Bedarf an elektrischer Energie kann der Druck dann über die Gasturbine abgebaut werden, wobei lediglich die Energie zum Erhitzen der Luft aufgebracht werden muss. Die elektrische Nennleistung von 290 MW ist bereits 10 Minuten nach dem Start erreicht (50% nach 3 Minuten) und steht bei maximal aufgeladenem Speicher für etwa 3 Stunden zur Verfügung (870 MWh). Der Kompressor besitzt eine Nennleistung von 60 MW. Ein Aufladen des Speichers dauert somit etwa 14 Stunden, [3-CRO03]. Anfang der neunziger Jahre wurde eine ähnliche Anlage in McIntosh, Alabama, USA errichtet. Sie besitzt in einer Einzelkaverne ein Speichervolumen von 538.000 m³ und stellt mit ihrer Turbine 110 MW für eine Dauer von etwa 26 Stunden zur Verfügung (2860 MWh). Die Druckverluste in den Kavernen werden mit unter 1 % pro Jahr angegeben. Der Zyklus-Wirkungsgrad beträgt etwa 45 %, [3-TUS02]. Weitere Anlagen sind derzeit beispielsweise in den USA geplant. Kombinierte Druckluftspeicher und Gasturbinenkraftwerke stellen technisch ausgereift Verfahren dar, können jedoch aufgrund der benötigten Kavernenstrukturen nicht an beliebigen Orten aufgebaut werden.

Dezentrale Energiespeicher auf Basis komprimierter Gase stehen derzeit in ersten Pilotanlagen zur Verfügung. [3-TÄU06] beschreibt eine technische Realisierung, welche auf den Ausführungen in [3-REL02] basiert. Das Prinzip der Energiespeicherung besteht hier darin mit Hilfe eines elektrischen Generators sowie einer Hydraulikpumpe Stickstoff innerhalb eines Hochdruckbehälters zu komprimieren. Bei der Umkehrung des Prozesses wird der Stickstoff über die nun im Motorbetrieb arbeitende Hydraulikpumpe entspannt und der Generator angetrieben. Die Entkopplung der variablen mechanischen Drehzahl von der festen elektrischen Netzfrequenz geschieht über einen Zwischenkreisumrichter. Zur Beherrschung der hierbei verwendeten Speicherdrücke von bis zu 400 bar wurde das auch aus Schwungmassenspeichern bekannte Faserverbundmaterial verwendet. Die entwickelte Pilotanlage besitzt die in Tabelle 3.12 aufgeführten technischen Daten.

¹¹ Aussolen bezeichnet das Auswaschen des Salzes aus dem Gestein. Das gelöste Salz wurde hier auf einem etwa 30 km langen Weg über die Hunte und die Weser in die Nordsee geleitet.

Tabelle 3.12 Technische Daten eines Druckgasspeichers, [3-TÄU06].

Energieinhalt	Nennleistung	Wirkungsgrad	Lebensdauer	Kosten
2,75 kWh	2,0 kW	70 – 90 %	7000 Zyklen oder 20 Jahre	ca. 2000 €/ kWh ¹⁾

1) ohne Leistungselektronik

Der Gesamtwirkungsgrad ist hauptsächlich von der verwendeten Auf- bzw. Entladegeschwindigkeit und der resultierenden Erwärmung des Gases abhängig. Die Selbstentladung im Druckgasbehälter kann vernachlässigt werden.

3.3.2.5 Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke wandeln elektrische und potenzielle Energie ineinander um. Zu Schwachlastzeiten des elektrischen Verbundnetzes wird Wasser über die vom Elektromotor angetriebene Pumpe durch Rohrleitungen in ein hochgelegenes Speicherbecken (Oberbecken) gepumpt. Bei Bedarf kann das Wasser wieder in das Unterbecken entlassen werden. Die dabei in einer Turbine und einem Generator generierte elektrische Leistung steht dann dem Verbundnetz wieder zur Verfügung. Die Speicherkapazität ist grundsätzlich abhängig von der Masse des Wassers im Oberbeckens, sowie dem nutzbaren Höhenunterschied h zwischen Oberbecken und der Turbine.

$$W = m \cdot g \cdot h \quad (3.6)$$

Da die Leistung bereits nach wenigen Minuten verfügbar ist, werden die Pumpspeicherkraftwerke zur Bereitstellung von Regelleistung innerhalb des Verbundnetzes verwendet. Die in Deutschland aktiven Anlagen haben eine installierte Leistung von etwa 4215 MW, [3-WPS06]. Das modernste deutsche Pumpspeicherwerk Goldisthal [3-BOG02] mit einer elektrischen Leistung von 1060 MW und einem Oberbeckenvolumen von 12 Mio. m³ wurde 2003 in Betrieb genommen. Zwei der vier vorhandenen Generatoren sind hier mit drehzahlvariablen doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren ausgeführt und erlauben eine dynamische Regelung der mit dem elektrischen Netz ausgetauschten Wirk- und Blindleistung, [3-GRO01].

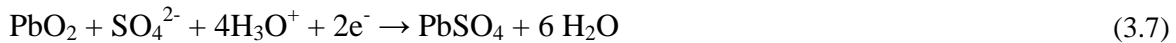
Der von den Einzelwirkungsgraden der Pumpe, der Turbine und des Generators abhängige Zykluswirkungsgrad beträgt bei diesem Verfahren etwa 70-80%. Der Füllstand des Oberbeckens wird außerdem durch orts- und jahreszeitabhängige Verdunstung, Regenfälle, sowie einen eventuell vorhandenen natürlichen Zufluss des Speichersees beeinflusst. Aufgrund der linear vom Höhenunterschied der beiden Staubecken abhängigen und im Vergleich zu anderen Speichertechnologien äußerst geringen Energiedichte von 0,01 Wh/kg (3,7 m) bis 1 Wh/kg (367 m) scheint eine dezentrale Nutzung dieser Speichertechnologie nur für besondere Anwendungsfälle z.B. im Hochgebirge sinnvoll.

3.3.2.6 Akkumulatoren

Ein Akkumulator (auch Sekundär-Zelle) basiert auf der Reihenschaltung *Galvanischer Zellen* und bietet die Möglichkeit der elektro-chemischen Energiespeicherung. Akkumulatoren werden anhand des verwendeten Elektrodenmaterials, sowie des zwischen ihnen befindlichen Elektrolyten unterschieden. Die Nennspannung des Akkumulators ist grundsätzlich abhängig vom verwendeten Elektrodenmaterial und wird zusätzlich vom aktuellen Ladezustand sowie der vorherrschenden Stromstärke beeinflusst.

In der elektrischen Energietechnik finden derzeit hauptsächlich der Blei-, Nickel-Cadmium- und Nickel-Metallhydrid-Akkumulator Anwendung. Aufgrund seiner großen Verbreitung soll die generelle Funktionsweise am Beispiel des Blei-Akkumulators erläutert werden:

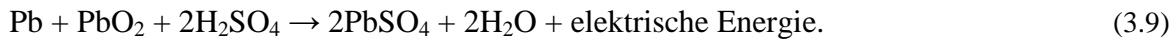
Im aufgeladenen Zustand besteht die Anode aus Bleidioxid (PbO₂), die Kathode aus Blei. Als Elektrolyt wird 20- bis 40-prozentige Schwefelsäure (H₂SO₄) verwendet. Die zwischen den Polen abgreifbare elektrische Nennspannung beträgt in diesem Zustand etwa 2,06 V. Wird ein elektrischer Verbraucher angeschlossen so findet der Entladevorgang entsprechend der folgenden Reaktionsgleichungen an der Anode



bzw. der Kathode



statt. Die Gesamtreaktionsgleichung lautet entsprechend:



Im entladenen Zustand des Akkumulators bestehen somit beide Elektroden aus Bleisulfat (PbSO_4). Der *Bleiakkumulator* zeichnet sich durch seine relativ geringen Preise aufgrund der hohen Stückzahlen aus. Ein Recyclingsystem ist in vielen Ländern etabliert. Der erhebliche Einfluss der Betriebsweise sowie der Temperatur auf die Speicherkapazität, sowie die geringe Zyklenanzahl (Lebensdauer) sind negativ zu bewerten. Eine Tiefenentladung ist zu vermeiden.

Die höhere Energiedichte des *Nickel-Cadmium-Akkumulators*, welche gleichen Energieinhalt bei reduziertem Gewicht ermöglicht, ist besonders bei mobilen Anwendungen ein Vorteil. Die höhere Zyklenzahl, der größere Betriebstemperaturbereich, höhere zulässige Be- und Entladeströme und geringere Probleme mit der Tiefenentladung ermöglichen einen flexibleren Einsatz. Die höheren Kosten, die höhere Selbstentladungsrate, der vorhandene Memory-Effekt, sowie besonders die schlechte Umweltverträglichkeit¹² (Cadmium erzeugt Organschäden und Krebs) sind negativ zu bewerten. Der *Nickel-Metallhydrid-Akkumulator* wird als Nachfolger des NiCd-Akkumulator bezeichnet. Positiv kann die höhere Energiedichte, sowie der hier fehlende Memory-Effekt bewertet werden. Nachteilig sind der geringere Betriebstemperaturbereich, die noch geringe Leistungsdichte, sowie die höhere Selbstentladung zu bewerten. Der Nickel-Metallhydrid-Akkumulator gilt als viel versprechende Technik und wird beispielsweise in der Automobilbranche als Energiespeicher von PKW mit Elektromotor eingesetzt [3-BAD00]. Die charakteristischen Merkmale der verschiedenen Akkumulatortypen sind in Tabelle 3.13 zusammengefasst.

Tabelle 3.13 Charakteristische Daten von Akkumulatoren aus [3-QUA98]

Akkumulatortyp	Blei	NiCd	NiMH	NaS
positive Elektrode	PbO_2	NiOOH	NiOOH	S
negative Elektrode	PbO	Cd	Metalle	Na
Elektrolyt	$\text{H}_2\text{SO}_4 + \text{H}_2\text{O}$	$\text{KOH} + \text{H}_2\text{O}$	$\text{KOH} + \text{H}_2\text{O}$	$\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$
Energiedichte [Wh/l]	10...100	80...140	100...160	150...160
Energiedichte [Wh/kg]	25...35	30...50	50...80	100
Zellspannung [V]	2	1,2	1,2	2,1
Lade-/Entladezyklen	500...1500	1500...3000	ca. 1000	ca. 1500
Betriebstemperatur [C°]	-10...55	-20...55	-20...45	290...350
Selbstentladungsrate pro Monat [%]	5...15	20...30	15...40	0
Wirkungsgrad [%]	70..85	60..70	60..85	80..95

Häufig werden Akkumulatoren als Kurzzeitspeicher in elektrischen Inselfsystemen eingesetzt. Ein besonders eindruckvolles Beispiel hierfür stellt der auf Bleiakkumulatoren basierende Speicher des ehemaligen Berliner Energie-Versorgungsunternehmens BEWAG zu Zeiten des Inselbetriebes von Westberlin dar. Anfang der neunziger Jahre war hier eine Speicherkapazität von 14,4 MWh installiert, wobei aufgrund der sehr schnellen elektro-chemischen Prozesse eine Leistung von 17 MW quasi verzögerungsfrei zur Verfügung stand. Die Anlage diente zur Veredelung von Grundlast in Spitzenleistung, sowie für die Bereitstellung von Regelleistung. Weltweit existieren mehrere Großanlagen bis 70 MW. Die Speicherung elektrischer Energie dieser Größenordnung in Akkumulatoren stellt aber sicherlich gerade wegen der hohen Investitions- und Betriebskosten eine Ausnahme dar, die nur unter besonderen technischen Bedingungen zum Einsatz kommt. Weitaus verbreiteter

¹² Die EU prüft derzeit ein generelles Verbot für den Einsatz von cadmiumhaltigen Akkumulatoren.

ist der Einsatz von Akkumulatoren in photovoltaischen Inselnetzen (Hybridsystem) zum Ausgleich zwischen solarem Angebot und elektrischem Verbrauch, [3-HAR01]. Die Onlinebestimmung des aktuellen Ladezustandes, sowie des Alterungsgrades eines Akkumulators ist für Betriebsentscheidungen essentiell, stellt jedoch wegen der komplexen elektro-chemischen Vorgänge im Akkumulator ein großes technisches Problem dar. Simulationsbasierte Verfahren, die den Zustand eines Akkumulators aus aktuellen Messungen der Strom-Spannungskennlinie unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses berechnen, stehen beispielsweise in [3-BEC02] zur Verfügung.

3.3.2.7 Wasserstoffspeicher

Prinzipiell wird die Wasserstoffspeicherung in die drei Bereiche *Druckgas*, *Flüssiggas* und *Feststoff* untergliedert.

Wasserstoff-Druckgasspeicher stellen ein weit verbreitetes Verfahren dar, (siehe auch Kapitel 3.3.2.4). Der mittels eines Hochdruckelektrolyseurs (siehe Kapitel 3.4.1) oder eines Kompressors verdichtete Wasserstoff wird hierbei in einem Druckgasspeicher verfüllt. Da die Speicherfähigkeit durch das verfügbare Volumen, sowie den Speicherdruck bestimmt wird, werden moderne Druckgasspeicher für Erdgas und Wasserstoff in Faserverbundbauweise¹³ hergestellt. Somit können Drücke bis zu 700 bar erreicht werden, [3-OTT02]. Der Zykluswirkungsgrad des Druckspeichers wird im Wesentlichen durch die Geschwindigkeit des Be- und Entladens und die daraus resultierenden Wärmeverluste bestimmt, wobei Werte über 95 % erreicht werden können, [3-TÄU06]. Am Markt verfügbare Systeme kosten zwischen 0,05 und 0,14 US\$ pro Normliter Wasserstoff, [3-GLÖ03].

Die *Flüssigspeicherung* von Wasserstoff, welche eine Betriebstemperatur unter -253 °C erfordert, sowie bei einem Betriebsdruck von etwa 6 bar erfolgt, bietet gegenüber der Druckspeicherung bei 200 bar eine auf die Masse bezogene Steigerung der Energiedichte um den Faktor 6. Die hohen Anforderungen an die Wärmeisolierung der Speichersysteme, Transferleitungen und Tankkupplungen und die damit verbundenen hohen Kosten sind jedoch negativ zu bewerten. Der dennoch vorhandene Wärmeeintrag in das Speichersystem führt durch die Temperatursteigerung zur Bildung geringer Mengen gasförmigen Wasserstoffs. Um der damit verbundenen Drucksteigerung entgegenzuwirken, muss regelmäßig gasförmiger Wasserstoff abgelassen werden. Gut isolierte Systeme erreichen hierbei Abdampfverluste von 1-2 % pro Tag, [3-OTT02]. Ein Vorteil der Speicherung flüssigen Wasserstoffs liegt in der Erzielbarkeit schnellerer Betankungszeiten im Vergleich zum Druckgasspeicher.

Die auf *Feststoffen* basierende H_2 -Speicherung lässt sich in die Bereiche Metallhydride, Chemische Hydride, sowie Nanokohlenstoffe einteilen. Bei der Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Metallhydriden wird Wasserstoff auf molekularer Ebene adsorbiert und als elementarer Wasserstoff in das Metallgitter eingebaut, wobei eines der in der Legierung frei beweglichen Elektronen gebunden wird. Die materialabhängige Aufnahmefähigkeit pro Kubikzentimeter Metall schwankt zwischen 20 und 600 Kubikzentimetern gasförmigen Wasserstoffs, so dass auf diese Weise die volumenspezifische Energiedichte der flüssigen Wasserstoffspeicherung übertroffen wird. Dieses Verfahren erlaubt eine weitestgehend verlustfreie Speicherung, benötigt zur Freisetzung des gespeicherten Wasserstoffs jedoch hohe Temperaturen. Das hohe Gewicht stellt insbesondere bei hohen Speicherkapazitäten ein Problem dar.

Während die Verfahren der Druck- und Flüssiggasspeicher prinzipiell entwickelt sind und sich derzeitige Arbeiten im Wesentlichen mit der Steigerung der Effizienz und der Reduzierung der Kosten befassen, befinden sich die auf Sorptionsprozessen basierenden Feststoffspeicher in wesentlichen Aspekten noch in der Grundlagenforschung, [3-MAR06].

3.3.3 Zusammenfassung zu den untersuchten Energiespeichertechnologien

¹³ Die innere Speicherhülle aus Edelstahl oder Aluminium wird von Glas- oder Kohlenstofffasern umgeben.

Die in den letzten Kapiteln dargestellten Informationen zum aktuellen Entwicklungsstand thermischer und elektrischer Energiespeicher zeigen deutlich die große Vielfalt sowie die intensiven Forschungsaktivitäten in unterschiedlichsten Technologien auf.

Für den in der vorliegenden Arbeit fokussierten Einsatz in der *dezentralen Hausenergieversorgung* kommt zur *Wärmespeicherung* über Stunden bis zu Tagen den Heißwasser-Kurzzeitwärmespeichern auf Basis sensibler Wärmespeicherung eine zentrale Bedeutung zu. Alternative Technologien befinden sich in der Prototypphase und bieten für Einsatzgebiete mit besonderen Anforderungen an eine kleine räumliche Speicherausdehnung interessante Optionen. Zur saisonalen Wärmespeicherung in größeren Siedlungsstrukturen stellen Langzeitwärmespeicher (sensible Wärmespeicherung) das Mittel der Wahl dar, wobei in den nächsten Jahren erhebliche Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen zu erwarten sind.

Im Bereich der *elektrischen Energiespeicher* gibt es sowohl innerhalb der Kurzzeit-, als auch der Langzeitspeicher erhebliche Forschungsanstrengungen. In industriellen Anwendungen der Power-Quality, sowie der unterbrechungsfreien Stromversorgung – in denen hohe Leistungen für kurze Zeiten benötigt werden – konnten innovative Technologien wie Schwungradspeicher, Doppelschicht-Kondensatoren, aber auch supraleitende magnetische Energiespeicher trotz ihrer teilweise erheblichen Kosten Marktanteile einnehmen.

Für den in elektrischen *Inselsystemen* unverzichtbaren Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch im Kurzzeitbereich stellen die vielseitigen Akkumulatortechnologien nach wie vor ein gutes Angebot dar. Doppelschicht-Kondensatoren bieten bei Anwendungen mit begrenztem Energiebedarf, sowie geforderter hoher Zyklenzahl zunehmend eine Alternative. Innerhalb der Langzeitspeicherung gibt es erhebliche Forschungsanstrengungen in der Wasserstoffspeicherung inklusive Elektrolyseur und Brennstoffzelle. Vereinzelt Aktivitäten sind in der technisch vergleichsweise einfachen (kostengünstigen) sowie viel versprechenden dezentralen Druckgasspeicherung zu beobachten.

Der Einsatz elektrischer Energiespeicher in der Haus- und Siedlungsenergieversorgung mit bestehender Anbindung an das öffentliche Versorgungsnetz stellt lediglich in Kombination mit dezentraler Stromerzeugung eine Option dar, muss jedoch im Einzelfall anhand des Lastverlaufes, der Charakteristika der dezentralen Stromerzeugung, sowie der Tarifstrukturen untersucht werden. Die zukünftig erwartete flexiblere Tarifgestaltung stellt hier in Kombination mit μ -KWK und Kurzzeit-Speichern eine interessante Entwicklungsmöglichkeit zur Erbringung von Netzdienstleistungen dar.

3.3.4 Betriebliche Modellierung von Energiespeichern

Aus betrieblicher Sicht aller beschriebenen elektrischen und thermischen Technologien stellt die Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch den entscheidenden Vorteil eines Energiespeichers dar, da sie u.a. die Flexibilität der in Kapitel 5.1 beschriebenen Managementmethoden erhöht. Aufgrund der vielfältigen Prinzipien der vorgestellten Speichertechnologien bietet die entwickelte Modellierung die Möglichkeit, das betriebliche Verhalten der unterschiedlichen Energiespeicher detailliert sowie mit Hilfe einer einheitlichen Beschreibung abzubilden, ohne die unterschiedlichsten physikalischen Prinzipien jeweils differenziert zu betrachten.

Sowohl elektrische als auch thermische Speicher werden innerhalb der Modellierung durch

- die Speicherkapazität,
- die maximale Be- und Entladeleistungen,
- die Zeitkonstanten des Lade- und Entladevorganges,
- den Zykluswirkungsgrad eines Lade- Entladevorganges, sowie
- eine vom Füllstand abhängige Selbstentladungsrate

in ihrer charakteristischen Betriebsweise abgebildet.

Der aktuelle Speicherinhalt ergibt sich aus den Berechnungen als verfügbare Energie beziehungsweise wahlweise prozentual bezogen auf die maximale Speicherkapazität. Abweichende Typangaben spezieller Speicher (z.B. Wärmespeicher: Volumen und Betriebstemperatur, Akkumulator: Betriebsspannung und Amperestunden) werden über entwickelte Schnittstellen umgerechnet. Der aktuelle Speicherinhalt wird überwacht und steht anderen Komponenten zur Verfügung. So kann das bevorstehende Erreichen des maximalen Speicherfüllstandes (Speicherkapazität) beispielsweise als Impulsgeber für das in Kapitel 6.5 beschriebene Abschalten der Kraft-Wärme-Kopplungsanlage dienen. Das Unterschreiten eines unteren Schwellwertes kann beispielsweise in μ -KWK-Systemen (siehe Kapitel 3.2.1) den Spitzenkessel (thermischer Speicherinhalt zu gering) oder in Inselsystemen die Brennstoffzelle (Speicherinhalt des Akkumulators zu gering) aktivieren. Die maximalen Be- und Entladeleistungen charakterisieren zusammen mit den zugehörigen Zeitkonstanten das dynamische Speicherverhalten. Der Zykluswirkungsgrad eines Be- und Entladevorganges sowie die vom Füllstand abhängigen Verluste pro Zeiteinheit (Selbstentladungsrate) bilden die Effizienz der Energiewandlung, sowie das Zeitverhalten der Kurz- und Langzeitspeicher ab. Die Geschwindigkeit der Selbstentladung weist in der Regel im vollständig aufgeladenen Zustand ein Maximum auf und nimmt mit sinkendem Energieinhalt ab.

Abbildung 3.11 zeigt am Beispiel der aus [3-TÄU02] entnommenen Daten eines Schwungradspeichers die vom Speicherinhalt abhängige Selbstentladungsrate in Prozent der Speicherkapazität, sowie die entsprechenden Simulationsergebnisse des durch die Selbstentladung abnehmenden Speicherinhalts in Viertelstunden-Zeitschritten; zum Startzeitpunkt $t = 0$ ist der Speicher vollständig geladen. Nach 3 Stunden ist für die hier verwendeten Daten der Speicher also zu 50 % entladen. Alle Größen können außerdem über Kennfelder oder mathematische Beziehungen als Funktion externer Größen (beispielsweise der Außentemperatur) abgebildet werden.

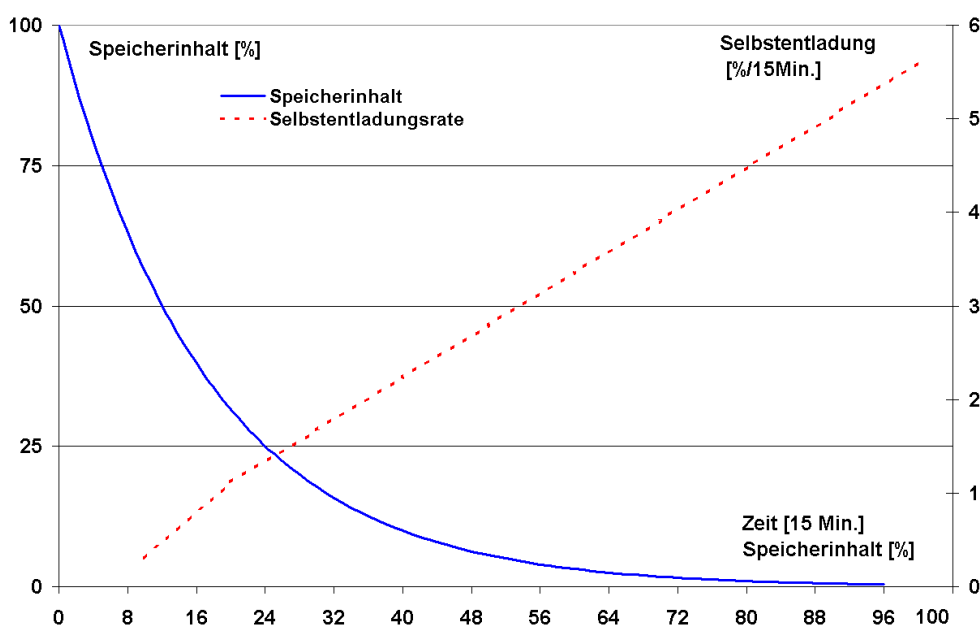


Abbildung 3.11: Zusammenhang zwischen Selbstentladungsrate und Speicherinhalt eines Kurzzeitspeichers

Abbildung 3.12 stellt zusammenfassend das entwickelte Energiespeicher-Modell inklusive der implementierten Charakteristika sowie der vorzugebenen und vom Modell zur Verfügung gestellten Größen dar. Die Anwendung des Modells ist beispielsweise in Kapitel 6.2, 6.3 und 6.5 gegeben.

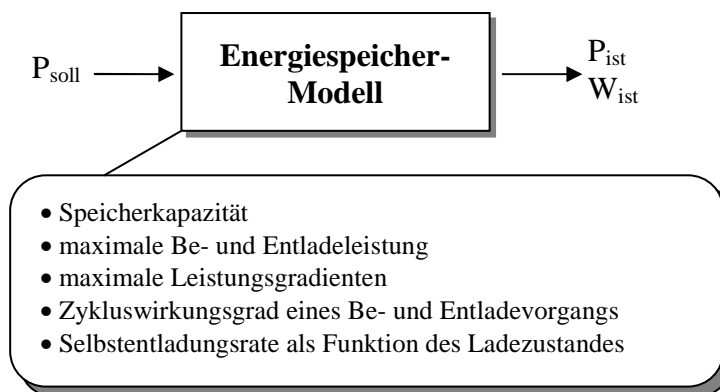
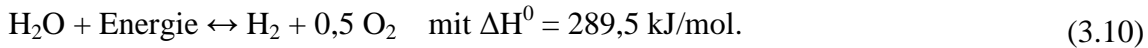


Abbildung 3.12: Entwickeltes Energiespeicher-Modell

3.4 Methoden der Wasserstofferzeugung

Wasserstoff bietet mit einer hohen massenbezogene Energiedichte von 120 MJ/kg (Benzin 44 MJ/kg) und den bereits verfügbaren, sowie den momentan in der Entwicklung befindlichen Methoden der Wasserstofferzeugung eine interessante Option der Langzeit-Energiespeicherung.

Die Verfahren zur Herstellung von H₂ folgen in einem oder mehreren Reaktionsschritten der Gleichung der Wasserspaltung



Aus der Reaktionsenthalpie H⁰ folgt also der mindestens notwendige Energieeinsatz von 289,5 kJ zur Erzeugung von 2 Gramm Wasserstoff, wobei die Energie in den im Folgenden beschriebenen Verfahren in unterschiedlicher Form zur Verfügung gestellt wird.

3.4.1 Elektrolyse

Der Einsatz elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyse bietet die Möglichkeit einer langfristigen Energiespeicherung, sowie der anschließenden, bedarfsorientierten Generierung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen, 3.2.1. Neben dem Umwandlungswirkungsgrad und eventuell auftretenden Speicherverlusten ist hierbei zu beachten, dass die eingesetzte elektrische Energie in einem von der Stromkennzahl der KWK-Anlage abhängigen Verhältnis in elektrischer und thermischer Energie wieder zur Verfügung gestellt wird.

Die Wasserstoffelektrolyse basiert wie die Brennstoffzellenreaktion auf den in Gleichung (4.3) dargestellten elektrochemischen Prinzipien. Während im Brennstoffzellenprozess Wasserstoff und Sauerstoff unter der Abgabe elektrischer Energie in Wasser umgewandelt werden, ermöglicht die Elektrolyse unter Zuführung elektrischer Energie die Aufspaltung von Wasser in die beiden genannten Bestandteile. Auch die Verfahren der Elektrolyse werden anhand des Elektrolyten unterteilt, siehe Tabelle 3.14.

Tabelle 3.14 Verfahren zur elektrolytischen Wasserspaltung

Verfahren	Elektrolyt	Betriebstemperatur [°C]
Alkalische Elektrolyse	wässrige Kalilauge	80
Membranelektrolyse	Proton leitende Membran	80
Wasserdampfelektrolyse	Keramikmembran	650-1000

Das technisch ausgereifte Verfahren der *alkalischen Elektrolyse* erzielt auf den oberen Heizwert von Wasserstoff bezogene elektrische Wirkungsgrade von etwa 70 %. Die aus [3-SCH04] entnommene Abbildung 3.13 zeigt Wirkungsgradkennlinien neuerer Entwicklungen der alkalischen Elektrolyse, wobei besonders im Teillastbereich Wirkungsgrade von 80 % übertroffen werden können.

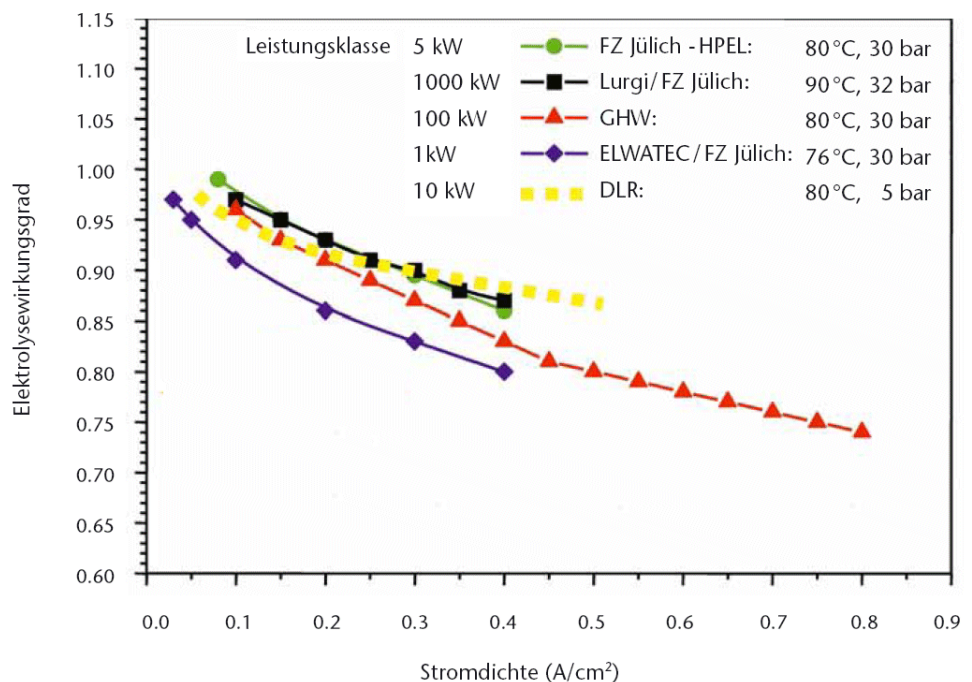


Abbildung 3.13: Wirkungsgradkennlinien der alkalischen Elektrolyse aus [3-SCH04]

Die mit einer protonen-leitenden Membran versehene *Membranelektrolyse* stellt wie auch die PEM-Brennstoffzelle aufgrund der hydratisierten Wasserstoffionen hohe Materialanforderungen an Elektroden und Katalysator. Durch den Einsatz eines Festelektrolyten bietet sie jedoch beispielsweise im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse Vereinfachungen im verfahrenstechnischen Prozess. [3-SCH04] stellt einen Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseur vor, der bei einer Nennleistung von 2 kW 450 Normliter¹⁴ Wasserstoff pro Stunde bei einem Druck von 15 bar produziert. Unter der Voraussetzung der für die nächsten Jahre erwarteten Fortschritte in der Materialentwicklung sowie der Produktionskostenreduzierung der Proton-Exchange-Membran bietet die *Membranelektrolyse* in kleineren Leistungsbereichen bis zu einigen Kilowatt eine viel versprechende Option. Die *Hochtemperatur-Dampfelektrolyse* stellt aufgrund der sprunghaft verringerten Bildungsenthalpie beim Phasenübergang von flüssigem Wasser zu Wasserdampf eine weitere interessante Variante dar und wird derzeit beispielsweise innerhalb des von der europäischen Union geförderten Projektes „Hi2H2“ untersucht, [3-JEN04].

Elektro-chemische Vorgänge reagieren quasi verzögerungsfrei (siehe Kapitel 4.1.4) auf Lastsprünge. Auch unter Berücksichtigung der Zeitkonstanten der zum Betrieb notwendigen weiteren Systemkomponenten (beispielsweise Pumpen, Ventile) kann ein Elektrolyseur elektrischen Leistungsänderungen innerhalb von wenigen Sekunden folgen. [3-SCH95] zeigt entsprechende Untersuchungen zum intermittierenden Elektrolysebetrieb, wobei ein dynamisch optimierter Elektrolyseur direkt gekoppelt dem schwankenden Leistungsangebot einer Windkraftanlage folgt. Zur Einschränkung thermischer Beanspruchungen der Materialien nimmt der Anfahrvorgang eines Elektrolyseurs jedoch derzeit je nach Verfahren etwa 60 Minuten in Anspruch, [3-GLÖ03].

3.4.2 Reformierung von Kohlenwasserstoffen

Eine weitere Möglichkeit der dezentralen Erzeugung von Wasserstoff stellt die Umwandlung eines kohlenwasserstoffhaltigen Edukt- in ein wasserstoffreiches Produktgas über den Prozess der *Reformierung* dar. Die hierbei in industriellem Maßstab etablierten Verfahren werden ausführlich in Kapitel 4.2 im Zusammenhang mit der entwickelten dynamischen Simulation einer dampfreformerbasierten Hausenergieversorgung auf Basis einer PEM-Brennstoffzelle diskutiert und sollen daher hier nicht näher ausgeführt werden.

3.4.3 Wasserstoffherzeugung aus Biomasse

Die Wasserstoffherzeugung aus Biomasse wird weltweit in Forschungsprojekten bearbeitet. Vielfach ist der erfolgreiche, kontinuierliche Laborbetrieb bereits abgeschlossen (siehe beispielsweise [3-BOU04], [3-SPE06]), und aktuelle Projekte befassen sich mit der Realisierung von kommerziellen Prototypen. Trotz der sehr unterschiedlichen technischen Verfahren sind alle Prozesse gerade auch aufgrund der erheblichen logistischen Anforderungen zur Bereitstellung des Biomaterials auf die zentrale Wasserstoffherzeugung ausgerichtet. Typische avisierte Anlagenkapazitäten befinden sich im Bereich mehrerer Megawatt und liegen somit außerhalb der in der vorliegenden Arbeit fokussierten dezentralen Energieversorgung. Die Verfahren der Wasserstoffherzeugung aus Biomasse sollen daher hier nicht weiter betrachtet werden.

3.4.4 Betriebliche Modellierung der Wasserstoffherzeugung

Auch in der Modellierung der Wasserstoff-Generierung über Elektrolyse bildet die entwickelte Simulation die betrieblichen Charakteristika der Anlage ab, ohne die bei Verwendung der unterschiedlichen Elektrolyten stark variierenden elektro-chemischen Prinzipien im Detail zu betrachten. Da die Wasserstoffelektrolyse generell die Umkehrung der Brennstoffzellenreaktion darstellt, erfolgt die Modellierung in Anlehnung an Kapitel 3.2.5 .

Der Elektrolysewirkungsgrad, der die produzierte Wasserstoffleistung widerspiegelt, bildet als Funktion der elektrischen Leistung das stationäre Verhalten der Anlage ab. Hierbei werden auch die unteren und oberen *Leistungsgrenzen* berücksichtigt, siehe Abbildung 3.14.

¹⁴ Nach ISO 6358 betragen die Umgebungsgrößen für einen Normliter: 1,0 bar, 20 °C, 65% Luftfeuchte.

Zur Berechnung der zwischen den angegebenen Stützstellen befindlichen Arbeitspunkte wird eine lineare Interpolation verwendet. Die maximalen Leistungsgradienten $\delta P/\delta t$, sowie eventuell vorhandene Totzeiten können für positive und negative Lastwechsel separat angegeben werden. Entscheidenden Einfluss auf den Betrieb der Anlagen haben ebenfalls die berücksichtigten minimalen *Betriebs- und Stillstandszeiten*, sowie die Möglichkeit zur Vorgabe einer maximalen Anzahl an Einschaltvorgängen und Lastwechseln pro Tag.

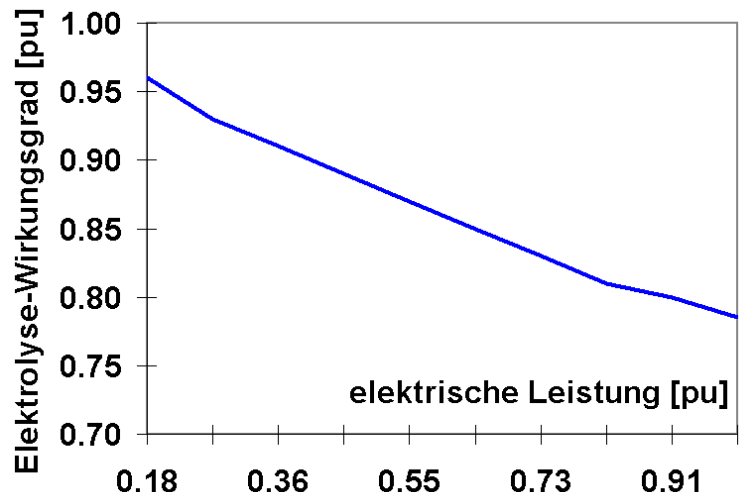


Abbildung 3.14: Zusammenhang zwischen elektrischer Leistung und Elektrolysewirkungsgrad

Das Anfahr- (Abbildung 3.15) und Abfahrverhalten der Anlage, inklusive des Eigenbedarfes, kann durch eine Kennlinie hinterlegt werden. Jedem Startvorgang kann dabei ein fester Kostenfaktor zugeschrieben werden, der beispielsweise zugehörige Wartungs- oder besondere Betriebskosten beinhaltet.

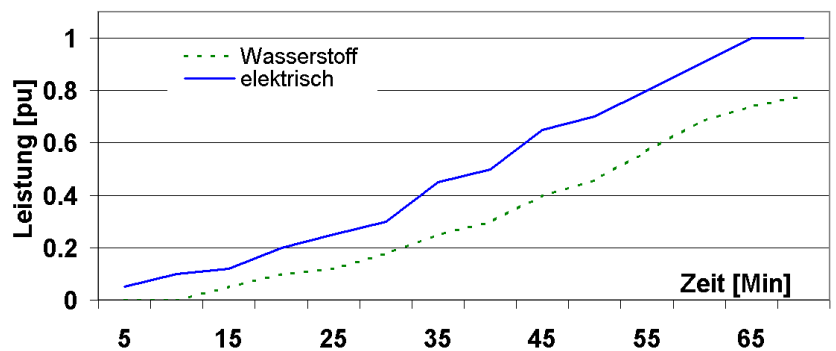


Abbildung 3.15: Startverhalten eines Elektrolyseurs

Die Charakteristika des im Rahmen der Arbeit entwickelten Elektrolyseur-Modells sind in Abbildung 3.16 zusammengefasst. Anwendungen des Modells in der Untersuchung dezentraler Energieversorgungssysteme sind beispielsweise in Kapitel 6.2 gegeben.

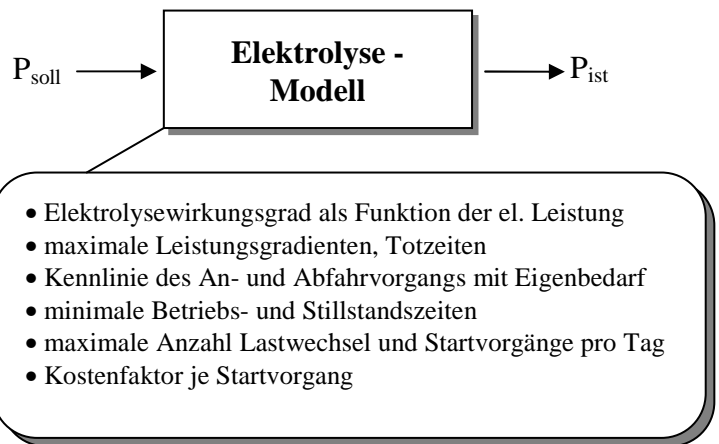


Abbildung 3.16: Entwickeltes Elektrolyseur-Modell

Die betrieblichen Charakteristika der Reformierung sind bereits ausführlich in der Modellierung des Verhaltens von KWK-Anlagen (Kapitel 3.2.5) berücksichtigt und müssen daher hier nicht gesondert betrachtet werden. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte dynamische Modellierung¹⁵ eines PEM-Brennstoffzellen-Gesamtsystems mit Dampfreformierung wird in Kapitel 4 vorgestellt, die beteiligten Verfahren ausführlich diskutiert und Vergleiche mit Messungen an einer realen Anlage dargestellt.

¹⁵ Die Betrachtung der Kurzzeitdynamik erfordert einen wesentlich höheren Detailgrad als die in diesem Kapitel betrachtete betriebliche Modellierung.

3.5 Photovoltaik

Die direkte Umwandlung von elektromagnetischer Strahlung in elektrische Energie in Solarzellen wird als Photovoltaik bezeichnet. Gemäß des *inneren Photoeffektes* werden bei der Bestrahlung eines Halbleiters mit Licht die Elektronen vom Valenzband in das Leitungsband angehoben, wenn die Energie des einfallenden Lichtes die materialabhängige Bandlücke ($\Delta W = 1,17 \text{ eV}$ für Silizium) übersteigt, Abbildung 3.17.

Die Dotierung¹⁶ des Halbleiters und die resultierende Ausbildung eines elektrischen Feldes an der Grenzschicht zwischen den n- und p-dotierten Bereichen, verhindert die Rekombination der Elektronen (Leitungsband) und Löcher (Valenzband). Durch die in das Valenzband angehobenen Elektronen entsteht somit eine Gleichspannung, welche im Fall des häufig eingesetzten Halbleiters Silizium etwa 0,6 V beträgt und zur Speisung eines äußeren Stromkreises verwendet werden kann.

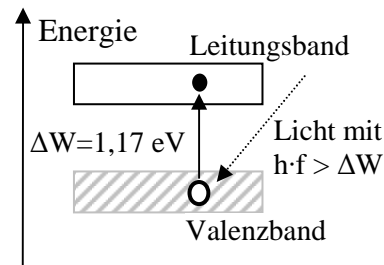


Abbildung 3.17: Innerer Photoeffekt am Beispiel des Halbleiters Silizium

Die frequenzabhängige Photonenenergie einfallender elektromagnetischer Strahlung berechnet sich anhand

$$W = h \cdot f \tag{3.11}$$

mit

$h = 4,1357 \cdot 10^{-15} \text{ eVs}$: Plancksches Wirkungsquantum,

$1 \text{ eV} = 1,602176 \cdot 10^{-19} \text{ J}$

Die zugehörigen Größen des sichtbaren Lichtes zeigt Tabelle 3.15, wobei sich die Wellenlänge λ und Frequenz f mit Hilfe der Lichtgeschwindigkeit c und des Zusammenhangs

$$\lambda = c / f \tag{3.12}$$

ineinander überführen lassen.

Tabelle 3.15 Charakteristika des sichtbaren Bereiches der elektro-magnetischen Strahlung

Farbe	Wellenlänge [nm]	Frequenz [Thz]	Photonenenergie [eV]
nahes Infrarot	750 - 1400	400 - 214	1,65 - 0,89
rot	650 - 750	462 - 400	1,91 - 1,65
orange	585 - 650	513 - 462	2,12 - 1,91
gelb	575 - 585	522 - 513	2,16 - 2,12
grün	490 - 575	612 - 522	2,53 - 2,16
blau	420 - 490	714 - 612	2,95 - 2,53
violett	380 - 420	789 - 714	3,26 - 2,95

Solarzellen aus Silizium-Wafern stellen mit einem Marktanteil von mehr als 90 % die derzeitige Standardtechnologie dar. Das im industriellen Maßstab durch Reduktion von Siliziumdioxid im Lichtbogenofen bei Temperaturen von etwa 2000°C gewonnene Rohsilizium muss zur Herstellung von Solarzellen weiterverarbeitet werden, um die erforderlichen Reinheitsgrade von mehr als 99,99 % (Solarsilizium) zu erreichen. Das Solarsilizium wird eingeschmolzen und erstarrt je nach angewendetem Kristallisationsverfahren als Einkristall (monokristallin, komplexeres also teureres Verfahren), als Festkörper mit Bereichen unterschiedlicher Kristallorientierung (polykristallin) oder ohne Vorzugsausrichtung der Kristalle (amorph). Es folgen weitere Produktionsschritte zur

- Maximierung der Lichtabsorption,
- Generierung des p-n-Übergangs mittels Dotierung,
- Minimierung der Reflexionsverluste auf der Vorderseite, sowie zur
- Herstellung des elektrischen Kontakts (Rückseite großflächig Aluminium, Vorderseite dünne, teils vergrabene Silberfinger zur Minimierung der Abschattung).

¹⁶ Die Dotierung bezeichnet den gezielten Einbau von Donatoren (Atome mit 5-Valenzelektronen) und Akzeptoren (Atome mit 3-Valenzelektronen) zum Aufbau eines elektrischen Feldes in der Grenzschicht.

Bei der Verwendung der stets kreisförmigen Kristallstrukturen zur Herstellung der quadratischen Wafer mit 100 mm bis 210 mm Kantenlänge und Höhen von derzeit 330 μm (Hersteller-Zielgröße 150 μm), entsteht je nach eingesetzten Bearbeitungsverfahren ein Silizium-Materialverlust von mindestens 40 %. Zur Reduktion des Materialverbrauchs und der Kosten gibt es einen Trend zu größeren Solarzellen, die aus möglichst dünnen Siliziumwafern gefertigt werden. Die Stabilitätsgrenze zur industriellen Weiterverarbeitung liegt bei etwa 50 μm .

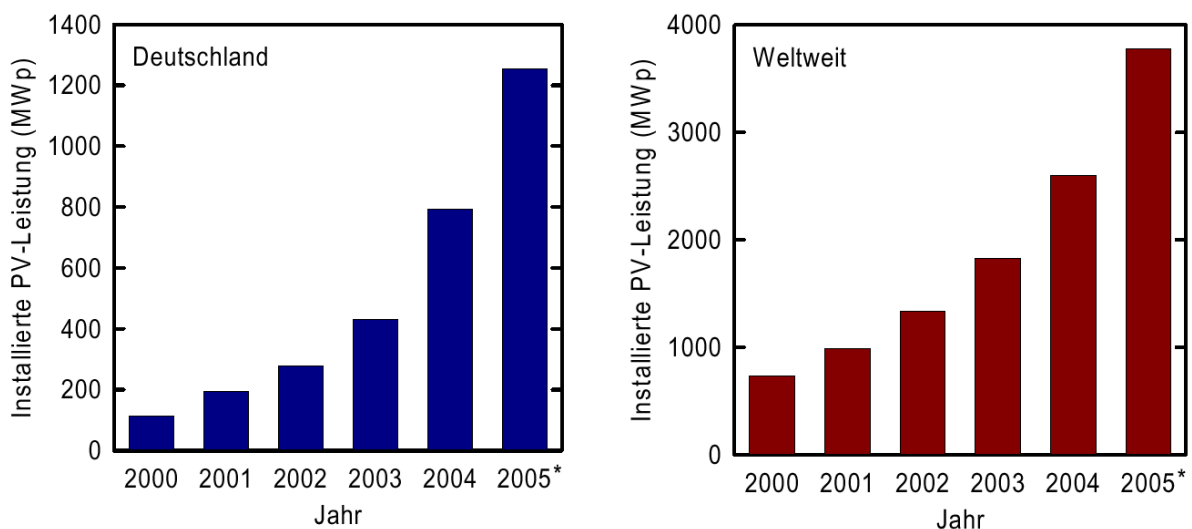
Weitere Materialeinsparung verspricht die aktuell von vielen Herstellern entwickelte *Dünnschichttechnologie*, bei der Halbleiter großflächig in einer verfahrensabhängigen Höhe von 0,5 μm bis 50 μm auf Substrate wie Glas, Metall-, oder Kunststofffolien aufgebracht werden. Neben der Materialeinsparung entfällt hier das Zusammensetzen der Module aus einzelnen Zellen. Die großflächig (bis 1 m^2) hergestellten Halbleiterschichten werden stattdessen in kleinere Zellen unterteilt und integriert verschaltet.

Industriell produzierte Solarzellen auf Basis von Silizium-Wafern weisen derzeit Wirkungsgrade von 10 % (amorph), 15,0 % (polykristallin) und 16,5 % (monokristallin) auf. Im Labor werden bis zu 24,7 % erreicht. Die Dünnschichttechnologie weist derzeit Laborwirkungsgrade von 10 % bis 19,5 % auf.

Bei der Verschaltung zu Modulen wird der Zellwirkungsgrad aufgrund der geringeren Flächennutzung, sowie ohmscher Verluste noch um einige Prozentpunkte reduziert, [3-LÜD05].

3.5.1 Gesetzliche Förderung der Photovoltaik

Trotz des in den letzten Jahren weltweit hohen Wachstums des Photovoltaik-Marktes von über 30 % pro Jahr ist der Beitrag dieser Technologie zur deutschen Stromversorgung mit etwa 2 % der insgesamt regenerativ generierten elektrischen Energie noch immer sehr klein. Von der Ende 2005 weltweit installierten Leistung von etwa 3,9 GW entfallen dabei etwa 1,2 GW auf Deutschland, Abbildung 3.18.



* Schätzung

Abbildung 3.18: Installierte PV-Leistung in Deutschland und weltweit. Grafik entnommen aus [3-SCH06]

Resultierend aus den politischen Zielen bis 2020 10% des bundesdeutschen Gesamt-Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken und diesen Anteil bis zur Mitte des Jahrhunderts auf etwa 50% auszuweiten, sowie den Stromverbrauch bis 2020 zu mindestens 20% aus erneuerbaren Energien zu decken, wurden erhebliche Maßnahmen zur Förderung und Markteinführung der Photovoltaik unternommen. Die Integration energetisch effizienter Solar- und Photovoltaikanlagen in Einfamilienhäuser im Niedrigenergiestandard und deren Integration in städtebauliche Strukturen wurde in Nordrhein-Westfalen im Programm *50 Solarsiedlungen* gefördert, [3-PLA02]. Bis November 2006 wurden 14 Solarsiedlungen mit über 1.500 Wohneinheiten fertig

gestellt, weitere 15 Projekte befinden sich im Bau, 10 Siedlungen befinden sich in der Planungsphase. [3-VAS02] zeigt detaillierte Messergebnisse einer beteiligten Solarsiedlung in Gelsenkirchen. Im Rahmen des bundesweiten *100.000 Dächerprogramms* wurde nach Angaben der internationalen Energieagentur [3-IEA05] bis 2003 die Errichtung von etwa 65.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 346 MW_{PV} gefördert.

2004 trat die neue Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [3-EEG02] in Kraft. Die in Tabelle 3.16 dargestellten Mindestvergütungssätze haben zu einem hohen Maß zu der überdurchschnittlichen Entwicklung der installierten PV-Leistung beigetragen.

Tabelle 3.16 Mindestvergütungssätze für Photovoltaik-Neuanlagen laut EEG, aus [3-MVE04]

Jahr der Inbetriebnahme	bis 30 kW	ab 30 kW	Ab 100 kW	Freiflächen
	Cent/ kWh			
2004	57,40	54,60	54,00	45,70
2005	54,53	51,87	51,30	43,42
2006	51,80	49,28	48,74	40,60

Bonus für Fassadenanlagen: 5 Cent/kWh

Abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme sowie der installierten Leistung wird eine Vergütung von bis zu 57,40 Cent pro eingespeiste Kilowattstunde garantiert. Bei Integration in die Fassade fällt ein Bonus von 5 Cent an. Der besonders im landwirtschaftlichen Raum zu beobachtende Trend der Nutzung von Freiflächen wird etwas geringer vergütet.

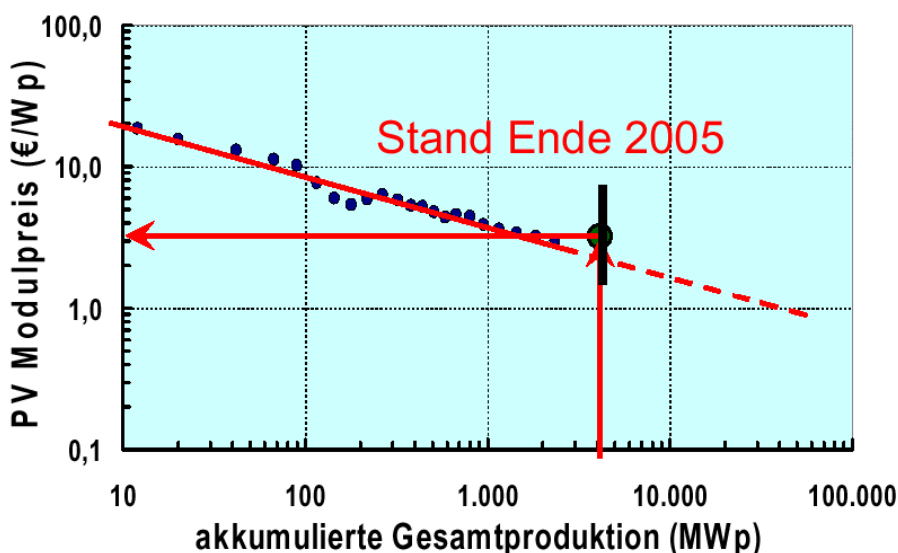


Abbildung 3.19: Lernkurve der Installationskosten für Photovoltaik. Grafik entnommen aus [3-SCH06]

Aktuelle Kosten für PV-Module inklusive Wechselrichter zur Netzintegration liegen bei etwa 4200 €/kW. Sowohl die aus [3-SCH06] entnommene Lernkurve der Installationskosten als auch die Studie zum ökologisch optimierten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland [3-NIT04] zeigen die erwartete Preisentwicklung als Funktion der akkumulierten Gesamtproduktion auf. Unter Verwendung des in Abbildung 3.19 gezeigten linearen Zusammenhangs führt die Verdopplung der Gesamtproduktion zu einer Verringerung der Modulpreise um etwa 20%. Der wachsende Markt für PV-Anlagen und die derzeitigen weltweiten Herstelleranstrengungen lassen somit auch in den nächsten Jahren kontinuierlich fallende Herstellungskosten erwarten. Inklusiv erheblicher langfristiger Kostenminderungspotenziale erscheinen daher für 2050 Stromgestehungskosten der Photovoltaik in Mitteleuropa um 10 Cent/ kWh realistisch.

3.5.2 Betriebliche Modellierung der Photovoltaik

Akkumulierte PV-Leistungen treten sowohl durch Häufung örtlich benachbarter Kleinanlagen (≤ 10 kW_e) als auch insbesondere durch den beobachtbaren Trend zur Installation mittlerer und großer PV-Parks als Aufdach- oder Freilandanlagen in ländlichen Gebieten (≤ 50 kW bis 10 MW [3-SOS05], [3-SOS06]) auf. Sie sind somit zunehmend auch für die übergeordneten elektrischen Netze und dort vor allem auch für deren Betriebsführung von Bedeutung [3-LEW04]; dies gilt insbesondere für kleinere Netze, z.B. auf Inseln [3-HAR01]. Für die Untersuchung möglicher Auswir-

kungen und Probleme sind Simulationswerkzeuge erforderlich, welche den für die Netzbetriebsführung (SCADA) relevanten Zeitbereich (Aktualisierungsintervall ≥ 1 Sekunde) abdecken und alle aus netzbetrieblicher Sicht wichtigen Informationen beinhalten.

Die betriebliche Modellierung von Photovoltaikanlagen beliebiger Größe mit optionaler 1- bzw. 2-achsiger Modulnachführung legt besonderes Augenmerk auf die elektrischen Eigenschaften der Anlagen am Netzübergabepunkt, wobei transiente Ausgleichsvorgänge innerhalb der Halbleiterstrukturen nicht berücksichtigt werden.

Die zum Zeitpunkt t abgegebene Wirkleistung einer PV-Anlage kann als

$$P_{AC}(t) = E_{eff}(t) \cdot A_{PV} \cdot \eta_{ges}(T, P_{DC}) \quad (3.13)$$

dargestellt werden. Dabei stellt $E_{eff}(t)$ die aktuelle Einstrahlung auf die PV-Fläche A_{PV} dar, welche sich aus standort- und zeitabhängigem solarem Angebot, Einstrahlungswinkel, Streu- und Absorptionseffekten, vorhandener Nachführungsart, sowie den Wetterverhältnissen ergibt. Neben der Modul-Fläche, welche die installierte Leistung der Anlage bestimmt, hat weiterhin der Gesamtwirkungsgrad $\eta_{ges}(T, P_{DC})$ – bestehend aus dem Wirkungsgrad der Module (temperaturabhängig) und der Wechselrichter (zusätzlich von der übertragenden Leistung abhängig) – entscheidenden Einfluss auf die aktuell generierte elektrische Leistung. Die maximal übertragbare Leistung, sowie das zur Verfügung stehende elektrische Blindleistungsband werden durch die Nennscheinleistung und Bauart des Wechselrichters vorgegeben. Die zeitliche Auflösung der Simulation ist variabel. Speziell zur PV-Anlage hat sich eine Schrittweite von 6 Sekunden als guter Kompromiss zwischen Rechengenauigkeit und Rechendauer erwiesen, wobei gleichzeitig die Aktualisierungsraten heutiger SCADA-Systeme (≤ 20 s) erfüllt werden.

Die folgende Tabelle 3.17 gibt einen Überblick über die implementierten Abhängigkeiten sowie die notwendigen bzw. möglichen Parametrierungen durch den Benutzer.

Tabelle 3.17 Zusammenfassung der implementierten Funktionen zur Modellierung von PV-Systemen

<p>Standortspezifikationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Längen- / Breitengrad [$^{\circ}$] ¹⁾ • Datum, Abweichung von Greenwich Time¹⁾ • Tägliche Minimal- / Maximaltemperatur je Monat [$^{\circ}\text{C}$] ²⁾ 	<p>Moduleigenschaften</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anstell- /Azimutwinkel [$^{\circ}$] ¹⁾ • PV-Modulfläche [m^2] ¹⁾ • Modulnachführung ¹⁾ <ul style="list-style-type: none"> ○ Art (fest, 1-, 2-achsig) ○ Nachführungszyklen ○ Mech. Antriebsleistung • Zellentyp (mono-, polykristallin, amorph) ¹⁾ sowie Modulwirkungsgrad $f(T_{\text{Modul}})$ ²⁾ • Temperaturkoeffizient des Modul-Wirkungsgrades [$\text{K}/(\text{W}\cdot\text{m}^2)$] ²⁾
<p>Globalstrahlung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Atmosphärische Reduktionen ²⁾ <ul style="list-style-type: none"> ○ Absorption [%] ○ Mie-Streuung [%] ○ Rayleigh-Streuung [%] • Bewölkungsgrad [$1/8$] ²⁾ • Windgeschwindigkeit [m/s] ²⁾ • Bodenreflexionskoeffizient [1], oder • Vorgabe von Einstrahlungsdaten [W/m^2] ¹⁾ 	<p>IGBT-Wechselrichter</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wirkungsgradkennlinie $f(P_{DC})$ [%] ²⁾ • Nennscheinleistung [VA] ²⁾

1) Benutzervorgaben sind notwendig

2) Sowohl automatisierte Berechnung bzw. Verwendung von Defaultwerten als auch Benutzervorgaben sind möglich.

Die auf die Erdatmosphäre auftreffende Strahlungsintensität der Sonne beträgt $E_0 = 1367 \text{ W}/\text{m}^2$ (Solarkonstante), variiert jedoch im Jahresverlauf auf Grund der elliptischen Umlaufbahn der Erde um die Sonne um etwa $\pm 3\%$. Die zeitabhängige Einstrahlungsintensität außerhalb der Erdatmosphäre wird innerhalb des entwickelten Modells daher anhand der aus [3-EIK01] bekannten Fourier-Reihenentwicklung errechnet.

Beim Durchdringen der Erdatmosphäre wird die Einstrahlungsintensität abhängig vom Air Mass-Faktor¹⁷ (AM) reduziert. Ein Teil der Einstrahlung wird in der Atmosphäre beim Zusammenstoß mit Molekülen absorbiert. Weitere Verluste ergeben sich durch die *Rayleigh-Streuung* an Luftmolekülen, sowie die *Mie-Streuung*, die den standortabhängigen Einfluss durch Verunreinigungen der Atmosphäre beschreibt, Tabelle 3.18.

Tabelle 3.18 Einflussfaktoren zur Reduktion der Einstrahlungsintensität aus [3-QUA98]

Sonnenhöhe, γ_s [°]	AM	Absorption [%]	Rayleigh-Streuung	Mie-Streuung [%]	Gesamt-Schwächung [%]
90	1,0	8,7	9,4 %	0 ... 25,6 %	17,3 ... 38,5 %
60	1,15	9,2	10,5 %	0,7 ... 29,5 %	19,4 ... 42,8 %
30	2,00	11,2	16,3 %	4,1 ... 44,9 %	28,8 ... 59,1 %
10	5,76	16,2	31,9 %	15,4 ... 74,3 %	51,8 ... 85,4 %
5	11,5	19,5	42,5 %	24,6 ... 86,5 %	65,1 ... 93,8 %

Eine weitere Reduktion der Globalstrahlung erfolgt in Abhängigkeit von der Bewölkungsstärke, die in Achteln ($0/8$: wolkenlos bis $8/8$: vollständig bewölkt) angegeben wird und wahlweise vorgegeben oder anhand der allgemeinen Wetterlage unter Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit sowie stochastischen Schwankungen berechnet werden kann. Sie ist außerdem maßgeblich verantwortlich für die Aufteilung in direkte E_{dir} und diffuse E_{dif} Strahlung. Der Direktstrahlungsanteil verändert sich dabei nach [3-WEI-97] zwischen 80 W/m^2 und 850 W/m^2 Gesamteinstrahlung linear von 20 % auf 75 % und bleibt außerhalb der angegebenen Grenzen auf nahezu unverändertem Niveau. Der Diffusstrahlungsanteil wird durch Reflexionen am Boden vergrößert. Der Bodenreflexionskoeffizient ρ nimmt je nach Bodenbeschaffenheit Werte zwischen 0 und 1 an und wird bei unbekanntem Ortsverhältnissen zu 0,2 gesetzt.

Die effektive Einstrahlung E_{eff} auf eine geneigte Fläche berechnet sich laut [3-QUA98] zu

$$E_{eff} = E_{dir} \cdot \frac{\cos\Theta}{\sin\gamma_s} + E_{dif} \frac{1 + \cos\omega}{2} + E_{dif} \rho \frac{1 - \cos\omega}{2} \quad (3.14)$$

mit

$$\begin{aligned} \cos\Theta = & \sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos\omega - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\omega \cdot \cos\alpha + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega \cdot \cos\alpha \\ & + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin\omega \cdot \cos\alpha + \cos\delta \cdot \sin\omega \cdot \sin\alpha \cdot \sin\omega \end{aligned} \quad (3.15)$$

und

Θ : Einstrahlungswinkel auf geneigte Fläche

γ_s : Sonnenhöhe

s : Anstellwinkel der PV-Fläche

α : Azimutwinkel der Fläche

δ : Deklination

φ : Geographische Breite (nördlich: positiv, südlich: negativ)

λ : Geographische Länge (westlich: positiv, östlich: negativ)

ω : Stundenwinkel (vormittags: positiv, nachmittags: negativ)

Bei Aktivierung der ebenfalls implementierten optionalen 1- bzw. 2-achsigen *Modulnachführung* werden der Azimutwinkel α (1-achsig) sowie der Höhenwinkel γ_s (2-achsig) dem aktuellen Sonnenstand zyklisch angepasst, Abbildung 3.20. Die vom gewählten Zyklus abhängige Antriebsenergie der Nachführung wird ebenfalls modelliert und fließt in die Wirkungsgradbetrachtung des Gesamtsystems ein. Der Wirkungsgrad der Photovoltaikmodule wird in Abhängigkeit von der Modultemperatur als Kennli-

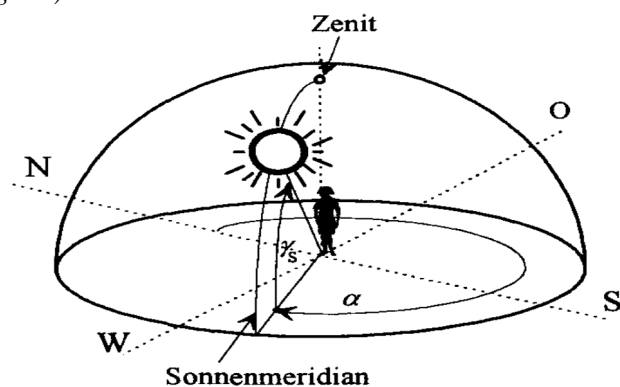


Abbildung 3.20: Effektive Einstrahlung auf eine geneigte Fläche, Grafik aus [3-QUA98]

¹⁷ Der Air Mass-Faktor beschreibt die Weglänge des Sonnenlichts durch die Atmosphäre in Abhängigkeit von der aktuellen Sonnenhöhe.

nie hinterlegt. Die aktuelle Modultemperatur T_{Modul} wird aus der Umgebungstemperatur T_{Um} sowie der aktuellen effektiven solaren Einstrahlung berechnet. Die Umgebungstemperatur kann synthetisch aus einer täglichen Minimal- und Maximaltemperatur berechnet werden, falls keine Temperaturdaten vorliegen. Messungen in [3-WEI-97] belegen einen linearen Anstieg der Modultemperatur mit der Umgebungstemperatur anhand

$$T_{Modul}(t) = T_{Um}(t) + c_{Modul} \cdot E_{eff}(t) \tag{3.16}$$

wobei der materialabhängige Parameter c_{Modul} Werte zwischen $0,02 \text{ K}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ und $0,035 \text{ K}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ annehmen kann. Da somit eine steigende Solarmodultemperatur eine Minderung des Wirkungsgrades bewirkt, ist der Jahresspitzenwert der abgegebenen elektrischen Leistung an kühlen Tagen mit hoher solarer Einstrahlung gegeben.

Neben den notwendigen Benutzervorgaben – beispielsweise des Standortes der Anlage – besteht zur Vereinfachung der Handhabung sowie zur Kompensation fehlender Parameter ebenfalls die Möglichkeit, Defaultwerte zu nutzen bzw. die Einstrahlungsverhältnisse anhand der oben erläuterten Spezifikationen des Standorts und der Globalstrahlung zu synthetisieren, falls keine gemessenen Strahlungsdaten zur Verfügung stehen.

Die Modellierung eines Wechselrichters ist in Kapitel 3.6.3 beschrieben und soll hier daher nicht näher erläutert werden.

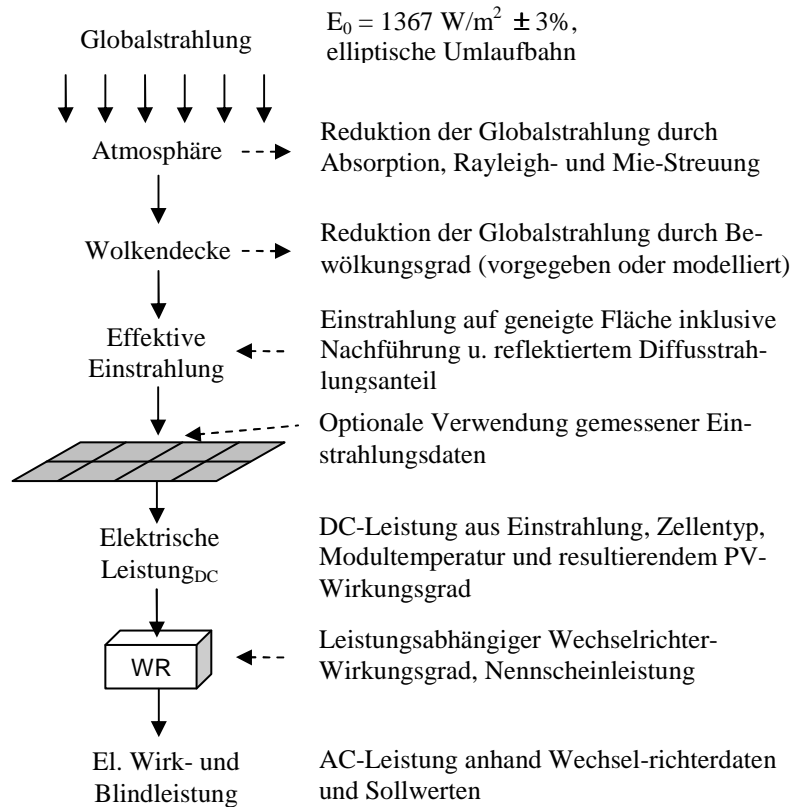


Abbildung 3.21 Vereinfachtes Strukturbild der betrieblichen PV-Modellierung

Abbildung 3.21 und Abbildung 3.22 fassen die entwickelte betriebliche Modellierung von Photovoltaikanlagen inklusive der Berechnung der effektiven Einstrahlung, optionaler Modulnachführung, sowie Modellierung des PV-Moduls und des Wechselrichters zusammen. Eine Darstellung berechneter Simulationsergebnisse sowie deren Vergleich mit detaillierten Messungen einer am Niederrhein installierten, nachgeführten Photovoltaikanlage sind in Kapitel 6.1 dargestellt.

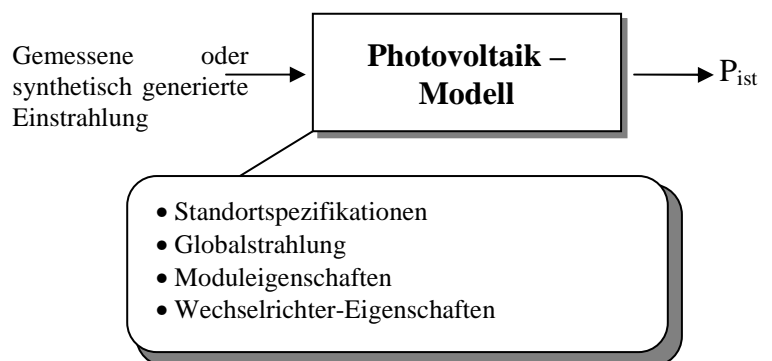


Abbildung 3.22: Entwickeltes Photovoltaik-Modell

3.6 Elektrische Netzanbindung

Der Anschluss elektrischer Anlagen an das Versorgungsnetz wird in Deutschland über die *Technischen Anschlussbedingungen* des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) geregelt, wobei Netzbetreiber diese gegebenenfalls durch zusätzliche Angaben ergänzen und an die eigene Netzstruktur anpassen. Die Richtlinie liegt in 3 Ausführungen für den Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das Nieder- [3-VDW01], Mittel- [3-VDW98], sowie an das Hoch- und Höchstspannungsnetz [3-VDN04] vor.

Die bereits beschriebenen Anlagen der μ -KWK sowie kleinere PV-Anlagen können bis zu einer Nennleistung von 4,6 kVA einphasig an das *Niederspannungsnetz* (400 V) angeschlossen werden, wobei die Nennleistung auch kurzzeitig lediglich um 10% überschritten werden darf. Zur Begrenzung von Spannungsunsymmetrien ist bei gleichzeitigem Anschluss mehrerer Anlagen an einen Verknüpfungspunkt eine gleichmäßige Verteilung der eingespeisten Leistung auf die drei Außenleiter anzustreben.

Akkumulierte PV-Leistungen als Aufdach- oder Freilandanlagen, sowie einzelne Windkraftanlagen und kleine Windparks bis zu einer Anschlussleistung von einigen Megawatt erfordern einen Anschluss an das elektrische *Mittelspannungsnetz* (10 kV bis 30 kV).

Die elektrische Leistung großer onshore Windparks mit vielen Megawatt, sowie die in der Nord- und Ostsee geplanten offshore Windparks mit der installierten Nennleistung eines konventionellen Kraftwerkblockes (einige hundert MVA) muss im *Hoch- und Höchstspannungsnetz* (110 kV bis 380 kV) aufgenommen werden.

Zur Beurteilung des Anschlusses von Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz werden hauptsächlich stationäre Berechnungen

- der Spannungsanhebung,
- der Erhöhung des Kurzschlussstromes,
- des Verhaltens bei Inselbildung,
- zur Einhaltung von Grenzwerten generierter Oberschwingungen

vorgenommen. Anhand der aufgezählten Kriterien lässt sich die maximal erlaubte *installierte Leistung* der Eigenerzeugungsanlage am geplanten Einspeisepunkt ermitteln.

Zur Genehmigung großer Windparks wurden von Netzbetreibern darüber hinaus Regelwerke zu geforderten Eigenschaften der Blindleistungsregelung sowie des Verhaltens während eines Netzfehlers entwickelt, welche die Stabilität des Netzes aktiv unterstützen. Da die vorliegende Arbeit die betriebliche Modellierung sowie das zugehörige Anlagenmanagement von dezentralen Versorgungsstrukturen fokussiert, werden Aspekte der Netzdynamik hier nicht betrachtet. Detaillierte Untersuchungen stehen beispielsweise unter [3-KOC05] und [3-BAC06] zur Verfügung.

Die ebenfalls notwendige Erweiterung der Kommunikation zwischen einzelnen Betriebsmitteln eines Netzes (beispielsweise innerhalb der in Kapitel 5 vorgestellten Methoden des Erzeuger- oder Lastmanagements) findet derzeit auch in der Entwicklung neuer Normen Niederschlag; ein aktuelles Beispiel stellt die IEC 61850 „Kommunikations-Netze und –systeme in Stationen“ dar. Durch eine einheitliche Beschreibung energiewirtschaftlich relevanter Größen soll hier eine internationale Kompatibilität aller beteiligten Komponenten der immer komplexer werdenden Regelungs- und Netzleitsysteme moderner Energieversorgungssysteme erreicht werden.

3.6.1 Einspeisung auf der Niederspannungsebene

Die zunehmende Installation dezentraler Eigenerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz hat erheblichen Einfluss auf die bei Planung und Bau des elektrischen Versorgungsnetzes unter Annahme einer Lebensdauer von einigen Jahrzehnten zu Grunde gelegten Lastflüsse. Neben den im folgenden Kapitel angesprochenen Sicherheitsaspekten bei Inselbildung stellen die Anhebung der Spannung im Niederspannungsnetz, sowie die Umkehrung der Energieflüsse zum übergeordneten Mittelspannungsnetz die dominierenden Effekte dar. Am Beispiel der in [3-LAU04] vorgestellten Untersuchung massierter PV-Installation innerhalb einer Solarsiedlung in Freiburg soll dieses Phänomen hier stellvertretend für andere dezentrale Anlagen erläutert werden.

Die installierte Leistung der PV-Generatoren im Messzeitraum (Mai und Juni 2003, Messintervall 10 Minuten) betrug 250 kW und entsprach damit etwa 6 kW pro Wohneinheit (WE). Die minimal gemessene elektrische Last der Siedlung (40 WE) betrug 25 kW ($\equiv 0,63$ kW pro WE). Die photovoltaisch generierte elektrische Leistung wird über Wechselrichter mit 2000 W, bzw. 2500 W Nennleistung eingespeist, die Nennleistung des Netztransformators beträgt 400 kVA, die lokale Kurzschlussleistung des Netzes etwa 10 MVA.

Abbildung 3.23 zeigt im Verbraucherzählpeilsystem als Addition des elektrischen Verbrauchs der Siedlung (positiv) sowie der generierten Leistung der PV-Anlagen den Lastfluss über den Transformator in der sonnenreichen Woche vom 14. bis 22. Mai, sowie rechts im detaillierten Ausschnitt am 16. Mai die Aufteilung der elektrischen Leistung auf die 3 Phasen. Die mit dem Mittelspannungsnetz ausgetauschte Leistung schwankt dabei im Verlauf eines Tages durchschnittlich von einem Bezug von 50 kW bis zu einer Einspeisung von 150 kW, wobei die regelmäßig auftretenden Gradienten erheblich sind.

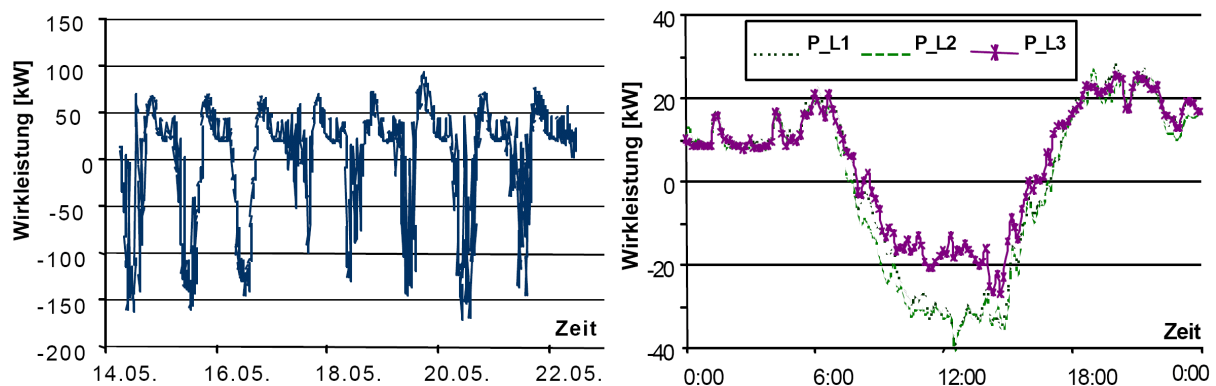


Abbildung 3.23: Wöchentlicher Lastfluss über den Transformator (Detail 16.5) im Verbraucherzählpeilsystem; Grafiken entnommen aus [3-LAU04]

Die in der Detaildarstellung ersichtlichen Unterschiede in der Leistung der Phasen sind vermutlich auf eine unsymmetrische Verteilung der PV-Module zurückzuführen. Abbildung 3.24 zeigt zusätzlich den Verlauf der Spannung über den Zeitraum einer Woche.

Wie auch in den Messwerten der Leistung ist der glockenförmige Verlauf der photovoltaisch generierten elektrischen Leistung innerhalb eines Tages zu erkennen, wobei die Problematik der Spannungsanhebung deutlich wird. Der laut Norm maximal zulässige Wert¹⁸ von 243,8 V wird erreicht und in kurzfristigen Spannungsspitzen auch überschritten.

Zusammenfassend kann die konzentrierte Einspeisung dezentraler Anlagen in das Niederspannungsnetz anhand des vorgestellten, als extrem einzuschätzenden Beispiels als technisch möglich beschrieben werden.

Die hier aufgetretene deutliche Veränderung des Leistungsflusses, sowie die Anhebung der Netzspannung stellen jedoch hohe Anforderungen an die Infrastruktur des Netzes.

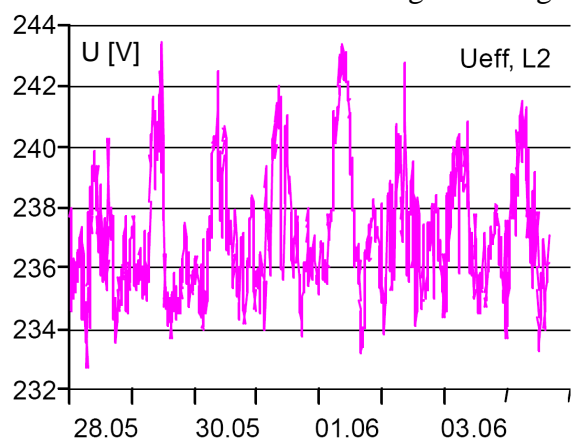


Abbildung 3.24: Wöchentlicher Spannungsverlauf am Ende des Stranges, Grafik aus [3-LAU04]

3.6.1.1 Netzanbindung dezentraler Anlagen über Wechselrichter

Einige der in den letzten Kapiteln vorgestellten dezentralen Anlagen stellen Ihre elektrische Leistung in Form einer Gleichspannung zur Verfügung. Da sowohl elektrische Verbraucher als auch

¹⁸ Die EN 60038 gibt eine maximale Spannungstoleranz von +6 % bezogen auf die Nennspannung vor.

vorhandene elektrische Netze fast immer auf Wechselspannung basieren ist somit je nach Energieflussrichtung eine auf

- Wechselrichtern (Umwandlung von Gleich- in Wechselspannung), oder
- Gleichrichtern (Umwandlung von Wechsel- in Gleichspannung)

basierende Umrichtung zwischen Gleich- und Wechselspannung notwendig. Durch den wachsenden Einsatz von Umrichtern in Notstromversorgungen, ländlichen Netzausläufern und Inselssystemen, sowie öffentlichen Netzen gewinnt diese Technologie eine stetig wachsende Bedeutung in elektrischen Versorgungsstrukturen.

Grundsätzlich können Wechselrichter dabei anhand ihrer Einbindung in das Wechselspannungsnetz klassifiziert werden. Soll die dezentrale Energiewandlungsanlage (z.B. Akkumulator) zur Errichtung eines eigenen Wechselspannungsnetzes (Inselnetz) verwendet werden, so spricht man von *selbstgeführten* Wechselrichtern. Die Regelung des Umrichters muss in diesem Fall also sowohl die Amplitude der Spannung als auch die Frequenz stets selber auf den gewünschten Sollwerten halten. Stellt die dezentrale Anlage nur eine Komponente in einem existierenden Netz dar, wie dies beispielsweise bei der PV- oder Brennstoffzellen-Anbindung in Deutschland oft der Fall ist, so muss der Wechselrichter bezüglich Amplitude und Frequenz synchron zu dem übergeordneten Netz arbeiten und wird als fremd- oder *netzgeführt* bezeichnet. Wechselrichter können dabei je nach Bauform zur ein- oder dreiphasigen Anbindung an ein elektrisches Wechselspannungsnetz verwendet werden.

Im Folgenden soll die Struktur der leistungselektronischen Schaltungen in Umrichtern vorgestellt werden, um dann in Kapitel 3.6.3 die entwickelte Modellierung des Betriebsverhaltens dieser Komponenten innerhalb eines Energieversorgungssystems zu erläutern. Eine detaillierte, dynamische Betrachtung der Anbindung einer PEM-Brennstoffzelle an das elektrische Netz wird in Kapitel 4 vorgestellt.

Abhängig vom Konzept sowie dem aktuellen Arbeitspunkt liegen die Wirkungsgrade der hier betrachteten Umrichter im Bereich von 85 % bis 96 %. Die im Folgenden aufgeführten Beispiele gehen von einer Anbindung an das 400 V Niederspannungsnetz aus. Abbildung 3.25 skizziert einen möglichen Aufbau wobei die auf niedrigem Spannungsniveau verfügbare Gleichspannung (ca. 30 V bis 200 V) zuerst in einem *Hochsetzsteller* angehoben und anschließend innerhalb des Wechselrichters in eine Wechselspannung umgewandelt wird. Aktuelle Wechselrichter arbeiten fast ausschließlich als Brückenschaltung auf Basis von IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)-Technik mit Pulsweiten-Modulation (PWM). Detaillierte Informationen zur PWM sind in Kapitel 4.4 gegeben. Der Vorteil des obigen Konzeptes ist der hohe Gesamtwirkungsgrad bei geringem Gewicht, wobei auch niedrige Eingangsspannungen – beispielsweise aus Brennstoffzellengeräten mit geringer Zellenzahl – verarbeitet werden können. Nachteilig ist die nicht vorhandene galvanische Trennung zwischen Eingang und Ausgang zu werten. Liegt die Eingangsspannung auf einem hohen Spannungspotential über 300 V (z.B. Photovoltaik-Anlage) vor, so kann bei weiter gesteigertem Gesamtwirkungsgrad auf den Hochsetzsteller verzichtet und das dargestellte Konzept weiter vereinfacht werden.

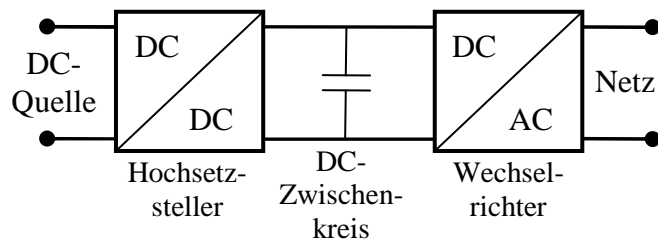


Abbildung 3.25: Netzanbindung der DC-Quelle über Hochsetzsteller und Wechselrichter

Abbildung 3.26 zeigt ein weiteres Konzept inklusive eines Hochfrequenz-Transformators. Die am Eingang vorliegende DC-Spannung mit kleiner Amplitude (30 V bis 200 V) wird in diesem Fall zuerst in eine Wechselspannung hoher Frequenz umgewandelt und anschließend im Transformator im Potential angehoben. Aufgrund der hohen Frequenz kommt der Transformator dabei mit geringen Abmessungen aus und weist gleichzeitig eine hohe Effizienz auf, siehe [3-SMA05].

Des Weiteren sind jedoch ein Gleichrichter sowie ein weiterer Wechselrichter zur Anpassung von Amplitude und Frequenz an die im elektrischen Netz vorliegenden Größen (230 V/ 50 Hz) notwendig. Die Vorteile dieses Konzeptes sind der große Eingangsspannungsbereich, sowie geringe Abmessungen und geringes Gewicht. Aufgrund der Vielzahl der beteiligten Bauelemente weist diese Ausführung jedoch einen geringeren Gesamtwirkungsgrad

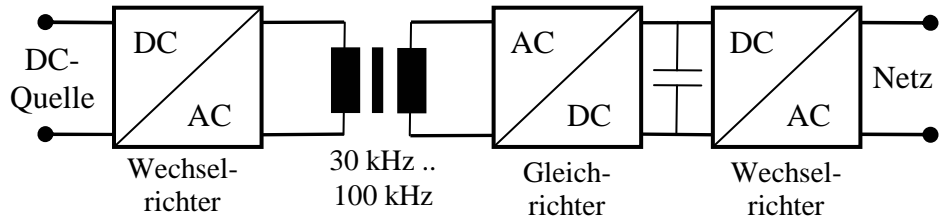


Abbildung 3.26: Netzanbindung mit Hochfrequenz-Transformator

sowie höhere Produktionskosten auf. Verzichtet man auf den in Abbildung 3.26 rechts des Transformators dargestellten Gleich- und Wechselrichter und bindet den Transformator direkt an das elektrische Versorgungsnetz (50 Hz) an, so erhält man ein weiteres mögliches Konzept. Aufgrund des einfachen Aufbaus ist hier ein hoher Gesamtwirkungsgrad bis 96 % bei gleichzeitiger galvanischer Trennung möglich. Wegen der vergleichsweise geringen Frequenz ist hier der Transformator und somit das gesamte Gerät jedoch wesentlich größer und schwerer auszuführen, [3-ENG05].

Wechselrichter sind im Leistungsbereich von 500 W bis zu einigen MW kommerziell verfügbar.

3.6.1.2 Regelungs- und Schutzkonzepte von Wechselrichtern in dezentralen Strukturen

Die in modernen Wechselrichtern eingesetzte *feldorientierte Regelung* bietet die Möglichkeit die aktuell mit dem Netz ausgetauschte Wirk- und Blindleistung (bzw. anstehende Frequenz und Spannung) unabhängig voneinander und hochdynamisch im Bereich von einigen Millisekunden zu regeln. Auch der Vierquadranten Betrieb der Umrichter ist bei entsprechender Auslegung möglich. Aktuelle Aktivitäten in Forschung und Industrie bestehen beispielsweise in der Entwicklung bidirektionaler Umrichter, die eine Anbindung an das Netz sowohl

- zur Einspeisung der dezentral generierten Leistung, als auch
- zur Versorgung elektrischer Verbraucher aus dem Versorgungsnetz

mit Wechsel- und Gleichspannung zu ermöglichen. Der letztgenannte Punkt der Aufzählung kann zur Deckung des Systemeigenbedarfes (Pumpen, Ventilatoren, usw.) im Anfahrvorgang, beziehungsweise bei nicht verfügbarer dezentraler Einspeisung Anwendung finden, [3-KAT06], [3-SMA05].

Konventionelle Energieversorgungsnetze werden vorwiegend durch turbinengetriebene Synchrongeneratoren gespeist. Über die direkte elektromagnetische Kopplung der Generatordrehzahl mit der Netzfrequenz stellt die Frequenz hier die netzweit messbare Zustandsgröße der aktuellen Balance zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch dar und wird über die *P-f-Statik* für die Primärregelung verwendet, Abbildung 3.27 links. Bei steigendem Anteil parallel betriebener leistungselektronischer Umrichter in elektrischen Netzen sinkt jedoch diese Aussagekraft der Frequenz, da hier die genannte Kopplung nicht vorhanden ist.

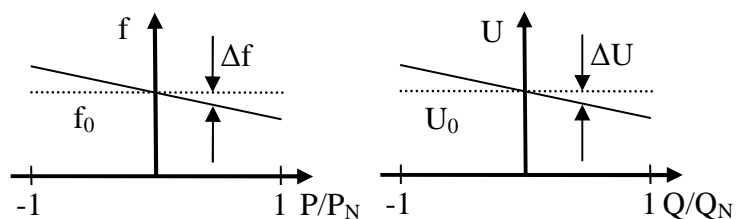


Abbildung 3.27 : P/f und Q/U Statik in elektrischen Netzen

Daher existieren international erhebliche Anstrengungen die oben skizzierten Konzepte der Leistungselektronik in die Netzregelung einzubinden. Bereits seit einigen Jahren sind hierzu *Master/Slave-Verfahren* verfügbar, bei welchen ein Master-Umrichter die Spannung im Netz regelt, an deren Verlauf sich dann die übrigen Slave-Umrichter orientieren. Da diese sich somit passiv auf die

Funktion des Masters verlassen, muss dieser stets in der Lage sein die notwendige Regelleistung zur Verfügung zu stellen. Eine beliebige Erweiterbarkeit des Systems ist also nicht gegeben. Eine weitere verfügbare Methode basiert auf der übergeordneten Regelung aller beteiligten Umrichter; der hierzu notwendige Kommunikationsaufwand ist erheblich und somit kostenintensiv und fehleranfällig.

Aktuelle Entwicklungsaktivitäten befassen sich mit der Realisierung der Statik-Funktionalität durch gleichberechtigte Umrichter ohne übergeordnete Regelstruktur. Mit Hilfe der *Droop Control* von Spannung und Frequenz wird hierbei durch eine hochdynamische Messung der aktuellen Wirk- und Blindleistung, sowie durch hinterlegte Statiken die abgegebene Wirk- und Blindleistung des Umrichters geregelt und elektrische Lasten so auf alle beteiligten Umrichter aufgeteilt. Die zugehörige Leistungsregelung muss dabei schnell sein, da die Umrichter nicht über die bei Synchrongeneratoren vorhandenen hohen Reaktanzen, hohen Massen und hohe Stromüberlastfähigkeit verfügen, [3-ENL05], [3-BRA04], [3-HAC02].

Ein weiterer wichtiger Aspekt der umrichterbasierten Einspeisung dezentraler Energieerzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz sind die neu zu entwickelnden *Schutzkonzepte*. Bei der Freischaltung eines Niederspannungsnetzabschnittes durch Trennung von der Mittelspannungsebene muss die Spannungslosigkeit gewährleistet sein. Ein vom Netzbetreiber unkontrollierter Inselbetrieb vorhandener Umrichter im Niederspannungsnetz stellt dabei eine Gefahr für Personen und Betriebsmittel dar. Die *Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordnetem Schaltorgan* (ENS) innerhalb eines Wechselrichters, welche auf der in der VDE-Norm 0126 spezifizierten Netzimpedanzmessung basiert, dient der Erkennung eines Inselbetriebs sowie der folgenden automatischen Abschaltung. [3-FAS04] stellt eine in Wechselrichter integrierbare Netzüberwachung auf Basis einer Schwingkreismessung vor, die durch Parameteranpassung in der Software an unterschiedliche internationale Normen (z.B. VDE0126, IEEE929) angepasst werden kann. Dabei wird ein Prüfstromverlauf an die Wechselrichterregelung übergeben und die resultierende Netzspannung ausgewertet. Problematisch bei allen Verfahren der Netzimpedanzmessung ist stets die gegenseitige Beeinflussung der Messeinrichtungen. Die bei einer hohen Anzahl von Umrichtern inklusive ENS auftretenden ungewollten Abschaltungen werden in aktuellen Projekten untersucht, siehe [3-BEN04].

Wechselrichter mit Funktionen der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), die im normalen Netzbetrieb beispielsweise photovoltaisch generierte Leistung in das Netz einspeisen, können im Fehlerfall vom Netz getrennt werden und nach kurzer Unterbrechung über einen zweiten Ausgang die lokale Versorgung der Lasten übernehmen. [3-WOY04] stellt ein Verfahren zum fließenden Übergang zwischen der im Netzparallelbetrieb gewünschten Stromregelung und der Spannungsregelung im Inselbetrieb vor, welche ohne die sonst kurzzeitig auftretende Versorgungsunterbrechung der lokalen Verbraucher auskommt.

3.6.2 Drehzahlvariable Antriebssysteme

Neben der bereits erläuterten Anbindung von dezentralen Gleichstromkomponenten (z.B. Brennstoffzelle, oder Akkumulator) bieten moderne leistungselektronische Schaltungen ebenfalls die Möglichkeit die mechanische Drehzahl einer Anlage von der Netzfrequenz zu entkoppeln (z.B. Schwungradspeicher, Windenergieanlage), sowie elektrische Netz unterschiedlicher Amplitude und Frequenz über einen Gleichstromzwischenkreis zu verbinden (Hochspannungsgleichstromübertragung, HGÜ).

Obwohl die Betriebsspannungen sowie die zu übertragenden Leistungen im Vergleich zu den bereits angesprochenen Wechselrichtern im Niederspannungsnetz wesentlich größer sind, sind sowohl die Struktur der dabei verwendeten Bauelemente (Abbildung 3.28) als auch die angewendeten Prinzipien der *feldorientierten Regelung* prinzipiell aus Kapi-

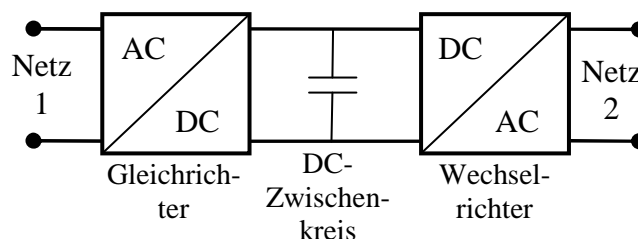


Abbildung 3.28: Entkopplung zwischen mechanischer Drehzahl und Netzfrequenz

tel 3.6.1.1 bekannt. Die *Entkopplung der mechanischen Drehzahl* einer Anlage von der Netzfrequenz wird beispielsweise in modernen Windenergieanlagen oder Antriebssystemen eingesetzt (siehe Kapitel 3.7.3.2 und 3.7.3.3). Die *Hochspannungs-Gleichstromübertragung* findet Anwendung zur Kopplung elektrischer Netze unterschiedlicher Nennspannung und Frequenz, sowie zur verlustarmen Übertragung elektrischer Energie über weite Entfernungen.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte zugehörige Modellierung im netzleittechnischen Zeitbereich wird in Kapitel 3.6.3, sowie 3.7.3 erläutert. Dynamische Momentanwertuntersuchungen inklusive notwendiger Regelstrukturen wurden nur am Rande zur Verifikation der genannten Modelle betrachtet. Detaillierte Untersuchungen dieses Themengebietes stehen beispielsweise unter [3-KOC05] und [3-EHR01] zur Verfügung.

3.6.3 Betriebliche Modellierung von Umrichtern

Aufgrund der Vielzahl möglicher leistungselektronischer Konzepte zum Aufbau eines Umrichters (Kapitel 3.6.1.1)

erlaubt die innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelte betriebliche Modellierung die Vorgabe spezifischer Kennlinien zur Abhängigkeit des Umrichter-Wirkungsgrades von der aktuellen Eingangsspannung sowie der übertragenen Leistung. Die betrieblichen Charakteristika werden somit abgebildet ohne jeweils die leistungselektronischen Zusammenhänge im Detail zu erfassen.

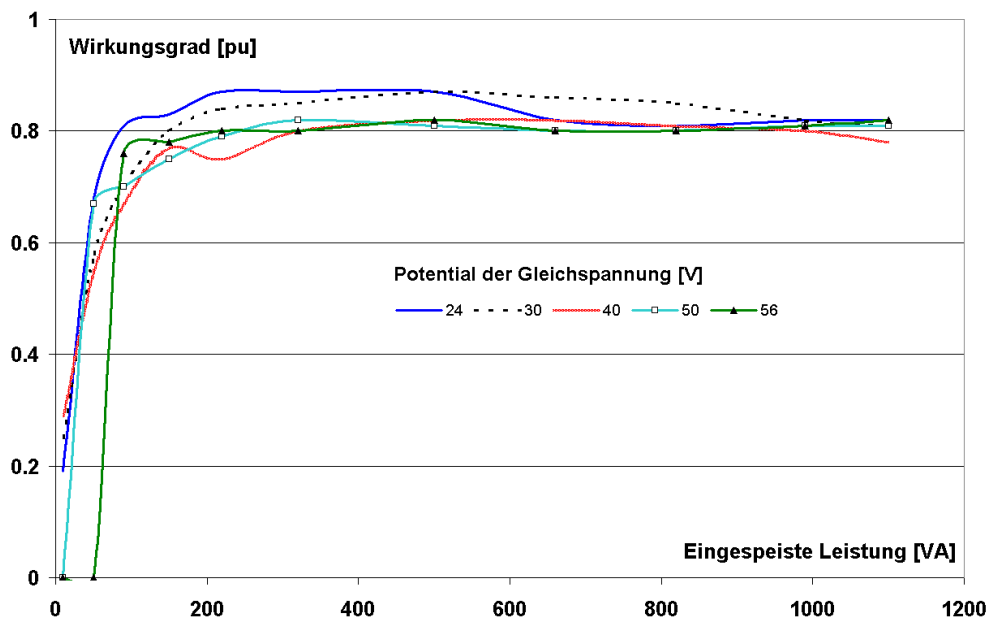


Abbildung 3.29 : Messwerte des spannungs- und leistungsabhängigen Wirkungsgrades eines Wechselrichters

Abbildung 3.29 zeigt eine beispielhafte Wechselrichtercharakteristika. Die hier dargestellten Daten entstammen der im Rahmen der Arbeit vorgenommenen Vermessung eines *Sunny Boy 1100LV*. Die maximale DC-Leistung dieses Wechselrichters beträgt 1210 W und ergibt unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades eine AC-Leistung von etwa 1100 VA. Der zulässige Eingangsspannungsbereich liegt zwischen 24 V und 60 V und ist für Anlagen mit niedriger Eingangsspannung (z.B. Brennstoffzellen mit wenigen Zellen) optimiert. Eine Beschreibung des Messaufbaus, sowie der aufgenommenen Daten ist in Kapitel 4 gegeben. Dort wird die dynamische Betrachtung der Anbindung einer PEM-Brennstoffzelle über einen Wechselrichter vorgestellt.

Die aus der *feldorientierten Regelung* moderner Umrichter (siehe Kapitel 4.4) resultierende getrennte Regelbarkeit des Wirk- und Blindanteiles ist ebenfalls innerhalb der entwickelten betrieblichen Modellierung abgebildet, wobei die Nennscheinleistung des Wechselrichters durch die Priorität des d-Anteiles (Wirkleistung) berücksichtigt wird, Abbildung 3.30. Der in diesem Fall durch die Begrenztheit der Scheinleistung nicht erreichte Sollwert der Blindleistung (gepunkteter Anteil des Q_{soll} -Zeigers) wird als Meldesignal anderen Komponenten der Simulation (z.B. einer überge-

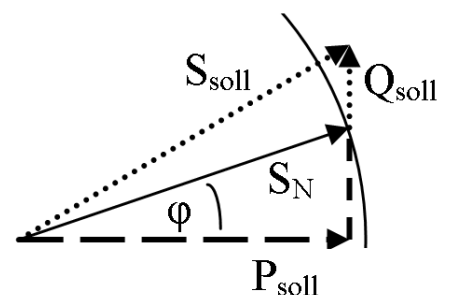


Abbildung 3.30 : Wirkleistungspriorität der Wechselrichterregelung

ordneten Regelung im Windpark in Kapitel 3.7.6) zur Verfügung gestellt.

Der Wechselrichterregelung wird entweder ein Leistungsfaktor¹⁹ oder absolute Beträge der Wirk- und Blindleistung vorgegeben. Die Vorgabe des *Leistungsfaktors* kann z.B. bei der fluktuierenden Einspeisung von PV- oder Windstrom verwendet werden. Da sich die beispielsweise in Kapitel 3.2.4, sowie 3.5.1 dargestellten Vergütungen dezentraler Einspeisung ausschließlich auf die Wirkleistung beziehen, werden dezentrale Anlagen im öffentlichen Versorgungsnetz und somit auch innerhalb der Modellierung meist auf einen Leistungsfaktor von 1 eingestellt. Alternativ kann im Betrieb mit einer regelbaren Quelle (beispielsweise ein Gasmotor oder eine Brennstoffzelle) ein AC-Sollwert (P und Q) an den Wechselrichter übergeben werden. Anhand der oben beschriebenen Wirkungsgradkennlinie sowie der aktuellen Eingangsspannung wird dann innerhalb des Wechselrichters die notwendige DC-Leistung als Sollwert an die Gleichspannungs-Komponente übergeben, so dass auch Lastsprünge modelliert werden können.

Da die Leistungselektronik der Umrichter im Vergleich zu den anderen beteiligten Komponenten im Energiesystem ein sehr schnelles Lastfolgeverhalten aufweist, stellen die in der betrieblichen Modellierung nicht berücksichtigten Ausgleichsvorgänge innerhalb des Umrichters keine Einschränkung der betrieblichen Modellierung dar. Untersuchungen (Messung und Modellierung) zum Lastfolgeverhalten von Umrichtern stehen auch in Kapitel 4.4 zur Verfügung.

3.6.4 Betriebliche Modellierung der Netz-Anbindung und -Tarife

Die betriebliche Modellierung der Netzanbindung beinhaltet die in den letzten Kapiteln beschriebene

- technische Netz-Anbindung der Komponenten,
- Tarifstrukturen des bidirektionalen Leistungsaustausches mit dem elektrischen Netz, sowie des Bezugs von Primärenergieträgern (z.B. Erdgas).

Die technische Netzanbindung wird durch die erläuterten *Technischen Anschlussbedingungen* bestimmt. Diese werden im Modell durch eine für jeden Netzübergabepunkt charakteristische *maximal zulässige bezogene und eingespeiste Leistung*, sowie eine mögliche Begrenzung der *Gradienten des Netzaustausches* abgebildet.

Die Vielzahl unterschiedlicher Tarifstrukturen kann durch eine im Modell vorhandene Grundeinstellung sowie flexibel gestaltete Erweiterungsmöglichkeiten abgebildet werden. Die *Grundeinstellung* beinhaltet je eine *jährliche Netznutzungs-Grundgebühr* für die Möglichkeit zur Einspeisung (Elektrizität) und den Bezug (Elektrizität und leitungsgebundene Kohlenwasserstoffe) von Energie.

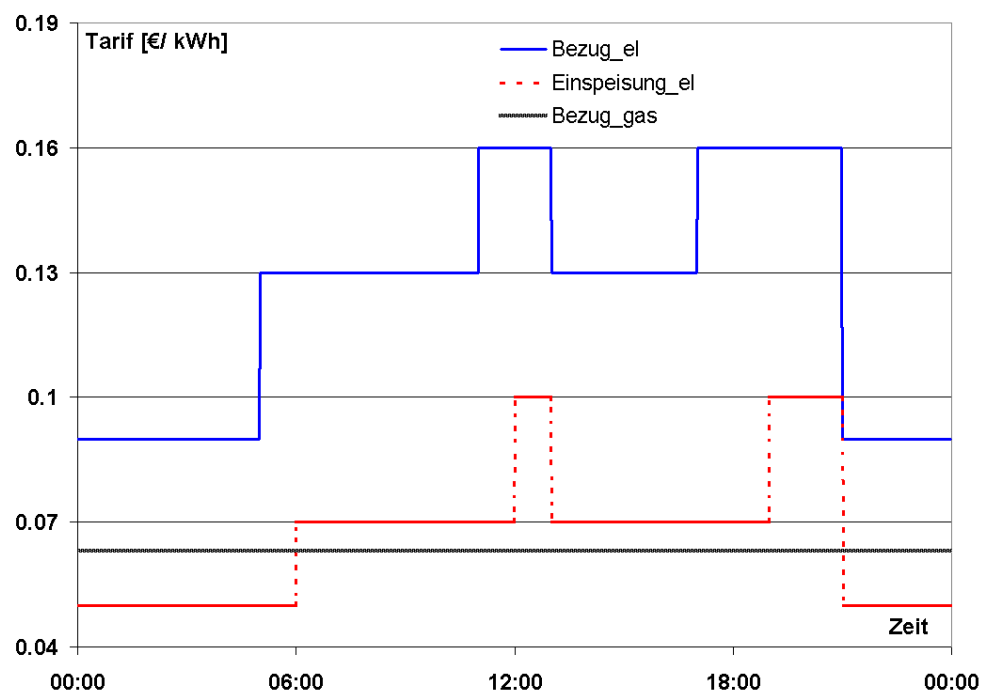


Abbildung 3.31 : Arbeits-Tarifstrukturen des bidirektionalen Netzaustausches

Weiterhin werden tatsächlich mit dem Netz *ausgetauschte Kilowattstunden* entsprechend der bei-

¹⁹ Bei rein sinusförmigem Strom- und Spannungsverlauf entspricht der Leistungsfaktor als P/S dem $\cos \varphi$.

spielsweise aus Kapitel 3.2.4 und 3.5.1 bekannten Einspeisevergütungen, sowie einer zu hinterlegenden Tabelle der Bezugskosten für elektrische und primäre Energie in Euro pro Kilowattstunde abgerechnet. Auch wenn heutige Tarife für den privaten und gewerblichen Betrieb meist konstante Arbeitspreise²⁰ vorsehen, ist für die nächsten Jahre mit einer erheblichen Flexibilisierung zu rechnen, zumal entsprechende Zählersysteme mit Datenanbindung bereits kommerziell verfügbar sind, siehe [3-IBM03] und [5-FRE06] und detaillierte Erläuterungen der aktuellen Technik in Kapitel 5.4.3.

Die Tarifstruktur des bidirektionalen Austausches wird somit flexibel als Funktion der Uhrzeit angenommen, wobei auch die Unterscheidung nach Wochentagen, Kalenderwochen, Monaten und anderen Zeiträumen problemlos möglich ist. Falls erforderlich können durch die vorhandenen Schnittstellen beispielsweise auch die aus der Verbändevereinbarung [3-VVP01] bekannten Faktoren der *Jahresnutzungsdauer*, sowie die *Einspeisung aus dezentralen Erzeugungseinheiten mit Leistungsmessung* in die modellierte Tarifstruktur dezentraler Energiesysteme aufgenommen werden. Abbildung 3.32 fasst die Charakteristika des entwickelten Modells zur Netzanbindung dezentraler Energieversorgungsanlagen und Verbraucher zusammen.

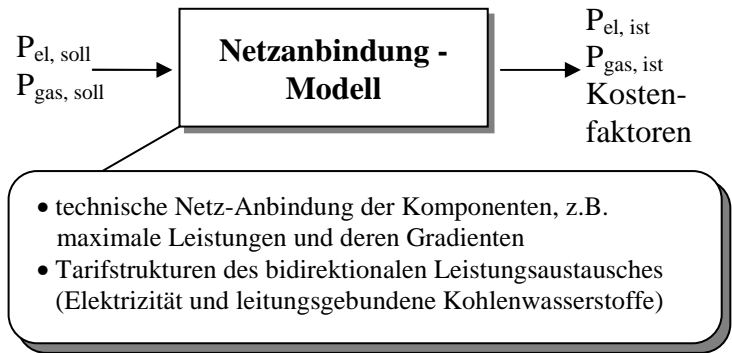


Abbildung 3.32 : Entwickeltes Modell zur Netzanbindung dezentraler Energieversorgungsanlagen

3.7 Windenergie

Durch Neubau und Repowering²¹ von Windenergieanlagen (WEA) nimmt der Anteil der installierten Windleistung (Anfang 2006: 19 GW) am gesamten deutschen Kraftwerkspark (Anfang 2002: 114 GW, [3-VDN04a]) schon seit mehreren Jahren stetig zu. Als hauptsächliche Ursachen dieser Entwicklung sind die gesetzlich festgelegte finanzielle Förderung der Windenergie, sowie die damit verbundene Planungssicherheit anzusehen, Tabelle 3.19.

Tabelle 3.19 Mindestvergütungssätze für Windenergie laut EEG, aus [3-MVE04]

Jahr der Inbetriebnahme	Onshore		Offshore	
	Erhöhte Anfangsvergütung	Basisvergütung	Erhöhte Anfangsvergütung	Basisvergütung
Cent/ kWh				
2004	8,70	5,50	9,10	6,19
2005	8,53	5,39	9,10	6,19
2006	8,36	5,28	9,10	6,19

Neben der stark steigenden Anlagenanzahl steigt auch die elektrische Nennleistung der neu entwickelten WEA; in Hinblick auf erhebliche Offshore-Ausbaupotentiale und die bei steigender Gondelhöhe vorherrschenden höheren und gleichmäßigeren Windgeschwindigkeiten haben die Hersteller große Anstrengungen unternommen, durch Steigerung der Nennleistung die Wirtschaftlichkeit der Windkraftanlagen weiter zu verbessern. Darüber hinaus existieren ebenfalls Aktivitäten die bereits in Kapitel 3.5 angesprochene Versorgung netzferner ländlicher Gebiete durch WEA kleiner Leistungen zu ermöglichen, Tabelle 3.20.

²⁰ Bisher findet gelegentlich eine spezielle Abrechnung des Nachtstromes (Hoch-/ Niedertarif) Anwendung.

²¹ Repowering: Austausch vorhandener WEA durch neue Modelle höherer Leistung zur Steigerung der Leistungsdichte.

Tabelle 3.20 Windkraftanlagen im Kilo- und Megawattbereich

Hersteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Generatortyp	Leistungsregelung	Rotordrehzahl [min ⁻¹]
SMA	aero-smart	5	5,1	12/18/24	ASM	Passiv Stall	133/200
Vestas	V90	3000	90	80/ 105	DASM	Pitch	9-19
Enercon	E-112	4500-6000	114	124	SMVU	Pitch	8-13
RePower	M5	5000	126	90-120	DASM	Pitch	6,9-12,1

SMVU: Synchronmaschine mit Vollumrichter, alle anderen Abkürzungen siehe Tabelle 3.1.

Zusätzlich zu den existierenden energetischen Betrachtungen zum großflächigen Einsatz von Windenergie [3-GIE03], Detailstudien zum Einfluss der Windenergie auf das dynamische Netzverhalten [3-KOC03], [3-SLO03], sowie Arbeiten zum Design von WEA [3-GAS05], erhalten somit Untersuchungen zur *Betriebsführung von elektrischen Netzen* mit hohem Anteil stochastischer Windeinspeisung eine stetig steigende Bedeutung. In den genannten Beispielen werden lange Zeiträume (Stunden und Tage) und komprimierte Anlageninformationen, detaillierte elektromagnetische Ausgleichsvorgänge kurzer Zeitdauer (bis zu einigen Sekunden), sowie der Entwurf von WEA untersucht.

Studien zur Betriebsführung von Windenergie-Anlagen und -Parks erfordern stattdessen die bereits in der Einleitung des Kapitels angesprochenen langfristigen Untersuchungen in den aus den SCADA-Betrachtungen bekannten Aktualisierungsintervallen von einigen Sekunden, sowie die Berücksichtigung der für Netzleitsysteme erforderlichen Anlageninformationen und möglichen betrieblichen Einflussnahmen.

Im Folgenden werden die in der vorliegenden Arbeit entwickelten Werkzeuge zur betrieblichen Modellierung von Windenergie-Anlagen und -Parks, sowie deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze dargestellt. In den ersten Abschnitten wird die untersuchte Energiewandlungskette einer einzelnen WEA bestehend aus

- der Modellierung der fluktuierenden Windgeschwindigkeit,
- der mechanischen Leistungsentnahme innerhalb der Windturbine,
- der Betrachtung eines eventuell vorhandenen Getriebes,
- der mathematischen Beschreibung der Generatorsysteme,
- der Darstellung implementierter Regelkreise, sowie
- der Anbindung an das elektrische Netz

vorgestellt. Abbildung 3.33 skizziert die genannte Energiewandlungskette.

Aufbauend darauf werden die ebenfalls entwickelten Bausteine

- der aggregierten Modellierung von Windparks, sowie
- der zugehörigen Regelkreise des Parkmanagements

vorgestellt und deren Integration in die Modellierung von Energieversorgungsstrukturen erläutert.

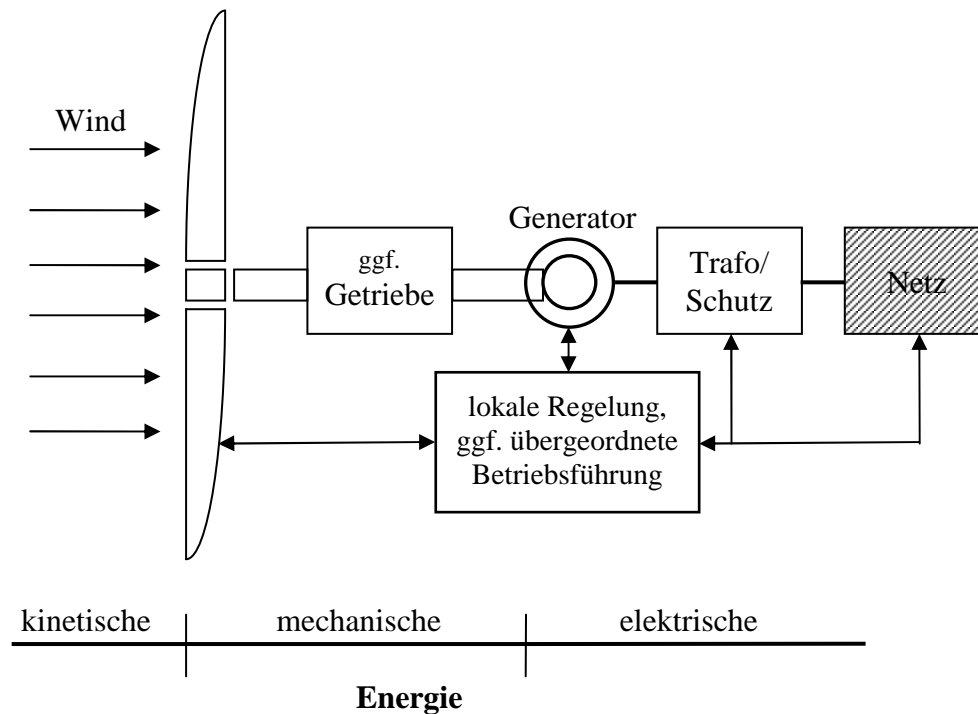


Abbildung 3.33 : Energieübertragung der Windenergie über Turbine und Generator in das elektrische Netz sowie mögliche Einflussnahme

3.7.1 Modellierung der Windgeschwindigkeit

Da die zeit- und höhenabhängige Windgeschwindigkeit eines Standortes starken stochastischen Schwankungen unterworfen ist, ist man zur detaillierten quantitativen Untersuchung des Einflusses der Windgeschwindigkeit auf die in einer Windturbine oder einem Windpark erzeugten elektrischen Leistung auf zeitlich und räumlich *hochaufgelöste Messwerte* der Windgeschwindigkeit angewiesen.

Liegen diese hochauflösenden Daten im Bereich von Sekunden nicht vor, so können mit Hilfe der üblicherweise in Schritten von 10 oder 15 Minuten aufgezeichneten Messwerte typische Ereignisse wie beispielsweise

- der Durchzug einer Gewitterfront im Hochsommer,
- das Auftreten eines Herbststurmes,
- eine Windflaute im Sommer,

mit Hilfe analytischer Beschreibungen *synthetisiert generiert*, sowie deren Einfluss auf das elektrische Klemmenverhalten der Betriebsmittel qualitativ untersucht werden. Ein strukturell auf [3-WAS81] und [3-AND83] aufbauendes Modell konnte [3-SLO03] entnommen werden:

$$v_w(t) = v_{wd} + v_{wr}(t) + v_{wb}(t) + v_{wt}(t) \quad (3.17)$$

Die zeitabhängige Windgeschwindigkeit $v_w(t)$ setzt sich hierbei aus einem *konstanten Durchschnittswert* der Windgeschwindigkeit v_{wd} , einer *rampenförmigen Komponente* $v_{wr}(t)$, einer Komponente zur Beschreibung von *Windböen* $v_{wb}(t)$, sowie der *Windturbulenz* $v_{wt}(t)$ zusammen.

Die *rampenförmige Komponente* der Amplitude A_{wr} , sowie die zugehörige Start- und Endzeit T_{sr} , T_{er} kann als

$$t < T_{sr} : v_{wr}(t) = 0$$

$$T_{sr} < t < T_{er} : v_{wr}(t) = A_{wr} \frac{t - T_{sr}}{T_{er} - T_{sr}} \quad (3.18)$$

$$T_{er} < t : v_{wr}(t) = A_{wr}$$

beschrieben werden. Die *Komponente der Böen* wird analog mit Hilfe der Amplitude A_{wb} , sowie der Start- und Endzeit T_{sb} , und T_{eb} als

$$\begin{aligned}
 t < T_{sb}: v_{wb}(t) &= 0 \\
 T_{sb} < t < T_{eb}: v_{wb}(t) &= \frac{A_{wb}}{2} \left(1 - \cos \left[2\pi \frac{t - T_{sb}}{T_{eb} - T_{sb}} \right] \right) \\
 T_{eb} < t: v_{wb}(t) &= 0
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

bestimmt. Die Turbulenz wird mit Hilfe der in [3-DSE92] angegebenen spektralen Leistungsverteilung

$$S_{wr}(f) = \frac{\frac{1}{(\ln(\frac{h_{Na}}{z_0}))^2} \cdot l \cdot v_{wd}}{(1 + 1,5 \frac{f \cdot l}{v_{wd}})^{\frac{5}{3}}}
 \tag{3.20}$$

ermittelt, wobei f die Frequenz, h_{Na} die Nabenhöhe der Windturbine, z_0 die Bodenrauigkeit (siehe Tabelle 3.21) und l den Längenmaßstab der Turbulenz (siehe [3-SOR01]), definiert als

$$\begin{aligned}
 h_{Na} < 30m: l &= 20 \cdot h \\
 h_{Na} \geq 30m: l &= 600 \text{ m},
 \end{aligned}
 \tag{3.21}$$

darstellen.

Tabelle 3.21 Bodenrauigkeit für unterschiedliche Landschaften (aus [3-SLO03])

Landschaftliche Beschaffenheit	Bodenrauigkeit ¹⁾ z_0 [m]
Offenes Meer, Sand	$1 \cdot 10^{-4}$ bis $1 \cdot 10^{-3}$
Schneebedeckte Oberfläche	$1 \cdot 10^{-3}$ bis $5 \cdot 10^{-3}$
Rasen oder Steppenlandschaft	$1 \cdot 10^{-3}$ bis $1 \cdot 10^{-2}$
Steiniger Untergrund	0,04 bis 0,1
Wald, Stadtgebiet, hügeliges Terrain	1 bis 5

1) Die Bodenrauigkeit stellt den Abstand zum Erdboden dar, an dem die theoretische Windgeschwindigkeit Null ist.

Ein vorliegender Messwert der Windgeschwindigkeit v_{ref} , der auf der Höhe h_{ref} über dem Erdboden gemessen wurde, lässt sich mit Hilfe des als *Windscherung* bekannten Zusammenhangs

$$v = v_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{h}{z_0}}{\ln \frac{h_{ref}}{z_0}}
 \tag{3.22}$$

in die Windgeschwindigkeit v auf der Höhe h umrechnen. Abbildung 3.34 zeigt die modellierte Windscherung für übliche Bodenrauigkeiten (Tabelle 3.21), wobei jeweils in 100 m Höhe eine Windgeschwindigkeit von 10 ms^{-1} zu Grunde gelegt wurde.

Entsprechend dem in [3-SLO03] vorgestellten Verfahren wird das Verhalten im Zeitbereich durch Überlagerung einer großen Anzahl von Kosinusfunktionen unterschiedlicher Frequenz

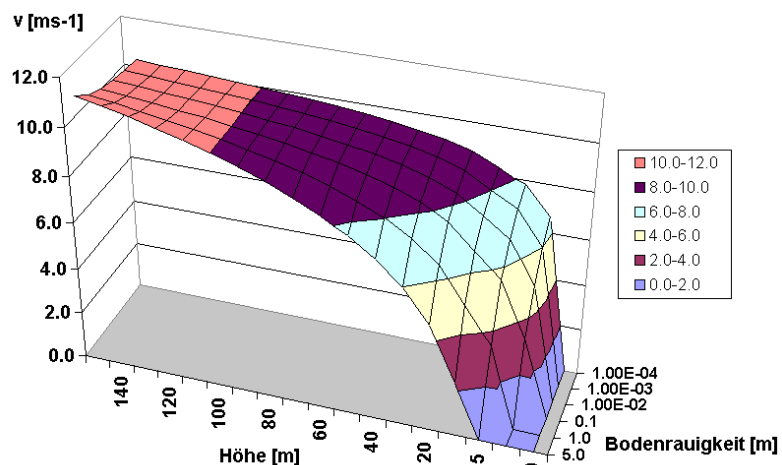


Abbildung 3.34 : Windscherung für verschiedene Bodenrauigkeiten, $v_{wd,100} = 10 \text{ ms}^{-1}$

$$v_{wr}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wr}(f_i) \cdot \Delta f} \cdot \cos(2\pi f_i \cdot t + \phi_i + \Delta\phi) \quad (3.23)$$

ermittelt, wobei f_i und ϕ_i die Frequenz und Phasenlage der i -ten Frequenzkomponente darstellen. Entsprechend [3-AND83] sollte der Anteil der Turbulenz mit $n=50$ Frequenzen und $0,1 < \Delta f < 0,3$ Hz ermittelt werden.

$\Delta\phi$ stellt eine kleine zufällig gewählte Phasenlage dar, die bei Bedarf einen periodischen Verlauf der Turbulenz verhindert. Abbildung 3.35 zeigt über einen Zeitraum von 2 Sekunden die für eine Höhe von 60m, $v_{wd} = 11,3 \text{ ms}^{-1}$, $T_{sr} = 27\text{s}$, $T_{er} = 120\text{s}$, $A_{wr} = 0,1 \text{ ms}^{-1}$, $T_{sb} = 35\text{s}$, $T_{eb} = 41\text{s}$, $A_{wb} = 0,2 \text{ ms}^{-1}$, $z_0 = 1 \cdot 10^{-3}$, $\Delta f = 0,2 \text{ Hz}$, $n=50$, $\Delta\phi=0$, beispielhaft synthetisch generierte Windgeschwindigkeit.

In Hinblick auf die Windgeschwindigkeiten innerhalb eines Windparks wird in der IEC 61400-21 [3-SOR01] darauf hingewiesen, dass die an den einzelnen Turbinen über 200 ms gebildeten Durchschnittswerte des fluktuierenden Anteils der Windgeschwindigkeit unkorreliert sind, die über einen Zeitraum von 60 s gebildeten Durchschnitte hingegen eine starke Korrelation aufweisen. Diese umgekehrte Proportionalität zwischen Frequenz der Turbulenz und Korrelation unter den einzelnen Turbinen führt dazu, dass die Taylor-Hypothese der „frozen turbulence“ [3-VEE88], die auch im Ansatz von Shinozuka Verwendung findet [3-SHI71], für die in der vorliegenden Arbeit betrachteten Schrittweiten von mehreren Sekunden eingesetzt werden kann. Die mit Hilfe von (3.17) simulierte Windgeschwindigkeit breitet sich demnach mit der mittleren Geschwindigkeit in Windrichtung aus, wobei bei der Betrachtung einer größeren Anzahl von WEA und Windparks zusätzlich die als *Parkeffekt* bezeichnete gegenseitige Abschattung der Windenergieanlagen berücksichtigt werden muss (siehe Kapitel 3.7.5.2). Detaillierte, zeitlich hoch auflösende Methoden der Windsimulation sowie deren 3-dimensionale Ausbreitung werden unter anderem in [3-SOR01] vorgestellt und finden in Simulationspaketen (z.B. [3-MAT04]) Anwendung, die unter Nutzung umfangreicher Material- und Umgebungsspezifikationen beispielsweise in der Luftfahrtentwicklung eingesetzt werden.

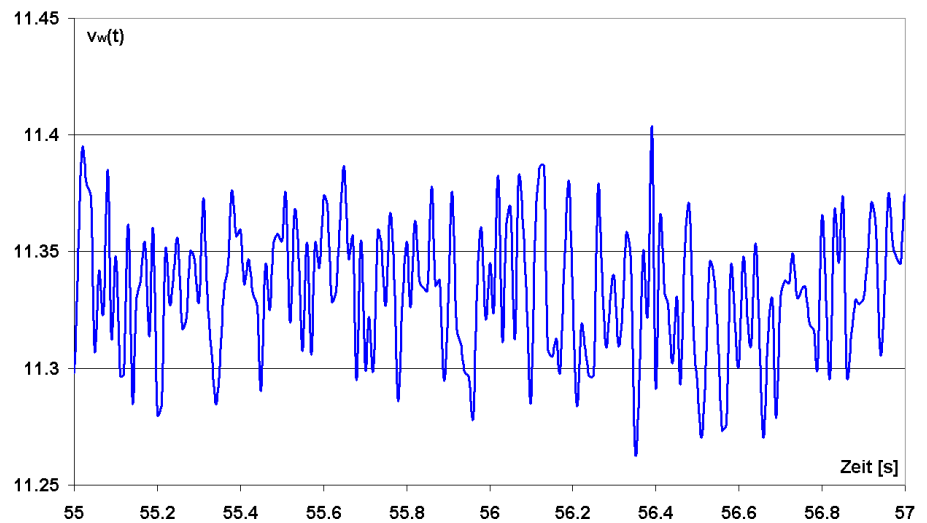


Abbildung 3.35 : Beispielhaft synthetisierte Windgeschwindigkeit

Die mit Hilfe von (3.17) simulierte Windgeschwindigkeit breitet sich demnach mit der mittleren Geschwindigkeit in Windrichtung aus, wobei bei der Betrachtung einer größeren Anzahl von WEA und Windparks zusätzlich die als *Parkeffekt* bezeichnete gegenseitige Abschattung der Windenergieanlagen berücksichtigt werden muss (siehe Kapitel 3.7.5.2). Detaillierte, zeitlich hoch auflösende Methoden der Windsimulation sowie deren 3-dimensionale Ausbreitung werden unter anderem in [3-SOR01] vorgestellt und finden in Simulationspaketen (z.B. [3-MAT04]) Anwendung, die unter Nutzung umfangreicher Material- und Umgebungsspezifikationen beispielsweise in der Luftfahrtentwicklung eingesetzt werden.

3.7.2 Mechanische Leistungsentnahme der Windturbine

Moderne Windturbinen besitzen in der Regel 3 symmetrisch angebrachte (jeweils um 120° versetzte) Rotorblätter, welche durch eine automatische Nachführung zur Luvseite des Mastes (dem Wind zugewandt) ausgerichtet werden. Somit kann das bei einer geraden Blattanzahl (z.B. 2) wiederkehrend am Rotor auftretende maximale Biegemoment – hervorgerufen durch maximale Schubbelastung des oberen und gleichzeitige Entlastung des sich im Mastschatten befindlichen unteren Rotors – erheblich reduziert werden.

Wie in Abbildung 3.36 verdeutlicht, entziehen die Rotorblätter dem Luftmassenstrom kinetische Energie und wandeln diese in mechanische Energie in Form einer Drehbewegung um, wobei die Geschwindigkeit des unveränderten Wind-Massenstromes von v_1 auf v_2 reduziert wird. Basierend auf der allgemeinen Gleichung zur Energie einer sich bewegenden Masse

$$W_{kin} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (3.24)$$

lässt sich die kinetische Energie eines bewegten Luftvolumens

$$V_{Wind} = A \cdot v \cdot l \quad (3.25)$$

durch

$$W_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_{Luft} \cdot v^3 \cdot t \quad (3.26)$$

beschreiben. Durch Differenzieren nach t erhält man somit die im Wind enthaltene Leistung zu

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_{Luft} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 \quad (3.27)$$

Die dem Wind im Rotor entzogene Leistung lässt sich, wie beispielsweise in [3-WAG98] beschrieben, demnach als Differenz

$$P_R = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.28)$$

formulieren und kann mit Hilfe des Zusammenhangs

$$v_0 = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (3.29)$$

zu

$$P_R = \frac{1}{4} \cdot \rho_{Luft} \cdot A_R \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{4} \cdot \rho_{Luft} \cdot A_R \cdot v_1^3 \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right] \quad (3.30)$$

$$= c_p \cdot P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot A_R \cdot \rho_{Luft} \cdot v_1^3$$

umgeformt werden. Das Maximum des als *Leistungsbeiwert* bezeichneten Verhältnisses

$$c_p = \frac{P_R}{P_{Wind}} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \cdot \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right] \quad (3.31)$$

ergibt sich durch Differenzieren nach v_2/v_1 bei $v_2/v_1 = 1/3$ zu $c_{p,max} = 0,5926$ (*Betz-Zahl*).

Auch bei optimalen aerodynamischen Eigenschaften der Rotorblätter lassen sich also maximal 59,3% der im Wind vorhandenen kinetischen Energie in mechanische Energie umwandeln, wobei in dem vorgestellten Ansatz zur Berechnung des Leistungsbeiwertes ein rein axialer Luftmassen-transport senkrecht zur Rotorfläche zu Grunde gelegt wird.

Aufgrund des bei reduzierter Windgeschwindigkeit gleich bleibenden Luftmassenstromes wird die Fläche in erster Näherung kegelförmig aufgeweitet; detaillierte Untersuchungen zu diesem Effekt stehen in [3-KOC05] zur Verfügung. Dreidimensionale strömungstechnische Untersuchungen, sowie deren Auswirkungen auf die Konzeption von Rotorblättern werden beispielsweise in [3-RIJ90] vorgestellt. Neben dem erheblichen Rechenzeitaufwand sind für dieses Verfahren jedoch zahlreiche Detailkenntnisse über die Rotorblatt- und Umgebungsgeometrie, sowie die räumlich variablen Windverhältnisse entlang der Rotorblätter erforderlich, die einer allgemeinen Anwendung dieser Verfahren für die hier fokussierten betrieblichen Anwendungsfälle entgegenstehen.

Generell werden Windkraftanlagen darauf ausgelegt, elektrische Energie zu möglichst günstigen Preisen zur Verfügung zu stellen. Da die Windgeschwindigkeit kubisch in die erzeugte

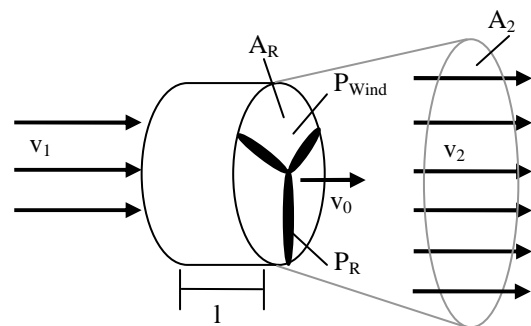


Abbildung 3.36 : Kinetische Energieentnahme des Windturbinen-Rotors

mechanische Leistung der WEA ein- geht, stellt die in Abbildung 3.37 dar- gestellte Weibullver- teilung (prozentualer Anteil der einzelnen Windgeschwindigkei- ten über ein Jahr) eine charakteristische Größe zur Auslegung von WEA dar, wobei je nach Standort typi- scherweise Nenn- windgeschwindigkei- ten v_{nenn} von 12 m/s bis 14 m/s realisiert werden. Übertrifft die

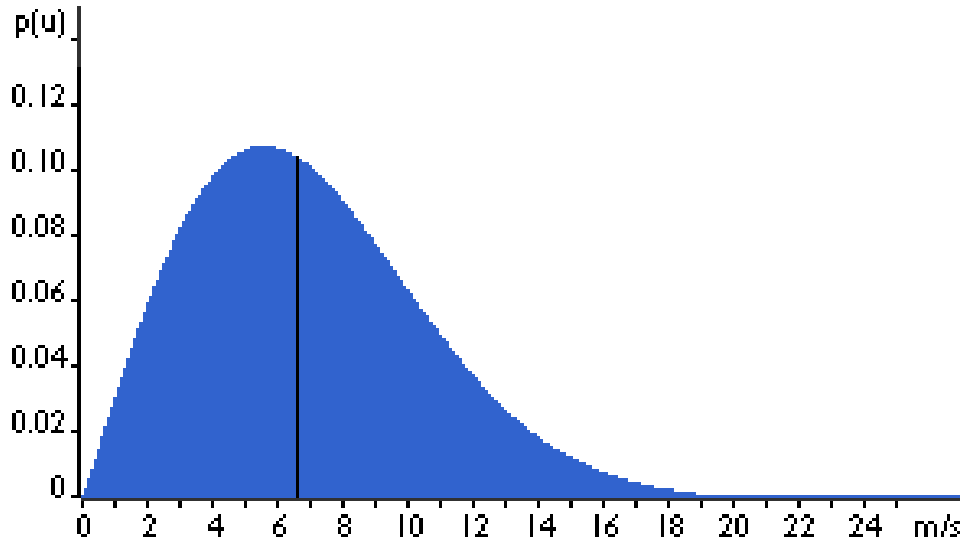


Abbildung 3.37 : Typische Weibullverteilung eines WKA-Standortes (Grafik entnommen aus [3-DWI03])

aktuelle Windgeschwindigkeit v_{nenn} , so müssen durch Änderung der aerodynamischen Rotoreigen- schaften Maßnahmen ergriffen werden, um die mechanischen und elektrischen Anlagenkomponen- ten vor Überlastung zu schützen. Die beiden hierzu in modernen WEA üblicherweise verwendeten Mechanismen werden im Folgenden vorgestellt.

3.7.2.1 Leistungsbegrenzung durch den Stalleffekt

Die bei veränderter Windgeschwindigkeit auftretenden Änderungen der aerodynamischen Rotorei- genschaften – von vorherrschend laminarer Strömung im Teillastbereich bis hin zur Turbulenzbil- dung und Strömungsabriss bei hohen Windgeschwindigkeiten (Stalleffekt) – werden bei WEA mit Stallbetrieb durch Reduktion des Leis- tungsbeiwerts c_p zur Begrenzung der ma- ximalen mechani- schen Leistung ge- nutzt. Abbildung 3.38 zeigt die aus Datenblattangaben eines Herstellers (Tabelle 3.22) geni- erierten $c_p(v)$ -, sowie $P_{el}(v)$ -Kennlinien einer WEA im Stall- betrieb; zur Berechnung der Leistungs- beiwerte aus den

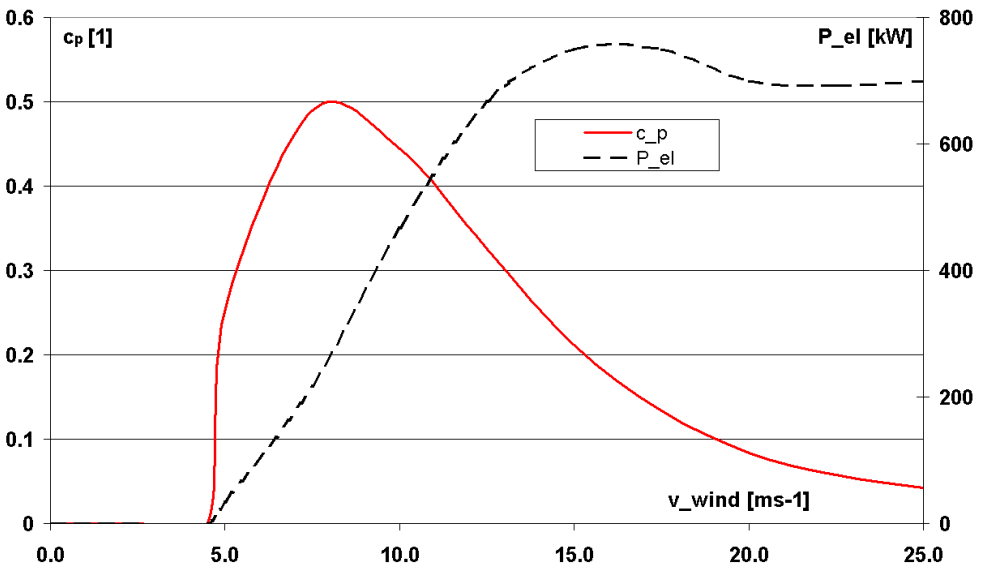


Abbildung 3.38 : Stallgeregelte Windturbine NM48/750

gegebenen windabhängigen mechanischen Leistungen wurden konstante Wirkungsgrade des Ge- triebes bzw. des Generators von 99% bzw. 95% angenommen.

$$c_p(v) = \frac{2 \cdot P_{el}}{\rho_{Luft} \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta_{Getriebe} \cdot \eta_{Generator}} \tag{3.32}$$

Tabelle 3.22 Datenblattauszug der stallgeregelten NEG-Micon 48/750

Generator	asynchron, 4-6 polig	$v_{ein}, v_{nenn}, v_{max}$	4, 16, 25 ms^{-1}
Nennleistung	750/ 200 kW	Turbinendrehzahl	22,2/ 14,8 min^{-1}
Getriebe	1:67,5	Rotordurchmesser	48,2 m

Da die Rotorblätter mit Stallregelung keine beweglichen Teile beinhalten, ergeben sich für stallgeregelte Anlagen Vorteile aufgrund des einfachen und damit mechanisch robusten und preiswerten Aufbaues. Negativ fallen die auch in Abbildung 3.38 deutlich sichtbare, typische Abnahme der mechanischen Leistung oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit, sowie die nicht vorhandene aktive Regelmöglichkeit der generierten mechanischen Anlagenleistung auf.

Die bei der gezeigten NEG-Micon 48/750 verwendete Polumschaltung von 3 auf 2 Polpaare ab einer mechanischen Leistung der Turbine von etwa 200 kW dient zur Vergrößerung des Anlaufmomentes und ist typischerweise auf Asynchrongeneratoren kleiner 1 MW beschränkt.

Die Kopplung einer stallgeregelten Turbine mit einem ebenfalls robusten und kostengünstigen, aber (bis auf den Schlupf) drehzahlstarrten Asynchrongenerator, welche bis zu einer Leistung von etwa 1 MW Anwendung findet, wird als *dänisches Konzept* bezeichnet und häufig eingesetzt.

3.7.2.2 Leistungsbegrenzung durch Verstellung der Rotorblätter

Im Gegensatz zu der im Stallbetrieb beschriebenen alleinigen Abhängigkeit des Leistungsbeiwertes von der Windgeschwindigkeit bietet die in der Pitch-, bzw. Active Stall-Regelung zusätzlich eingesetzte Verstellung des Rotorblattwinkels β eine aktive Anpassung des Leistungsbeiwertes

$c_p = f(v_{wind}, n_{turbine}, \beta)$ und somit der generierten mechanischen Turbinenleistung.

Die auf Datenblattangaben (Tabelle 3.23) basierende

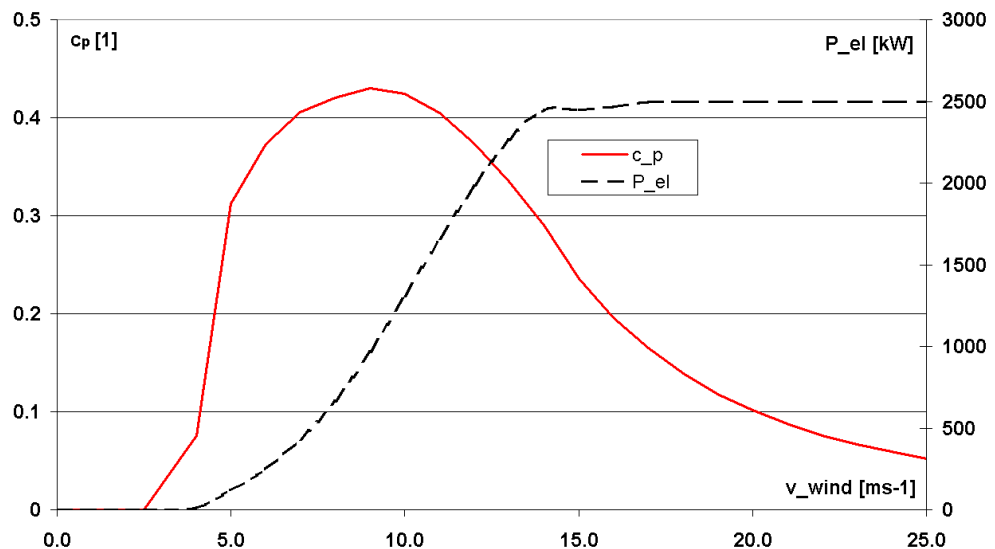


Abbildung 3.39 : Pitchgeregelte Windturbine N80/ 2500 kW

Abbildung 3.39 einer pitchgeregelten WEA mit einer Nennleistung von 2,5 MW zeigt eine qualitative Übereinstimmung der $c_p(v)$ -, sowie $P_{el}(v)$ -Kennlinien beider Regelungskonzepte unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit. Deutlich sichtbar ist die durch den Einsatz der Blattverstellung erreichbare konstante mechanische Nennleistungsabgabe oberhalb der Nenn-Windgeschwindigkeit von $v_{nenn} = 14 \text{ ms}^{-1}$, die neben der Regelbarkeit der abgegebenen mechanischen Leistung im Teillastbereich einen entscheidenden Vorteil der geregelten Rotorblattverstellung gegenüber dem oben beschriebenen Stallbetrieb darstellt.

Tabelle 3.23 Datenblattauszug einer N80/ 2500 mit Pitchregelung

Generator	doppeltgespeister asynchron, 6 polig	$v_{ein}, v_{nenn}, v_{max}$	4, 14, 25 ms^{-1}
Nennleistung	2500 kW	Turbinendrehzahl	10,9 bis 19,1 min^{-1}
Getriebe	1:68,1	Rotordurchmesser	80,0 m

Eine Pitchregelung inklusive hydraulischen Stellgliedern oder Schrittmotoren und Regelung wird meist bei den gegenwärtig dominierenden drehzahlvariablen, großen Windkraftanlagen ab 500 kW eingesetzt. Eine stetig steigende Anzahl großer Wind-Turbinen wird derzeit auch mit einer *Active-*

Stall-Regelung ausgestattet, die durch die ebenfalls vorhandene Verstellmöglichkeit der Rotorblätter zur Beeinflussung der aerodynamischen Eigenschaften stark der Pitchregelung ähnelt; hier werden die Rotorblätter bei Überschreiten der Nenn-Windgeschwindigkeit allerdings entgegen der Richtung der Pitch-Regelung in den Strömungsabriss hineingedreht, um die aerodynamischen Eigenschaften zu verändern.

3.7.2.3 Modellierung des Leistungsbeiwertes

Aufgrund der in den letzten Abschnitten dargestellten komplexen und stark nicht linearen aerodynamischen Zusammenhänge zwischen aktueller Windgeschwindigkeit v , Schnelllaufzahl λ , Blattanstellwinkel β und dem zugehörigen Leistungsbeiwert c_p sollten zu deren Abbildung wann immer möglich Messwerte oder Datenblattangaben des Herstellers verwendet werden. Sollten diese nicht zur Verfügung stehen, so kann c_p nach [3-HEI03] auch über eine analytische Funktion der Form

$$c_p = c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{\lambda} - c_3 \cdot \beta - c_4 \cdot \beta^k - c_5 \right) \cdot e^{\frac{-c_6}{\lambda}} \quad (3.33)$$

approximiert werden, wobei

$$\lambda = \frac{v_{\text{Umfang}}}{v_{\text{Wind}}} = \frac{\omega_{\text{Turbine}} \cdot R}{v_{\text{Wind}}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot n \cdot R}{60 \cdot v_{\text{Wind}}}$$

mit

v_{Umfang} : Umfangsgeschwindigkeit des Rotors

ω_{Turbine} : Winkelgeschwindigkeit der Turbine

R : Rotorradius der WEA

n : Drehzahl der Turbine

β : Rotorblattwinkel

(3.34)

die Schnelllaufzahl darstellt und die verwendeten Parameter extrem von der vorliegenden Rotorblattform abhängig sind. Unter Verwendung des in Abbildung 3.39 gezeigten Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit v , Leistungsbeiwert c_p und zugehöriger mechanischer Leistung P konnten die im Folgenden dargestellten Parameter zur analytischen Beschreibung des Leistungsbeiwertes mit Hilfe der in Kapitel 5 vorgestellten sequentiell quadratischen Optimierungsverfahren ermittelt werden; die gefundenen Werte stehen in guter Übereinstimmung zu Literaturangaben aus [3-HEI03] sowie [3-SLO03]:

$$c_p = 0,9965 \cdot \left(\frac{40}{\lambda} - 0,0779 \cdot \beta - 0,0751 \cdot \beta^{0,4998} - 2,039 \right) \cdot e^{\frac{14,352}{\lambda}} \quad (3.35)$$

3.7.2.4 Regelung der Drehzahl und des Rotorblattwinkels

Die in Kapitel 3.7.3 beschriebene Entkopplung zwischen Drehzahl und Netzfrequenz der drehzahlvariablen WEA und die bereits dargestellte Möglichkeit zur Beeinflussung des Rotorblattwinkels erlauben

- eine leistungsoptimale Anpassung der Generator- und Turbinendrehzahl, sowie
- die Regelung der mechanischen Turbinenleistung über die Beeinflussung der aerodynamischen Blatteigenschaften.

Die in der entwickelten Modellierung hinterlegte leistungsoptimale Anpassung der *Drehzahl* entsprechend der vorherrschenden Windgeschwindigkeit wurde durch eine Kennlinie als Funktion der Windgeschwindigkeit realisiert. Sie kann entweder durch einen entwickelten Algorithmus selbst aus den Datenblattangaben einer WEA generiert, oder falls bereits vorhanden, direkt in das Modell implementiert werden.

Die Regelung des *Rotorblattwinkels* über die Beeinflussung der aerodynamischen Blatteigenschaften kann zur Begrenzung der Drehzahl bei Überschreiten der Nennwindgeschwindigkeit sowie zur

Leistungsregelung der WEA benutzt werden. Obwohl die Vergütung anhand der eingespeisten Wirkleistung erfolgt und die Betreiber der Anlagen somit an einer möglichst hohen Leistungsausbeute interessiert sind, ist besonders bei fortschreitender Verbreitung konzentrierter WEA in Windparks eine Leistungsregelung der generierten Wirkleistung, sowie eine Beteiligung an Netzdienstleistungen nahe liegend und derzeit in der Diskussion.

Die Regelung der Blattverstellung wurde als Proportionalregler implementiert. Aufgrund der stets leicht fluktuierenden Windgeschwindigkeit konnte auch durch das Hinzufügen eines I-Anteils die vorhandene bleibende Regelabweichung in angestellten Untersuchungen kaum reduziert werden. Die Geschwindigkeit der Winkeländerung wird begrenzt, realistische Werte liegen im Bereich von 3 °/s bis 10 °/s, [3-HEI03]. Auch bei aktivierter Leistungsregelung bleibt die Begrenzung der Drehzahl aktiv. Abbildung 3.40 zeigt das Prinzip der implementierten Regelstrukturen.

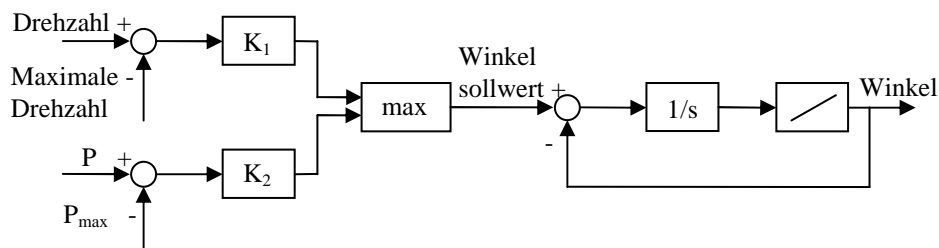


Abbildung 3.40 : Regelung des Blattwinkels

Bei Verwendung des dänischen Konzeptes (Stallregelung + Asynchrongenerator, siehe Kapitel 3.7.3.1) kann der Blattanstellwinkel nicht verändert werden, die Drehzahl ändert sich schlupfbedingt nur minimal und sowohl die Schnelllaufzahl als auch der Leistungsbeiwert der Turbine werden durch die aktuelle Windgeschwindigkeit festgelegt, wobei eine hohe Schnelllaufzahl einer niedrigen Windgeschwindigkeit entspricht.

Wird eine pitchgeregelte Turbine mit einem Asynchrongenerator gekoppelt, so lässt sich durch eine Änderung des Blattanstellwinkels der Leistungsbeiwert bei konstanter Windgeschwindigkeit und Turbinendrehzahl regeln.

Kommt weiterhin ein drehzahlvariabler Generator (z.B. doppeltgespeister Asynchrongenerator, siehe Kapitel 3.7.3.2) zum Einsatz, so kann bei konstanter Windgeschwindigkeit – zusätzlich durch aktive Änderung der Generator- und somit auch der Turbinendrehzahl über die Schnelllaufzahl der Leistungsbeiwert beeinflusst werden.

Die Kombination aus Turbine mit aktiver Rotorblattverstellung und drehzahlvariablem Generator stellt derzeit sowohl bei Onshore- als auch bei verwirklichten, bzw. geplanten Offshore-Projekten das meistverwendete Konzept dar, da im Rahmen der technischen Grenzen (maximaler Strom durch den Umrichter, bzw. maximale Blattverstellung), ein stufenloses Durchfahren der Kennlinienschar möglich ist und somit in weiten Bereichen der für die vorliegende Windgeschwindigkeit energetisch optimale, bzw. vorgegebene Arbeitspunkt einstellbar ist.

3.7.3 Betriebliche Modellierung elektrischer Generatoren in Windenergieanlagen

Zur Wandlung der Rotationsenergie der Windturbine in eine elektrische Energie werden

- Asynchrongeneratoren
- doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren, sowie
- Synchrongeneratoren mit Vollumrichtern

eingesetzt.

Während die Asynchrongeneratoren Vorteile durch ihren robusten und somit kostengünstigen Aufbau bieten, ermöglichen die doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren²², sowie der Synchrongenerator mit Vollumrichter²³ einen *drehzahlvariablen* Betrieb der Windturbine, sowie die unabhängige *Regelung* der abgegebenen elektrischen *Wirk- und Blindleistung*.

²² Hersteller sind beispielsweise: Vestas, Repower, Nordex, GE-Wind.

²³ Hersteller ist beispielsweise: Enercon.

Der drehzahlvariable Betrieb ermöglicht dabei über einen weiten Arbeitsbereich die wirkungsgradoptimale Anpassung der Drehzahl der WEA an die aktuelle Windgeschwindigkeit. Die getrennte Regelung der Wirk- und Blindleistungskomponente bietet vielzählige Möglichkeiten zu Netzdienstleistungen beizutragen.

Unter Berücksichtigung der in dieser Arbeit fokussierten *Modellierung* des Betriebsverhaltens der dezentralen System-Komponenten werden quasistationäre Maschinenmodelle erster Ordnung verwendet, welche die an alle Systemkomponenten gerichteten Anforderungen des Detailgrades, der Kompatibilität, sowie der Rechenzeitdauer erfüllen. Transiente Ausgleichsvorgänge werden nicht berücksichtigt.

Die Massen der Turbine und des Generators werden in einem *Einmassenmodell* zusammengefasst. Falls ein Getriebe vorhanden ist, wird das Massenträgheitsmoment J_T der Turbine entsprechend des bekannten Zusammenhangs

$$J_{T,G} = \frac{\omega_T^2}{\omega_G^2} \cdot J_T \quad (3.36)$$

auf die Generatorseite bezogen und zu dem Massenträgheitsmoment des Generators addiert. [3-SLO03] gibt das entsprechende Massenträgheitsmoment einer WEA mit einer Nennleistung von 2,3 MW mit $1276 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ an.

Allen Generatormodellen gemeinsam ist die Bewegungsgleichung,

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{M_{mech} - M_{el}}{J_{ges}} \quad (3.37)$$

welche einen Zusammenhang zwischen dem mechanischen M_{mech} und elektrischen M_{el} Drehmoment, dem Massenträgheitsmoment J_{ges} , sowie der entsprechenden Änderung der Winkelgeschwindigkeit ω herstellt.

3.7.3.1 Asynchrongenerator

Die Kopplung einer stallgeregelten Turbine mit einem Asynchrongenerator ist als *dänisches Konzept* bekannt und findet aufgrund des robusten und kostengünstigen Aufbaus bis heute vielfache Anwendung in WEA bis zu einer Leistung von etwa 1 MW. Die sich belastungsabhängig einstellende Drehzahldifferenz zwischen Läufer- und Ständerfeld

$$s = \frac{f_r}{f_s} = \frac{\omega_0 - \omega_r}{\omega_0} \quad (3.38)$$

mit:

$f_{r,s}$: Frequenz des Läufer- bzw. Ständerfeldes

$\omega_{r,0}$: zugehörige Winkelgeschwindigkeit

wird als Schlupf bezeichnet und bewirkt eine Dämpfung der an Generator und Turbine auftretenden mechanischen Spitzenmomente, womit ebenfalls zur Schonung der mechanischen Anlagenkomponenten beigetragen wird. Die Variabilität der Drehzahl ist innerhalb enger Grenzen (ca. 1%), so dass dieses Konzept als *drehzahlstarr* bezeichnet wird. Das Ersatzschaltbild des Asynchrongenerators ist in Abbildung 3.41 dargestellt.

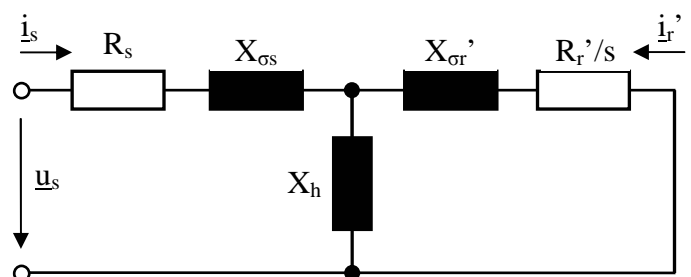


Abbildung 3.41 : Ersatzschaltbild des Asynchrongenerators

Die zugehörigen Stranggleichungen sind allgemein bekannt und können beispielsweise aus [3-ROS99] entnommen werden, siehe (3.39) und (3.40). Alle Größen sind hier ständerseitig bezogen dargestellt. Eine Beeinflussung der Läuferdrehzahl (bis 10%) wurde von Herstellern der WEA bereits frühzeitig über das Einbringen von mitrotierenden Widerständen in den Läuferkreis vorgenommen, wobei eine damals noch fehleranfällige und wartungsintensive Anbindung über Schleifringe vermieden werden konnte.

$$\underline{u}_s = R_s \cdot \underline{i}_s + jX_s \cdot \underline{i}_s + jX_h \cdot \underline{i}_r' \quad (3.39)$$

$$\underline{i}_s = -\frac{\underline{i}_r'}{jX_h} \left(\frac{R_r'}{s} + jX_r' \right) \quad (3.40)$$

mit

$$X_s = X_h + X_{\sigma s}$$

$$X_r' = X_h + X_{\sigma r}' \quad \text{alle hier verwendeten Abkürzungen sind im Anhang 8.1 erläutert}$$

Die Regelung der Widerstände entsprechend eines Drehzahlsollwertes erfolgte mittels Lichtwellenleiter, [3-EHR01].

3.7.3.2 Doppeltgespeister Asynchrongenerator

Wird über Schleifringe eine Spannungsquelle regelbarer Amplitude und Frequenz in den Rotorkreis der Asynchronmaschine eingebracht, so spricht man von einer *doppeltgespeisten Asynchronmaschine*.

Der Rotor einer modernen WEA wird hierbei über einen rotorseitigen Umrichter, einen Gleichspannungszwischenkreis, sowie einen netzseitigen Umrichter an das elektrische Netz angebunden, Abbildung 3.43. Ein Wirkleistungsfluss über den rotorseitigen Umrichter ermöglicht sowohl einen übersynchronen ($s < 0$, $n > n_0$) als auch einen untersynchronen ($s > 0$, $n < n_0$) Betrieb des Generators, wobei der notwendige Leistungstransfer proportional zur Drehzahländerung ist. Als Kompromiss zwischen der aus Kapitel 3.7.2.4 bekannten leistungsoptimalen Drehzahl und den Kosten der Leistungselektronik werden Umrichter meist auf etwa 30 % der Nennleistung des Generators dimensioniert, [3-EHR01].

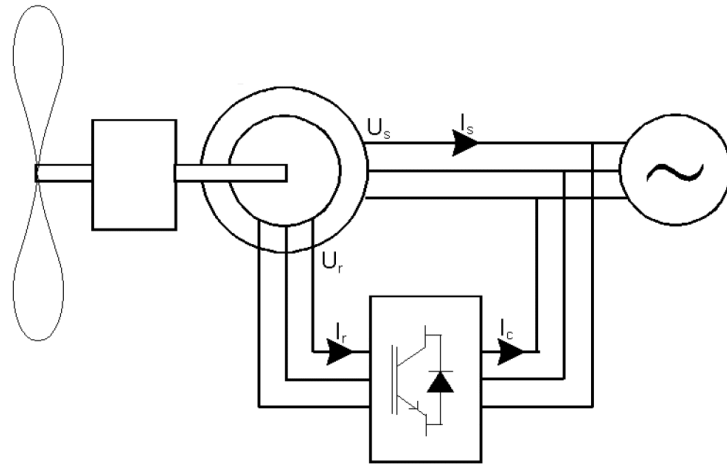


Abbildung 3.43 : Doppeltgespeister Asynchrongenerator; Grafik entnommen aus [3-SLO03]

Die hierbei eingesetzte *feldorientierte Regelung* des Umrichters ermöglicht weiterhin die separate Regelung der im Umrichter übertragenen Wirk- und Blindleistung. Die regelungstechnischen Eigenschaften in Bezug auf Netzdienstleistungen gehen somit weit über das aus konventionellen Kraftwerken bekannte Maß herkömmlicher Synchrongeneratoren hinaus. Nachteilig ist der gegenüber dem *dänischen Konzept* erheblich komplexere und damit kostenintensivere Aufbau zu bewerten.

Abbildung 3.42 zeigt das Ersatzschaltbild eines doppeltgespeisten Asynchrongenerators; es unterscheidet sich gegenüber dem des Asynchrongenerators lediglich um die im Rotorkreis eingeführte Spannungsquelle. Die Stranggleichungen können beispielsweise aus [3-AND74] entnommen werden. Alle Größen sind wiederum

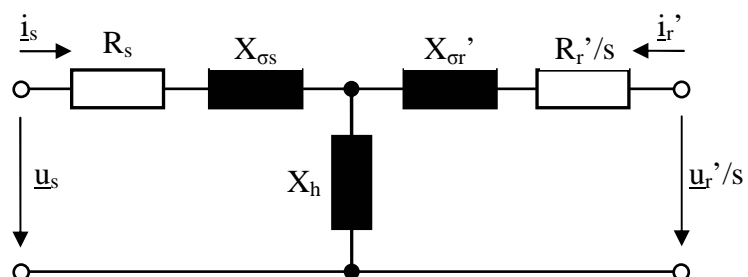


Abbildung 3.42 : Ersatzschaltbild des doppeltgespeisten Asynchrongenerators

Abbildung 3.42 zeigt das Ersatzschaltbild eines doppeltgespeisten Asynchrongenerators; es unterscheidet sich gegenüber dem des Asynchrongenerators lediglich um die im Rotorkreis eingeführte Spannungsquelle. Die Stranggleichungen können beispielsweise aus [3-AND74] entnommen werden. Alle Größen sind wiederum

ständerseitig bezogen dargestellt. Die verwendeten Abkürzungen sind aus der Beschreibung des Asynchrongenerators bekannt.

$$\underline{u}_s = (R_s + jX_s) \cdot \underline{i}_s + jX_h \cdot \underline{i}_r' \quad (3.41)$$

$$\frac{\underline{u}_r'}{s} = \underline{i}_r' \cdot \left(\frac{R_r'}{s} + jX_r' \right) + jX_h \cdot \underline{i}_s \quad (3.42)$$

$$\underline{u}_r' = \underline{u}_s \cdot e^{j2\alpha_0} (w - jb) \quad (3.43)$$

mit

$$\alpha_0 = \arctan\left(\frac{R_s}{X_s}\right)$$

Die Scheinleistung lässt sich entsprechend zu

$$S = 3 \cdot \underline{u} \cdot \underline{i}^* = 3 \frac{u_s^2}{R_r'} (s - w) + j3u_s^2 \left(\frac{1}{X_s} - \frac{b}{R_r'} \right) \quad (3.44)$$

die verwendeten Abkürzungen sind wiederum im Anhang 8.1 erläutert

bestimmen. Die aus Kapitel 3.6 bekannte Umrichtermodellierung wurde in den Rotorkreis eingefügt und erlaubt so die betriebliche Modellierung der drehzahlvariablen WEA inklusive der separaten Regelung von Wirk- und Blindleistung. Zusätzlich zu den beschriebenen Maschinengleichungen wurden weitere aus der Literatur bekannte Charakteristika berücksichtigt. So wurde die *Scheinleistung* des Umrichters jeweils mit 30% der Generatornennleistung angesetzt und der *Rotorstrom* des Generators entsprechend unter Berücksichtigung der aus Abbildung 3.30 bekannten Wirkleistungspriorität der Umrichterregelung begrenzt. Der maximale Betrag der *Rotorspannung* wurde gemäß zugehörigen Herstellerangaben der Umrichterspannung auf 1000 V festgelegt.

Das beschriebene Modell eines doppeltgespeisten Asynchrongenerators wurde unter der Simulationsumgebung MATLAB/Simulink realisiert und in die bekannte Bibliothek integriert. Ein Vergleich mit dem aus [3-SIM06] bekannten entsprechenden Modell fünfter Ordnung, welches innerhalb der gleichen Simulationsumgebung zur Verfügung stand, zeigte in allen stationären Arbeitspunkten eine gute Übereinstimmung der beiden Modelle. Maximale Abweichungen der Simulationsergebnisse betragen 4% und können beispielsweise auf die im ausführlichen Modell zusätzlich vorhandene Berücksichtigung mechanischer Reibungsverluste, sowie die im vereinfachten Modell nur näherungsweise abgebildeten Schaltverluste der Umrichter zurückgeführt werden.

3.7.3.3 Synchrongenerator mit Vollumrichter

Der *Synchrongenerator mit Vollumrichter* stellt eine weitere Variante einer drehzahlvariablen WEA dar, wobei die getriebelose Anbindung der Turbine an den Synchrongenerator mit hoher Polpaarzahl vom größten Anbieter dieses Konzeptes verfolgt wird. Der Verzicht auf das Getriebe reduziert die Energieverluste zwischen Turbine und Generator, die mechanische Beanspruchung der Komponenten, sowie die Geräuschemissionen; das Gewicht der Gondel wird jedoch

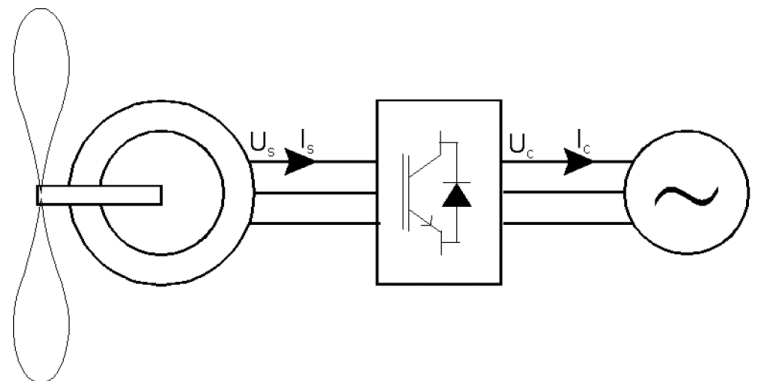


Abbildung 3.44 : Synchrongenerator mit Vollumrichter; Grafik entnommen aus [3-SLO03]

erhöht. Da im Gegensatz zum doppeltgespeisten Asynchron-generator der gesamte Leistungsfluss des Synchrongenerators über den Voll-Umrichter – bestehend aus Gleichrichter, Gleichspannungszwischenkreis sowie netzseitigem IGBT-basierten Umrichter – in das elektrische Netz eingespeist wird, ist die Leistungselektronik hier wesentlich größer zu dimensionieren. Dies birgt jedoch ebenfalls den Vorteil eines erweiterten Drehzahlbereiches der Turbine, sowie flexiblerer Regelstrategien der übertragenen Wirk- und Blindleistung. Auch hier findet die bereits im letzten Abschnitt angesprochene *feldorientierte Regelung* Anwendung. Für niedrige Polpaarzahlen ($p \leq 2$) dominieren die Synchronmaschinen mit Vollpolläufer (Innenpolmaschinen mit verteilter Erregerwicklung). Für hohe Polpaarzahlen wird meist die Schenkelpolausführung (konzentrierte Erregerwicklung) verwendet. Während die Vollpolmaschine ein magnetisch symmetrisches Verhalten aufweist, wird bei Berechnungen der Schenkelpolmaschine die Unsymmetrie durch zwei längs- bzw. quer zum Erregerfeld ausgerichtete Achsen berücksichtigt. Abbildung 3.45 zeigt das Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators. Die zugehörigen Gleichungen der Vollpol- und Schenkelpolmaschine sind bekannt und können beispielsweise aus [3-ROS99] entnommen werden.

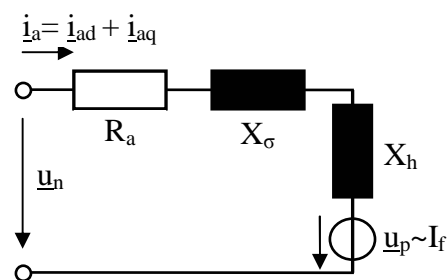


Abbildung 3.45 : Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators

Die Gleichungen der Schenkelpolmaschine lauten

$$\underline{u}_n = \underline{u}_p + \underline{i}_a \cdot R_a + j(X_{hd} + X_\sigma) \cdot \underline{i}_{ad} + j(X_{hq} + X_\sigma) \cdot \underline{i}_{aq}$$

mit

$$\varepsilon = \frac{|\underline{u}_p|}{|\underline{u}_n|} \quad \text{hier verwendete Abkürzungen sind im Anhang 8.1 erläutert} \quad (3.45)$$

Durch Veränderung des Erregerstromes I_f kann der Erregergrad ε der Maschine angepasst werden. Für $\varepsilon > 1$ ist die Maschine überregt (Phasenschieberbetrieb) und gibt induktive Blindleistung ab; für $\varepsilon < 1$ ist sie untererregt und nimmt induktive Blindleistung auf. Die beiden Komponenten des Stromes $\underline{i}_a = \underline{i}_{ad} + \underline{i}_{aq}$ lassen sich unter Verwendung des Polradwinkels β (siehe 8.1) wie folgt berechnen:

$$\underline{i}_{ad} = \frac{\underline{u}_n + \underline{u}_n \cdot e^{j2\beta}}{j2X_d} - \frac{\varepsilon \cdot \underline{u}_n \cdot e^{j\beta}}{jX_d} \quad (3.46)$$

$$\underline{i}_{aq} = j \frac{\underline{u}_n \cdot e^{j2\beta} - \underline{u}_n}{2X_q} \quad (3.47)$$

Die zugehörige Drehmomentgleichung lautet:

$$M = -\frac{m \cdot p \cdot u_n^2}{\omega_0 \cdot X_d} \varepsilon \cdot \sin \beta - \frac{m \cdot p \cdot u_n^2}{2\omega_0} \cdot \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right] \cdot \sin 2\beta \quad (3.48)$$

Sowohl die Gleichung des Ankerstromes als auch des Drehmomentes gehen für $X_d = X_q$ in die Gleichung der *Vollpolmaschine* über. Die entsprechende Spannungsgleichung der Vollpolmaschine lautet dann:

$$\underline{u}_n = \underline{u}_p + \underline{i}_a \cdot R_a + jX_d \cdot \underline{i}_a \quad (3.49)$$

Das aus Kapitel 3.6 bekannte Umrichtermodell wurde ebenfalls implementiert und erlaubt so die betriebliche Modellierung der drehzahlvariablen WEA mit Synchrongenerator und Vollumrichter

inklusive der separaten Regelung von Wirk- und Blindleistung.

3.7.4 Blindleistungskompensation

Der Blindleistungsbedarf elektrischer Betriebsmittel stellt eine Belastung für elektrische Versorgungsnetze dar. Im Rahmen der hier untersuchten Betriebsmittel weisen hauptsächlich die Asynchronmaschine, sowie die thyristor-basierte²⁴ Leistungselektronik einen induktiven Blindleistungsbedarf auf. Während der Blindleistungsbedarf der Asynchronmaschine zur Generierung des Magnetfeldes benötigt wird, ist im zweiten Fall die durch die Kommutierung bedingte Blindleistung ausschlaggebend.

Zur Kompensation von Blindleistung werden schaltbare Kondensatorbänke, deren Kombination mit leistungselektronischen Schaltungen (*Static Var Compensator*), sowie in großen Leistungsklassen auch Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb²⁵ verwendet.

Die entwickelte Modellierung der Blindleistungskompensation beinhaltet

- die maximal verfügbare kapazitive $Q_{kap,max}$ sowie induktive $Q_{ind,max}$ Blindleistung,
- die minimale Schalt-Schrittweite (z.B. durch die Kapazität der Kondensatoren),
- die Ansprechzeit des Schaltvorganges,
- die minimale Pause zwischen zwei Schalthandlungen, sowie
- als Eingang den aktuellen Sollwert der Blindleistungskompensation.

Durch Anpassung der genannten Parameter können somit sowohl leistungselektronische Schaltungen mit kurzen Ansprechzeiten und kontinuierlich verstellbaren Arbeitspunkten, als auch träge schaltbare Kondensatorbänke innerhalb der betrieblichen Simulation abgebildet werden. Falls die minimale Schalt-Schrittweite keine exakte Kompensation erlaubt, ist standardmäßig ein leicht überkompensierter Betrieb eingestellt; andere Einstellungen sind möglich.

3.7.5 Aggregierte Betrachtung von Windparks

Durch die erläuterte politische und individuell geregelte finanzielle Förderung der Windenergie wurden bereits Windparks mit Nennleistungen in der Größenordnung konventioneller Kraftwerksblöcke realisiert (siehe Tabelle 3.24), oder befinden sich aktuell in der Planungs- und Genehmigungsphase (Tabelle 3.25). Europaweit besitzen die bis 2004 realisierten Offshore-Projekte eine installierte Leistung von etwa 600 MW.

Tabelle 3.24 Beispiele europaweit realisierter Offshore-Windparkprojekte

Projekt	Jahr	Land	Anlagenanzahl	Installierte Parkleistung [MW]	Mittlere Turbinenleistung [MW]
Vindeby	1991	Dänemark	11	4,95	0,45
Lely	1994	Niederlande	4	2,00	0,50
Dronnten	1996	Niederlande	28	16,80	0,60
Bockstigen	1998	Schweden	5	2,75	0,55
Blyth	2000	England	2	4,00	2,00
Middelgrunden	2001	Dänemark	20	40,00	2,00
Horns Rev	2002	Dänemark	80	160,00	2,00
Nysted	2003	Dänemark	72	165,60	2,30
North Hoyle	2003	England	30	60,00	2,00
Scroby Sands	2004	England	30	60,00	2,00

In der Planungs- bzw. Genehmigungsphase befinden sich dagegen derzeit in deutschen bzw. europäischen (ohne Deutschland) Gewässern Parks mit einer Gesamtleistung von etwa 27.300 MW bzw. 15.000 MW (davon etwa 10.000 MW in Großbritannien). Diese Zahlen spiegeln sich auch in

²⁴ Thyristor-basierte Leistungselektronik wird beispielsweise in der Hochspannungs-Gleichstromübertragung hoher elektrischer Leistungen verwendet.

²⁵ Die Regelung der aufgenommenen, bzw. abgegebenen Blindleistung erfolgt hier durch die Erregung.

den Zielen der deutschen Politik wider, bis 2006 mindestens 500 MW und langfristig (etwa 2030) bis zu 25.000 MW offshore installierter Windkapazität zu erreichen.

Tabelle 3.25 Beispiele in Deutschland geplanter Offshore-Windparkprojekte

Projekt	Standort	Anlagenanzahl	Installierte Parkleistung [MW]	Mittlere Turbinenleistung [MW]
Borkum West ¹	Nordsee, AWZ ²	208	max. 1040	ca. 5
Butendiek ¹	Nordsee, AWZ ²	80	240	3
Borkum Riffgrund-West ¹	Nordsee, AWZ ²	458	ca. 1800	ca. 4
Borkum Riffgrund ¹	Nordsee, AWZ ²	180	max. 746	ca. 4
Riffgat	Nordsee, 12 SMZ ³	44	200	4,5
Adlergrund	Ostsee, AWZ ²	160	max. 720	ca. 4,5
Sky 2000	Ostsee, 12-SMZ ³	50	100	2

1) genehmigt

2) AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, Genehmigung Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

3) 12 SMZ: 12 Seemeilen-Zone: Genehmigung Landes- und Bezirksregierungen

Aufgrund der hohen Anzahl von WEA innerhalb eines Windparks ist die detaillierte Betrachtung der elektrischen Parkleistung als Summation der Leistung der Einzelanlagen innerhalb der Modellierung rechenintensiv und damit zeitaufwändig. Da ein Windpark innerhalb der hier fokussierten betrieblichen Betrachtung zudem oftmals nur eines von vielen Elementen eines elektrischen Versorgungssystems ist, wurde in der vorliegenden Arbeit eine aggregierte Beschreibung entwickelt, welche das elektrische Klemmenverhalten eines Windparks inklusive der dominierenden Charakteristika

- der Ausbreitung einer Windfront innerhalb des Parks, sowie
- der Abnahme der Windgeschwindigkeit in Windrichtung (Parkeffekt)

abbildet.

3.7.5.1 Ausbreitung einer Windfront innerhalb eines Parks

Zur aggregierten sowie allgemein gültigen Beschreibung eines Windparks wird im Folgenden von der in einer Vielzahl der errichteten und geplanten Parks angewendeten rechtwinkligen Anordnung der WEA in Reihen und Spalten ausgegangen (z.B. [3-HOR02]).

Aufgrund der im nächsten Abschnitt beschriebenen Nachlaufeffekte werden WEA im Abstand von etwa 3 bis 9 Rotordurchmessern (D) aufgebaut. Bei einem Rotordurchmesser von 90 m (Tabelle 3.20), einem gewählten Abstand von $a = 6 \cdot D$, sowie einer rechtwinkligen Anordnung von 80 Anlagen in 8 Reihen und 10 Spalten ergeben sich Parkabmessungen von 3,78 km x 4,86 km. Eine mit $v = 14 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ einlaufende Windfront benötigt somit je nach Windrichtung etwa 4 bis 5 Minuten um auch die letzte Anlage des Parks zu erreichen (siehe Abbildung 3.46). Der zeitliche Verlauf der mechanischen sowie elektrischen Parkleistung während des Eintreffens einer Windfront soll im Folgenden anhand der *detaillierten* sowie *aggregierten* Modellierung vergleichend untersucht, sowie die dazu entwickelten Modellbausteine vorgestellt werden.

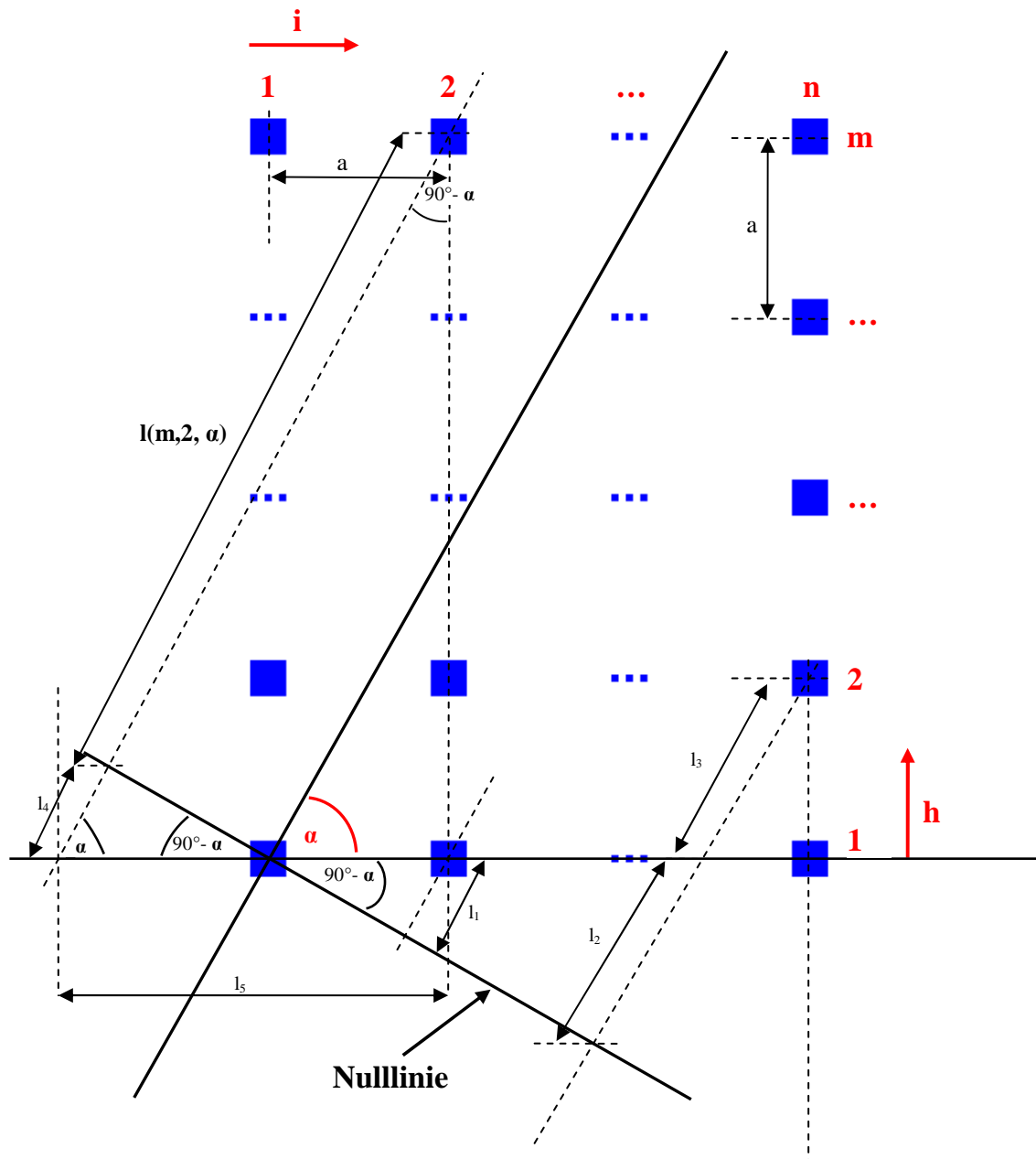


Abbildung 3.46 : Geometrische Anordnung der Turbinen im Windpark

a : Abstand der einzelnen Turbinen. Dieser wird in Vielfachen des Rotordurchmessers angegeben (übliche Werte liegen zwischen 3 und 9).

α : Winkel des auf den Park treffenden Windes gegenüber der festgelegten Bezugsrichtung.

h : die Nummer der Spalte, in der sich eine Turbine befindet.

i : die Nummer der Zeile, in der sich eine Turbine befindet.

$l(h, i, \alpha)$: Abstand einer durch die Parameter h und i zu definierenden Anlage zur Nulllinie des Windparks für einen Winkel α des eintreffenden Windes.

Der in Hauptwindrichtung²⁶ zuerst erfassten Anlage_(1,1) wird die erste Reihe und Spalte zugeordnet. Die *Nulllinie* wird senkrecht zur Richtung der einlaufenden Front eingeführt und schneidet die zum Zeitpunkt $t = 0$ in dieser Richtung zuerst erfasste Anlage. Als Näherung wird davon ausgegangen, dass die einlaufende Front wesentlich breiter als der Windpark ist und die Windfront über die gesamte Breite eine konstante Geschwindigkeit v_{Front} aufweist.

²⁶ Die Hauptwindrichtung bezeichnet die über das Jahr betrachtet vorherrschende Windrichtung.

Der Abstand einer Anlage zur Nulllinie des Parks und somit zur einlaufenden Windfront kann so zu

$$l(h, i, \alpha) = \frac{(h-1) \cdot a}{\sin \alpha} + \left[(i-1) \cdot a - \frac{(h-1) \cdot a}{\tan \alpha} \right] \cdot \sin(90 - \alpha) \quad (3.50)$$

hergeleitet werden. Die Windgeschwindigkeit an der Nulllinie des Parks kurz vor Eintreffen der Front zum Zeitpunkt $t = 0$ wird im Folgenden als v_0 bezeichnet. Der Zeitpunkt, zu dem die Front jede einzelne WEA im Park erreicht, lässt sich abhängig vom Einfallswinkel α sowie der Windgeschwindigkeit v_{Front} zu

$$t_{Front, WEA}(h, i, \alpha, v_{Front}) = \frac{(h-1) \cdot a}{\sin \alpha} + \left[(i-1) \cdot a - \frac{(h-1) \cdot a}{\tan \alpha} \right] \cdot \sin(90 - \alpha) \cdot \frac{1}{v_{Front}} \quad (3.51)$$

bestimmen.

Mit Hilfe der erläuterten Maschinengleichungen (siehe Kapitel 3.7.3) und Reglerstrukturen (siehe Kapitel 3.7.2.4) können so die an jeder Anlage auftretende Generator- und Turbinendrehzahl, sowie die jeweils generierte mechanische sowie elektrische Leistung berechnet werden. Abbildung 3.47 zeigt beispielhaft die für jede WEA detailliert berechnete und für den gesamten Windpark kumuliert dargestellte mechanische Turbinenleistung. Der Wind-

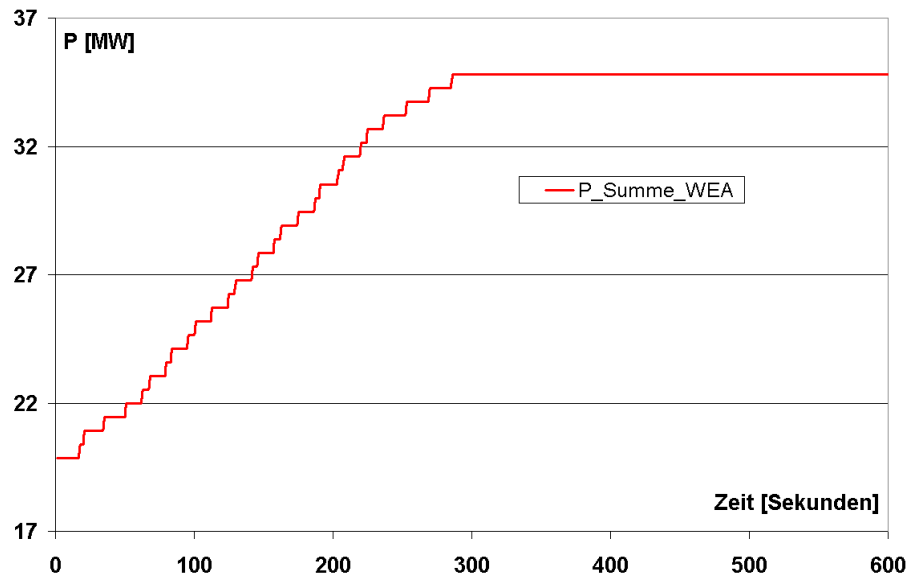


Abbildung 3.47 : Summe der einzeln berechneten mechanischen Turbinenleistungen bei Einlaufen einer Windfront

park besteht dabei aus 28 Anlagen gemäß Tabelle 3.26. Aufgrund des in jedem Zeitschritt der Simulation auftretenden hohen Rechenaufwandes liegt die Simulationsdauer im Bereich von wenigen Minuten (Pentium 4, 1300 MHz, 512 MB).

Tabelle 3.26 Charakteristika der Windkraftanlagen und deren Anordnung im Park

Generator	P_{Nenn}	D_{Rotor}	Anordnung	α	a	Pitch-Regelung	Drehzahl-Regelung	v_0	v_{Front}
DASM	2 MW	80 m	4 x 7	15°	8-D	ja	ja	8 m/s	10 m/s

Ansätze zur vereinfachten und aggregierten Betrachtung von Windparks sind aus der Literatur bekannt. [3-CAS96] schlägt eine Reduzierung der Ordnung der verwendeten Maschinenmodelle vor. [3-AKH02] bildet die Charakteristika des Windparks durch eine reduzierte Anzahl von Windturbinen ab. [3-SLO03] schlägt eine aggregierte Beschreibung der Windgeschwindigkeit vor und wendet diese auf die aus Kapitel 3.7.1 bekannten Zusammenhänge an, wobei aufgrund der über den Park auftretenden vergleichmäßigen Effekte auf eine Beschreibung der Turbulenzkomponente verzichtet wird.

Das hier entwickelte *aggregierte Windpark-Modell* fasst alle Anlagen des Parks in *einer* aggregierten Anlage gemäß Abbildung 3.33 zusammen, wobei je nach Generatortyp alle vorhandenen Regelkonzepte (Rotorblatt-, Drehzahl- und Blindleistungsregelung) weiterhin berücksichtigt werden. Die überstrichene Rotorfläche der aggregierten Anlage A_{agg} entspricht der Summe der Einzelflächen der Turbinen im Windpark. Das qualitativ aus Abbildung 3.47 bekannte Zeitverhalten der kumulierten mechanischen Leistung des Windparks beim Eintreffen einer Windfront wird durch eine zeitabhängige Windgeschwindigkeit $v_{agg}(t)$ der aggregierten WEA beschrieben. Die vom Ein-

fallswinkel der Windfront in den Park abhängige treppenförmige Änderung der aggregierten Windgeschwindigkeit von v_0 auf v_{Front} , sowie die dafür benötigte Zeit

$$T_{Park}(\alpha, v_{Front}) = t_{Front,WEA}(h_{max}, i_{max}, \alpha, v_{Front}) \tag{3.52}$$

stellen ein Charakteristikum eines spezifischen Windparks dar. Abbildung 3.48 zeigt den zu Abbildung 3.47 zugehörigen detaillierten Verlauf $v_{agg,detail}(t)$, wobei die folgenden Gleichungen verwendet wurden.

$$v_{agg,detail}(t) = \sqrt[3]{\frac{P_{WEA,Summe}(t)}{\frac{1}{2} \cdot \delta \cdot c_{p,agg}(t) \cdot A_{agg}} \cdot \frac{1}{n_{WEA}}} \tag{3.53}$$

mit

$$P_{WEA,Summe}(t) = \sum_{h=1}^{h_{max}} \sum_{i=1}^{i_{max}} \frac{1}{2} \cdot \delta \cdot c_p(h, i, t) \cdot A(h, i) \cdot v(h, i, t)^3 \tag{3.54}$$

und

$$c_{p,agg}(t) = \frac{1}{n_{WEA}} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \sum_{i=1}^{i_{max}} c_p(h, i, t) \tag{3.55}$$

Die für viele Parkgeometrien und Einfallswinkel untersuchten Verläufe der aggregierten Windgeschwindigkeit zeigen im Detail Unterschiede, weisen jedoch alle deutlich erkennbar das Übertragungsverhalten eines Verzögerungsgliedes 2. Ordnung mit aperiodischem Grenzverhalten auf, [3-UNB01]. Abbildung 3.49 zeigt qualitativ die Übertragungsfunktion $h(t)$,

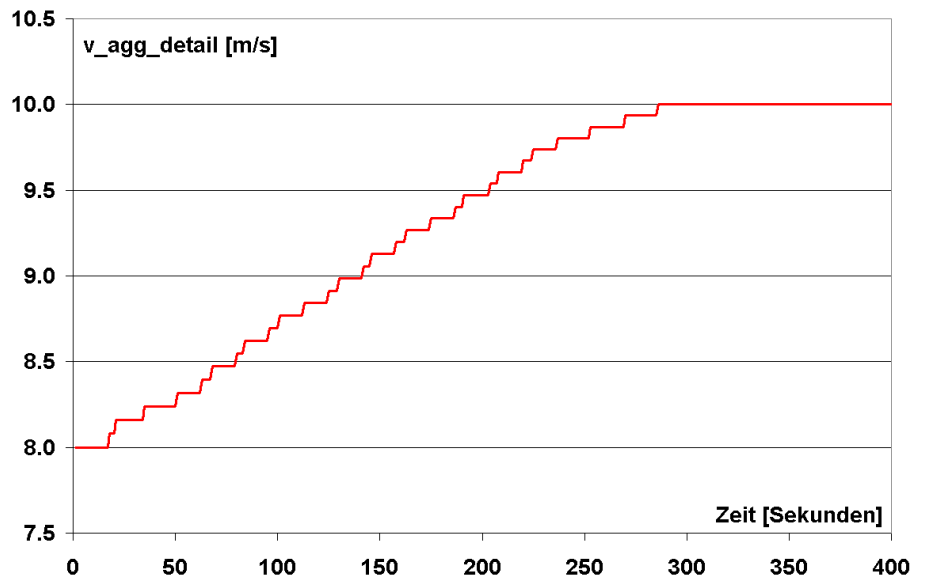


Abbildung 3.48 : Detaillierter Verlauf der aggregierten Windgeschwindigkeit im Park

sowie die typische doppelte Polstelle ($\omega_0 = 1/T$) eines PT_2 -Gliedes auf der negativen realen Achse:

$$G(s) = \frac{K}{(1 + T \cdot s) \cdot (1 + T \cdot s)} \tag{3.56}$$

Mit Hilfe der in Kapitel 5 beschriebenen sequentiell quadratischen Optimierungsmethode der kleinsten Quadrate sowie der Gleichung (3.57) konnte somit für unterschiedlichste Parkkonstellationen der Proportionalitätsfaktor κ_{Park} zur Berechnung der Park-Eigenfrequenz $\omega_{0,Park}$ aus T_{Park} bestimmt werden.

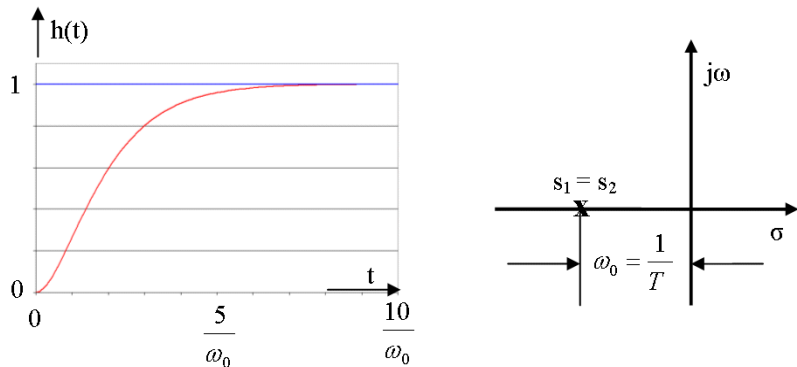


Abbildung 3.49 : Übertragungsfunktion $h(t)$ und doppelte Polstelle eines PT_2 -Gliedes

Untersucht wurden dabei Windparks mit 4 bis 100 Einzelanlagen mit den technischen Daten aus Tabelle , wobei alle quadratischen und rechteckigen Parkkonstellationen (2x2 bis 10x10) in Einfallswinkeln der einlaufenden Windfront von 0° bis 90° unter Verwendung einer Schrittweite von 5° betrachtet wurden.

$$\omega_{0, Park} = \frac{\kappa_{Park}}{T_{Park}} \quad (3.57)$$

Abbildung 3.50 zeigt beispielhaft Ergebnisse des Optimierungsprozesses für quadratische Parkkonstellationen und einen Einfallswinkel der einlaufenden Windfront von $\alpha=45^\circ$.

Die Anwendung der entwickelten aggregierten Windparkbeschreibung auf das bereits aus Abbildung 3.47 bekannte Beispiel mit 28 Windturbinen zeigt eine gute Übereinstimmung der detaillierten und aggregierten Berechnung der kumulierten mechanischen Turbinenleistung, Abbildung 3.51. Ebenfalls durchgeführte Untersuchungen zum auftretenden Fehler in der vom Windpark generierten Energie während des Einlaufes der Windfront für alle oben dargestellten Windparkkonstellationen (2x2 bis 10x10) und Einfallswinkel (0° bis 90°) zeigen, dass dieser bezogen auf die detaillierte Berechnung stets unterhalb von 3% liegt. Dabei wurden mit $a=5 \cdot D$ und $a=8 \cdot D$ ebenfalls unterschiedliche Abstände zwischen den WEA im Park betrachtet. Gleichzeitig konnte die zugehörige Rechenzeit mit Hilfe der aggregierten geometrischen Beschreibung zur Ausbreitung einer Windfront im Windpark erheblich reduziert werden, so dass die aus Abbildung 3.47 bekannte Berechnung eines Windparks mit 28 Einzelanlagen nur noch wenige Sekunden (vorher einige Minuten) in Anspruch nimmt (Pentium 4, 1300 MHz, 512 MB).

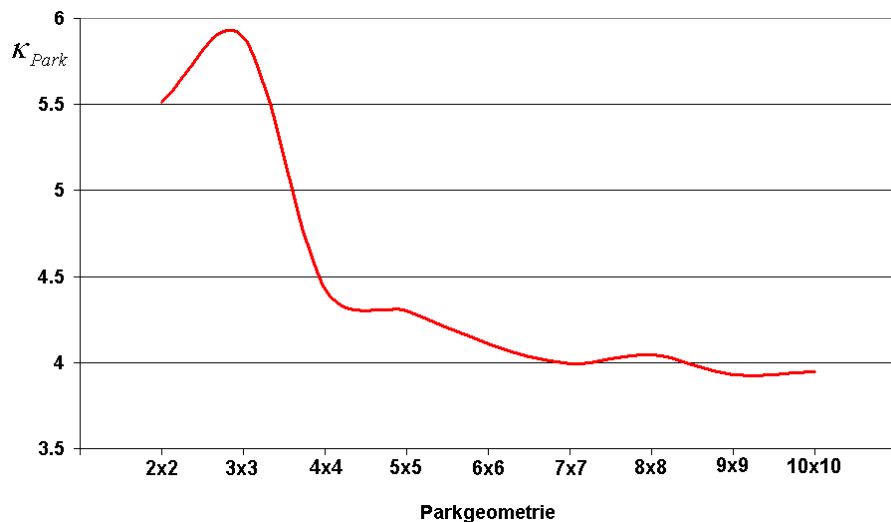


Abbildung 3.50 : Optimiertes κ_{Park} für quadratische Windparkkonstellationen

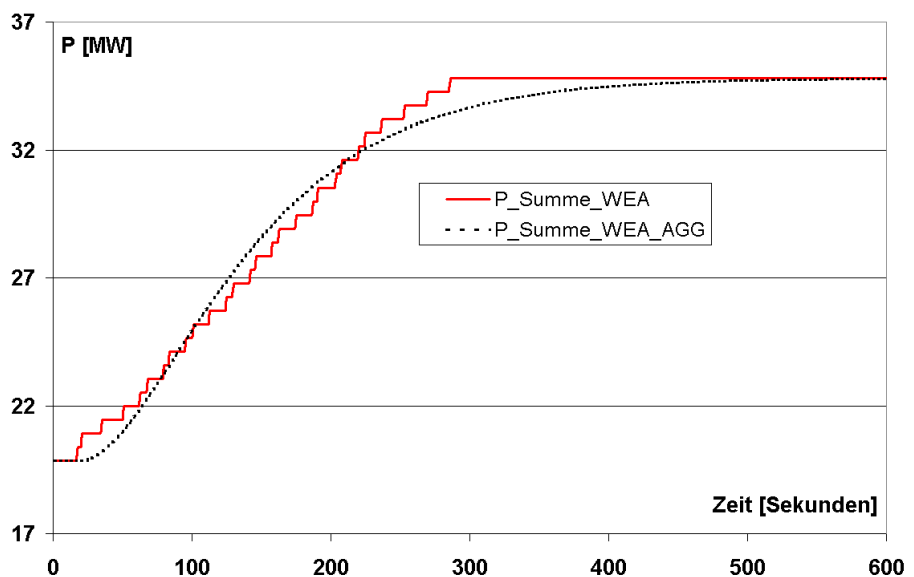


Abbildung 3.51 : Vergleich der detaillierten und aggregierten Modellierung einer einlaufenden Windfront

3.7.5.2 Nachlaufströmung und resultierender Parkeffekt

Die in Kapitel 3.7.2 angesprochene leeseitige Reduzierung der im Wind enthaltenen kinetischen durch die am Rotor entnommene mechanische Energie, sowie die damit einhergehende Turbulenz-

bildung der Luftströmung wird als *Nachlaufströmung* (engl.: wake) bezeichnet. Im Windpark bewirkt diese eine reduzierte Anströmung aller im Windschatten anderer WEA befindlichen Anlagen und somit eine Reduktion der kumulierten mechanischen Turbinenleistung (Parkeffekt) sowie des Jahresertrags des Parks. Der aus der Literatur bekannte Begriff *Parkwirkungsgrad* gibt dabei das Verhältnis der tatsächlichen Leistungsabgabe des Parks zu einer theoretischen Leistungsabgabe einer gleichen Anzahl ungestört angeströmter Anlagen an. Abhängig von der Windrichtung sind Einbußen bis zu 60% möglich.

Entsprechend der *Betz-Zahl* können maximal 59,3% der im Wind enthaltenen Energie in einer WEA nutzbar gemacht werden; moderne Anlagen erreichen arbeitspunktabhängige Leistungszahlen von 0,4 bis 0,5 (siehe Abbildung 3.38, Abbildung 3.39). Da die sich näherungsweise kegelförmig ausbreitende Nachlaufströmung mit steigendem Abstand zur Turbine durch äußere Windverhältnisse ausgeglichen wird, kann durch eine große Distanz zwischen den einzelnen Turbinen in Windrichtung eine Leistungseinbuße verhindert werden. Berücksichtigt man gleichzeitig die aus der Bodennutzung sowie der Verkabelung und Netzanbindung der Turbinen entstehenden Kosten, so wird der Abstand zwischen den Windturbinen als Kompromiss der genannten gegenläufigen Anforderungen derzeit üblicherweise mit 3 bis 9 Rotordurchmessern bemessen Abbildung 3.46.

Generell können bei Betrachtung des Nachlaufeffektes die Regionen der *nahen* („near wake“) und *fernen Nachlaufströmung* („far wake“) unterschieden werden. Die Untersuchungen zum nahen Wakeeffekt, der bis etwa einem Rotordurchmesser „stromabwärts“ dominiert, sind auf die Anpassungen von Material und Form zur Optimierung der aerodynamischen Rotoreigenschaften (c_p) fokussiert, [3-SNE98]. Der *ferne Wakeeffekt*, der die reduzierte kinetische Windenergie an abgeschatteten WEA, sowie die sich daraus für den gesamten Park ergebende Leistungseinbuße beschreibt, ist besonders zur Ermittlung eines *Parkwirkungsgrades* von entscheidender Bedeutung. Die resultierenden Leistungseinbußen sind dabei hauptsächlich von der aktuell vorliegenden Hauptwindrichtung sowie dem Turbinenabstand in Windrichtung abhängig. Untersuchungen aus [3-VER03] zeigen, dass besonders bei den im offshore-Bereich anzutreffenden Verhältnissen

- geringer Bodenrauigkeit,
- konstanter Windverhältnisse, sowie
- kleiner Turbulenzen der umgebenden Luftschichten

der *far-wake*-Effekt besonders deutlich ausgeprägt ist und somit auch in einer Modellierung berücksichtigt werden muss.

Auch die Untersuchungen der Nachlaufströmung im Windpark innerhalb elektrischer Versorgungsnetze müssen als Kompromiss zwischen Detailgrad der Modelle und Rechenzeitaufwand betrachtet werden. Untersuchungen zu Nachlaufeffekten können beispielsweise [3-ANS94] und [3-KOC05] entnommen werden; [3-BEY95] stellt verschiedene Verfahren vergleichend gegenüber. Aufgrund der existierenden Untersuchungen

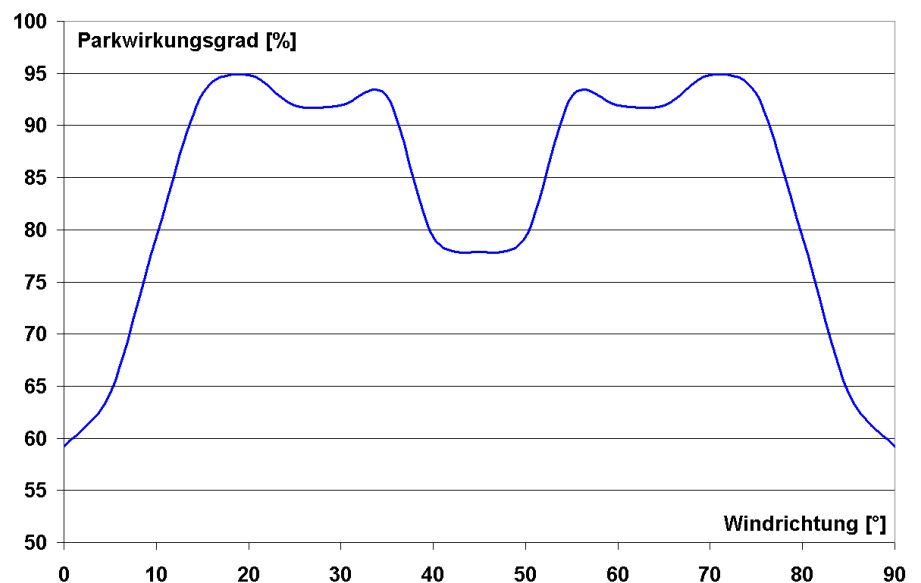


Abbildung 3.52 : Parkwirkungsgrad als Funktion der Windrichtung

wurden in der vorliegenden Arbeit keine eigenen Modelle der Nachlaufströmung und des resultierenden Parkeffektes entwickelt. Innerhalb der Modellierung eines Windparks wurde vielmehr die Möglichkeit geschaffen, eine Kennlinie des Parkwirkungsgrades als Funktion der Windrichtung (und falls vorhanden der Windgeschwindigkeit) zu hinterlegen, wobei diese auch auf die aus Kapitel 3.7.5.1 bekannte Modellierung des Verlaufes einer Windfront durch den Windpark unterstützt wird, Abbildung 3.52. Alternativ kann an die gleiche Schnittstelle auch ein externes Modell der Nachlaufeffekte angebunden werden.

3.7.6 Energiemanagement im Windpark

Im Zuge der weltweit geplanten konzentrierten Installation von Windparks steigen die betrieblichen Anforderungen bezüglich der möglichen Einflussnahme des Netzbetreibers sowie der Teilnahme des Windparks an Netzdienstleistung stetig. Die Forderungen orientieren sich dabei an den für konventionelle Kraftwerke geltenden Bestimmungen.

[3-CHR02] fasst die im Rahmen der dänischen Strategie zur Nutzung der Windenergie (5,5 GW bis 2030) aufgestellten betrieblichen Anforderungen am Beispiel des 2002 in Betrieb genommenen Windparks *Horns Rev* (80 Turbinen mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren à 2 MW) zusammen, die auch die Installation eines lokalen Anlagensystems, sowie die Anbindung an das übergeordnete SCADA-System beinhalten: In Perioden niedriger Übertragungskapazität (Fehlerfall, Wartung), sowie bei Durchzug einer Wetterfront ist sowohl die Leistung als auch deren Gradient zu begrenzen, wobei eine Leistungsreduktion bei plötzlich eintretender Windflaute von der Regelung ausgenommen ist. Weiterhin ist die Teilnahme an der Sekundär- und der Primärregelung festgeschrieben; im letzteren Fall muss eine Reduktion der abgegebenen Leistung von 100% auf 20% der Nennleistung in weniger als 5s möglich sein. Alle Grenzwerte beziehen sich auf die mittlere Leistung im Sekundenrhythmus. Der Hersteller ist weiterhin verpflichtet, dem Netzbetreiber dynamische Modelle seiner WEA zur Verfügung zu stellen, damit diese in Standard-Netzberechnungen einbezogen werden können. Weitere Anforderungen bezüglich der Stabilität im Fehlerfall stehen in der gleichen Quelle zur Verfügung.

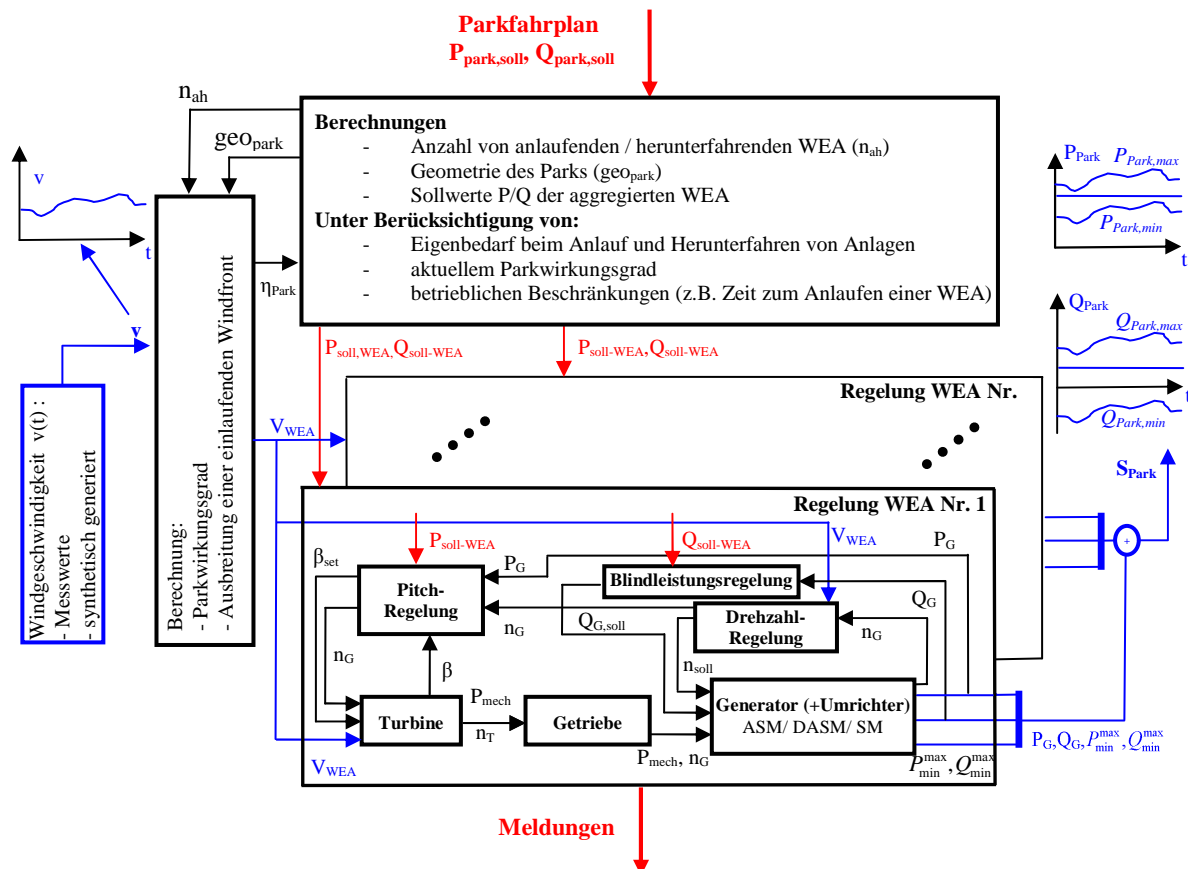


Abbildung 3.53 : Windpark-Management

Der abgelegene und somit nur unter Aufwendung hoher Kosten zugängliche Windpark erfordert außerdem eine automatisierte Erkennung von Fehlern und notwendigen Wartungsarbeiten, so dass ein lokales Anlagenleitsystem auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine sinnvolle Investition darstellt.

Abbildung 3.53 zeigt das innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelte Windpark-Management. Als Schnittstelle des Netzbetreibers kann ein *Fahrplan* in Form von Wirk- und Blindleistungssollwerten ($P_{park,soll}$, $Q_{park,soll}$) übermittelt werden. Neben der nachfolgend ausführlich beschriebenen aggregierten Betrachtung der WEA ist auch eine detaillierte Modellierung der Einzelanlagen möglich. Unter Berücksichtigung der in den Park einlaufenden *Windgeschwindigkeit*, welche entweder aus Messwerten entnommen oder synthetisch generiert werden kann (Kapitel 3.7.1), der Anzahl aktuell aktiver Anlagen, sowie deren geometrischer Konstellation wird die Windgeschwindigkeit der aggregierten Ersatz-WEA (Kapitel 3.7.5.1), sowie der aktuell gültige Parkwirkungsgrad η_{park} (Kapitel 3.7.5.2) berechnet.

Zur Ermittlung der aktuell notwendigen Anlagenanzahl wird der über einen variabel einstellbaren Zeitraum (z.B. 1 Minute) generierte Mittelwert der in den Park einlaufenden Windgeschwindigkeit, sowie der Zusammenhang

$$n_{WEA,soll} = \frac{P_{soll,park}}{P_{WEA,max} \cdot \eta_{park}} \tag{3.58}$$

unter Berücksichtigung von:

- t_{Anlauf} : Zeitdauer vom Startsignal bis zur Synchronisierbereitschaft einer WEA
- t_{Synch} : Zeitdauer des Synchronisierprozesses einer Anlage mit dem elektrischen Netz
- t_{Pause} : Mindestwartezeit zwischen zwei Schaltbefehlen

verwendet, wobei das Ergebnis anschließend auf die nächst größere natürliche Zahl aufgerundet wird und durch die Anzahl der installierten Anlagen begrenzt ist. $P_{WEA,max}$ stellt dabei die bei günstigstem Leistungsbeiwert maximal erreichbare elektrische Wirkleistung einer WEA unter Berücksichtigung der aktuellen Umweltbedingungen dar. Auch die Einhaltung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Windpark-Fahrplans besitzt somit eine Wirkleistungspriorität. Berücksichtigt werden außerdem die zum *Anlaufen*, sowie *Synchronisieren* einer WEA notwendigen Zeiträume; übermäßig häufige Schalthandlungen können durch eine vorgebbare Mindestpause zwischen zwei Schaltbefehlen verhindert werden. Anfahrenden und synchronisierenden Anlagen wird ein zeitabhängiger Eigenbedarf (P_{eigen} und Q_{eigen}) zugeschrieben und bei der Berechnung der aktuell vom Windpark abgegebenen Wirk- und Blindleistung, sowie der Sollwertvorgabe an die WEA berücksichtigt.

Die berechneten Wirk- und Blindleistungssollwerte werden das Modell der aggregierten WEA übergeben und anhand der Regelalgorithmen (Kapitel 3.7.2.4), sowie der Turbinen- und Maschinenmodelle (Kapitel 3.7.3) umgesetzt. Neben dem als Ergebnis der Regelalgorithmen aktuell vorherrschenden Betrag *Leistungsbeiwertes* werden zusätzlich der durch Rotorblattverstellung erreichbare *minimale* sowie *maximale* Betrag ermittelt. Diese Leistungsbeiwerte bilden die

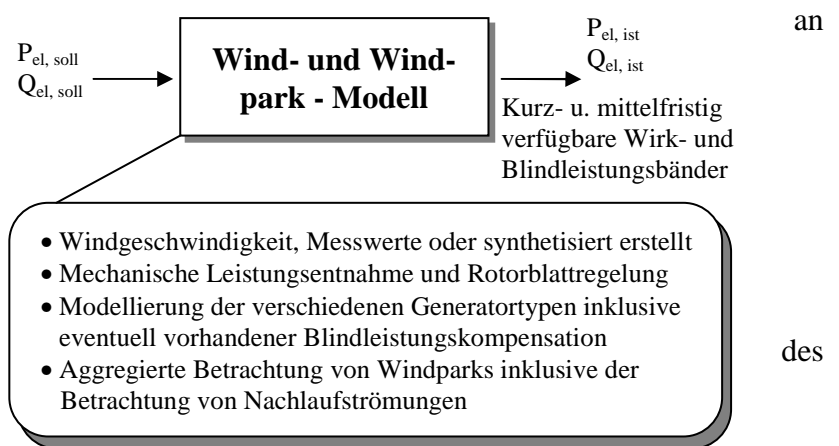


Abbildung 3.54 : Entwickeltes Modell zur Betrachtung von WEA und Windparks

Grundlage der ebenfalls bereitgestellten Informationen der

- kurzzeitig (Blattwinkelregelung), sowie
- mittelfristig (zusätzliches An- bzw. Abfahren von Anlagen)

verfügbaren *Wirk- und Blindleistungsbänder* des Windparks und stellen einen essentiellen Beitrag eines Managements zur Einbindung eines Windparks in übergeordnete Netzdienstleistungen dar.

Gibt man in der Modellierung als Fahrplan die installierte Park-Nennleistung als Sollwert vor, so geht der Windpark in den derzeit in Deutschland üblichen Betrieb der am aktuellen Windangebot orientierten maximalen Wirkleistungseinspeisung über. Abbildung 3.54 fasst die entwickelten Bausteine zur Modellierung von WEA und deren Ansammlung in Windparks zusammen.

4 Dynamische Modellierung eines PEM-Brennstoffzellensystems

Die stationäre Generierung von Strom- und Wärme mit Hilfe eines reformerbasierten PEM-Brennstoffzellensystems wird als innovatives Konzept zur Hausenergieversorgung betrachtet. Prototypen der aus Kapitel 3.2 bekannten Brennstoffzellenheizgeräte werden derzeit im Labor bzw. in Feldtests untersucht. Deren Markteinführung wird von den Herstellern nicht vor 2010 erwartet, siehe [4-BRA06a] und [4-BEC07]. Trotz der relativ geringen Abgabeleistung von wenigen Kilowatt beinhalten alle Systeme

- den Brennstoffzellenstack,
- einen mit Erdgas betriebenen Reformer,
- einen Brenner (optional mit Anoden-Offgasnutzung),
- einen Wechselrichter,
- sowie eine Vielzahl von Peripherie-Komponenten.

Die Charakteristika der Einzelkomponenten, ihre gegenseitige arbeitspunktabhängige Beeinflussung, sowie der sichere und effiziente Betrieb des Gesamtsystems stellen dabei eine große Herausforderung auf dem Weg zur flächendeckenden Markteinführung von Brennstoffzellensystemen dar.

Trotz der zahlreichen Forschungsaktivitäten im Bereich der Brennstoffzellentechnik befassen sich existierende Untersuchungen (in unterschiedlichem Detailgrad) meist mit *einer* der oben genannten Komponenten, bzw. einem Teilproblem innerhalb einer Komponente. Modellierungen eines Brennstoffzellengesamtsystems, welche aufgrund ihres Detailgrades die komponenten- und systemweite Untersuchung von dynamischen Lastwechseln inklusive der Einbindung lokaler und übergeordneter Regelkonzepte erlauben, sind derzeit kaum öffentlich verfügbar.

Über die in Kapitel 3 vorgestellte betriebliche Modellierung von KWK-Systemen hinaus wurde daher innerhalb der vorliegenden Arbeit eine Simulationsumgebung geschaffen, welche die beschriebenen Anforderungen an die *dynamische* Modellierung eines BZ-Gesamtsystems erfüllt.

Die einzelnen Komponenten des Gesamtsystems wurden innerhalb des Softwarepaketes MATLAB/Simulink (siehe [3-MAL06] und [3-SIL06]) entwickelt, welches mit Hilfe der objektorientierten, grafischen Programmierung eine strukturierte Abbildung komplexer Systeme ermöglicht.

Ausgehend von der graphischen Übersichtsdarstellung des Gesamtsystems inklusive der in der obigen Aufzählung genannten Einzelkomponenten (siehe Abbildung 4.1), können so in untergeordneten Ebenen Subsysteme, Funktionalitäten und schließlich mathematische Zusammenhänge übersichtlich und effizient beschrieben werden. Hierbei können die (in Bibliotheken thematisch sortierten) Standardblöcke des Softwarepaketes verwendet werden und falls nötig zu neuen benutzerdefinierten Blöcken oder Subsystemen zusammengefügt und in die Bibliothek zur allgemeinen Verwendung eingebunden werden.

Zur detaillierten Abbildung transienter Ausgleichsvorgänge (beispielsweise innerhalb der Kinetik der Elektrochemie) wird die Modellierung mit einer Schrittweite von 1 ms durchgeführt. Im Gegensatz zu der in Kapitel 3 vorgestellten betrieblichen Modellierung des Klemmenverhaltens von Systemen werden hier also explizit die dynamischen Ausgleichsvorgänge innerhalb des Brennstoffzellensystems untersucht.

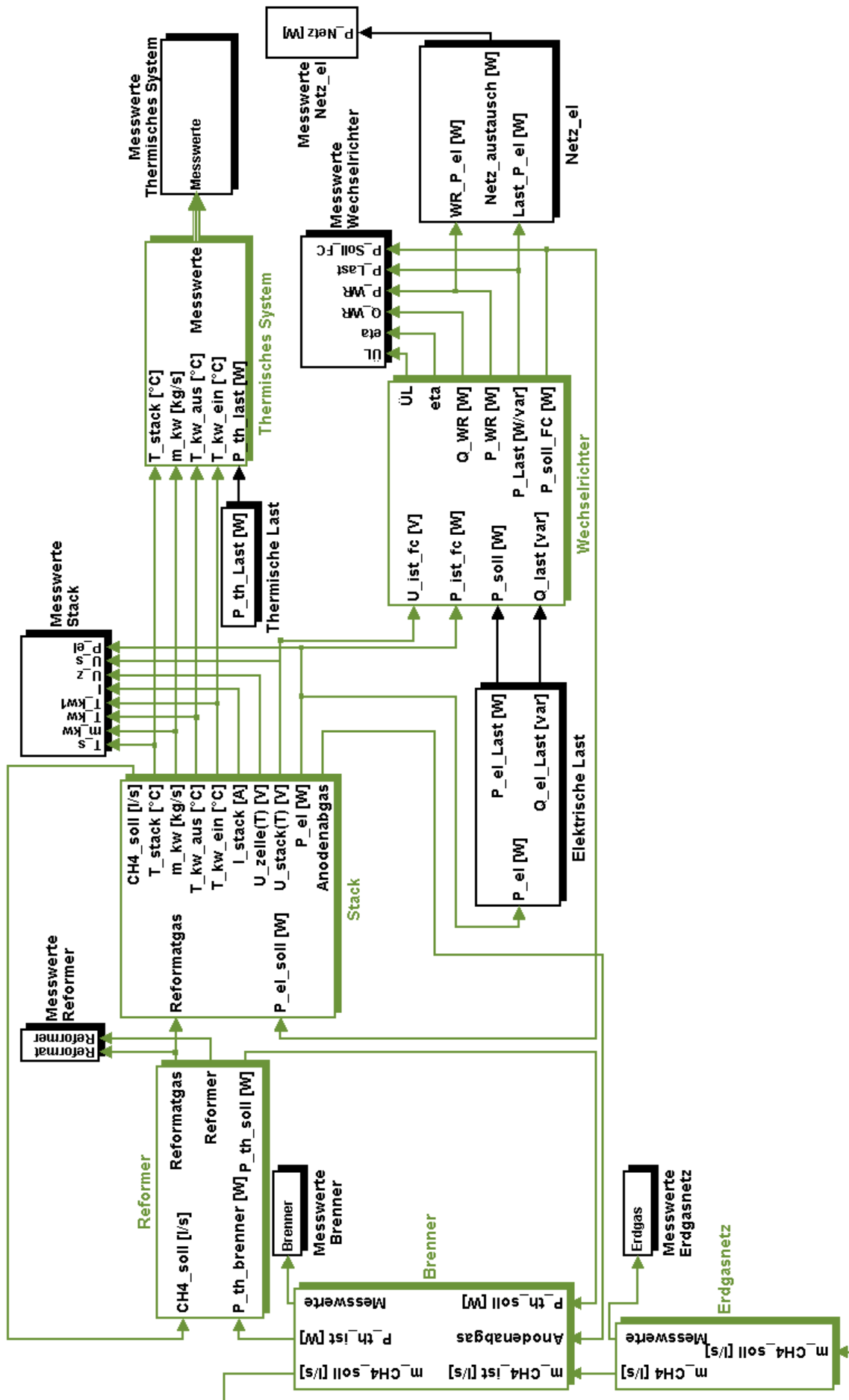


Abbildung 4.1: Übersichtsdarstellung des entwickelten dynamischen Gesamtmodells einer Dampfreformer-basierten Hausenergieversorgung mit PEM-Brennstoffzelle im Softwarepaket MATLAB/Simulink

Zur Parametrierung und Verifikation der entwickelten Komponentenmodelle standen in vielen Fällen Messwerte eines dampfreformerbasierten PEM-BZ Teststandes zur Verfügung. Der Teststand wurde innerhalb der in [4-BRA06] erläuterten Untersuchungen aufgebaut, vermessen und parametriert und geht auf Arbeiten aus [4-MAT02] zurück.

Technische Eigenschaften des Laborsystems sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst und basieren auf [4-HEI04], siehe auch Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3.

Weitere Einzelheiten zu den im Teststand implementierten Komponenten sowie deren technischen Eigenschaften sind bei Bedarf jeweils in den entsprechenden Unterkapiteln angegeben.

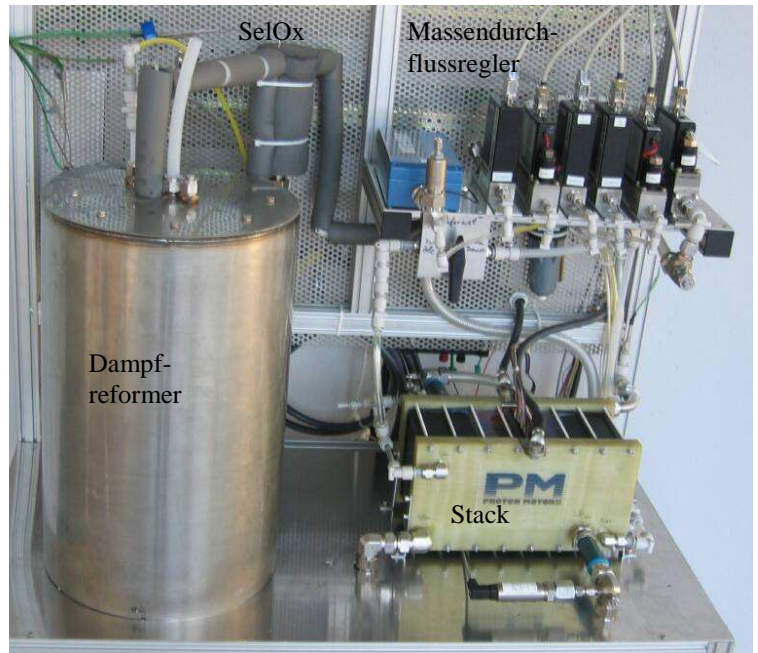


Abbildung 4.2: Teststand des PEM-Brennstoffzellensystems, Grafik aus [4-HEI04]

Tabelle 4.1 Technische Eigenschaften des Brennstoffzellen-Laborsystems

PEM-Brennstoffzellenstapel					
Elektrische Leistung	Zellenzahl	Arbeitsspannung	Gasqualität	Kühlung	Arbeitstemperatur
1,2 kW	20	11 V bis 18 V	Reformatgas	Wasser	50 °C bis 75 °C

Dampf-reformer				
H ₂ -Leistung	Verfahren	H ₂ -Anteil	Anodenabgas nutzbar	Feinreinigung
2,5 kW	Dampf-reformierung	> 75 %	ja	Separate Selektive Oxidation

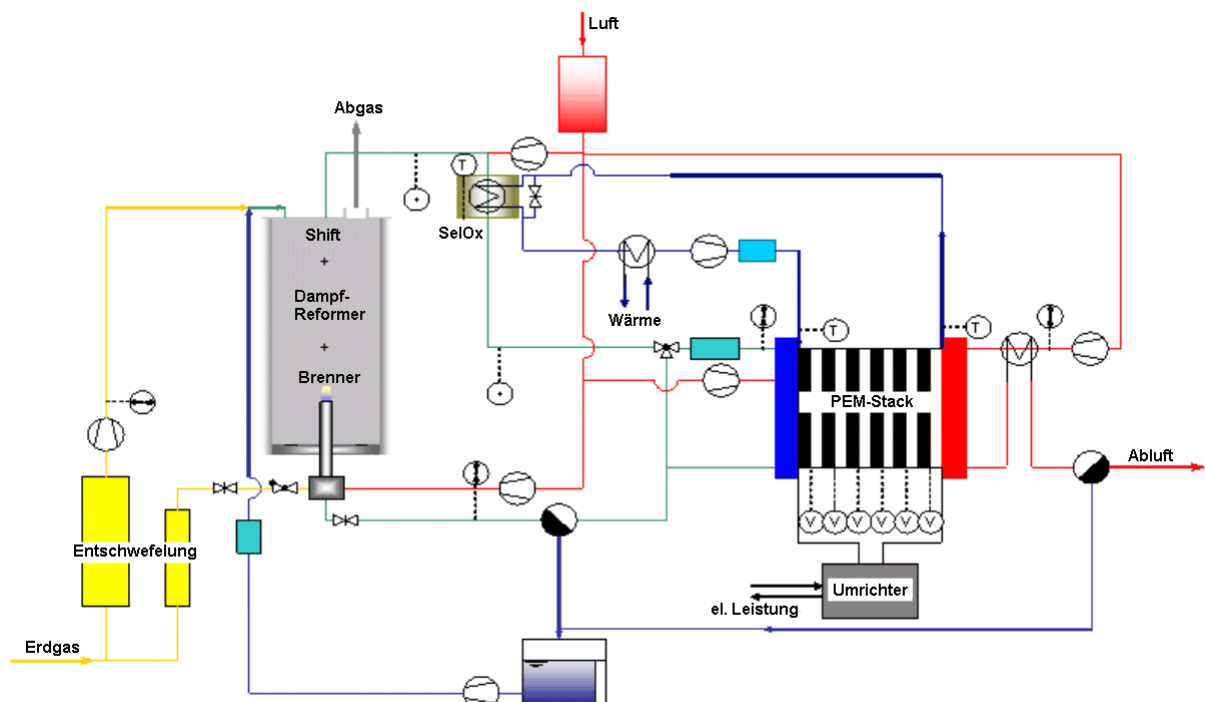


Abbildung 4.3: Übersichtsskizze des dampfreformerbasierten PEM-Brennstoffzellensystems, Grafik aus [4-BRA05]

4.1 PEM-Brennstoffzelle

Zur stationären Generierung von Strom- und Wärme favorisieren viele Hersteller aufgrund ihres hohen elektrischen und thermischen Wirkungsgrades, der hohen Stromkennzahl, der geringen Schadstoffemissionen, der günstigen Arbeitstemperatur, sowie des bei allen Brennstoffzellen vorhandenen modulareren Stackaufbaus die Polymer-Membran-Brennstoffzelle (PEM-BZ, englisch: Proton Exchange Membran Fuel Cell), siehe Tabelle 3.4.

Abbildung 4.4 zeigt die Prinzipdarstellung einer PEM-Brennstoffzelle. Wasserstoff wird an der Anode zugeführt und an der als Elektrolyt dienenden Membranschicht (räumliche Trennung zwischen den beiden Elektroden) oxidiert, wobei H^+ -Ionen (Protonen) und Elektronen entstehen (4.1).

Die zwischen den Elektroden aufgebaute Potentialdifferenz, deren theoretischer Maximalwert als *reversible Klemmenspannung* bezeichnet wird, treibt die Elektronen, die die Membranschicht nicht passieren können, über die im äußeren Stromkreis befindlichen elektrischen Verbraucher zur Kathode. Die H^+ -Ionen wandern durch die Membran ebenfalls zur Kathode, wobei nun der meist in Form von Luft zugeführte Sauerstoff unter Aufnahme von Elektronen reduziert wird und das Reaktionsprodukt Wasser entsteht, Gleichung (4.2).

Der als Redox-Reaktion (Wasserstoff wird oxidiert, Sauerstoff wird reduziert) bezeichnete Gesamtprozess ist in Gleichung (4.3) zusammengefasst.



Die *reversible Klemmenspannung* folgt aus der temperatur- und druckabhängigen freien Reaktionsenthalpie²⁷ ΔG der Reaktion, die in der Elektrochemie üblicherweise in $\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$ angegeben wird, siehe Tabelle 8.1 (im Anhang) zu

$$U_{rev}^0 = -\frac{\Delta G_o^0}{n \cdot F} = 1,23 \text{ V} .$$

mit

ΔG_o^0 : durch den Prozess bereitgestellte freie Reaktionsenthalpie

n : Anzahl der an der Reaktion beteiligten Elektronen, hier also 2

F : Faradaysche Konstante, $F = e \cdot NA = 1,6022 \cdot 10^{-19} \text{ C} \cdot 6,022 \cdot 10^{23} \text{ mol}^{-1} = 96487 \text{ C}\cdot\text{mol}^{-1}$

Bezieht man die freie Reaktionsenthalpie auf die im Prozess freiwerdende Bildungsenthalpie ΔH^0 , so erhält man den idealen elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle.

$$\eta_{\max} = \frac{\Delta G_o^0}{\Delta H^0} = -\frac{U_{rev}^0 \cdot n \cdot F}{\Delta H^0}$$

mit

$\Delta H_o^0 = -285,8 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$: (oberer Heizwert)

$\Delta H_u^0 = -241,8 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$: (unterer Heizwert)

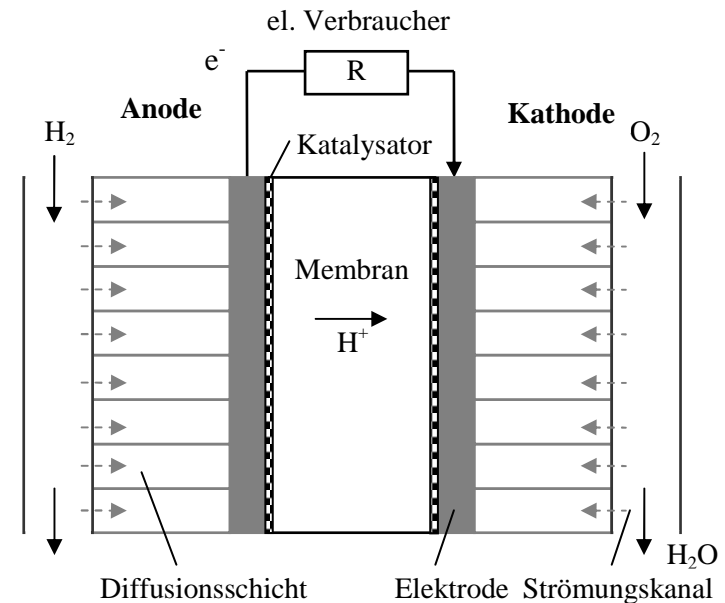


Abbildung 4.4: Prinzipdarstellung der PEM-Brennstoffzelle

²⁷ Die freie Reaktionsenthalpie stellt die Differenz der chemischen Potentiale der Edukte und Produkte dar.

Abhängig vom Aggregatzustand des Produktwassers (flüssig: oberer Heizwert, Gasphase: unterer Heizwert) beträgt der ideale Wirkungsgrad 83,3 % bzw. 94,5 %.

Der in der Reaktion in Wärme umgewandelte Anteil der Bildungsenthalpie kann mit Hilfe der *Gibbs-Helmholtz-Beziehung*

$$T \cdot \Delta S = \Delta H - \Delta G \quad (4.6)$$

berechnet werden, wobei T die Temperatur und ΔS die Reaktionsentropie darstellt.

4.1.1 Arbeitspunktabhängige Zellenspannung

Im Folgenden werden die irreversiblen²⁸ Prozesse der Brennstoffzellenreaktion erläutert, welche bezogen auf die beschriebene reversible Klemmenspannung U_{rev}^0 zu erheblichen arbeitspunktabhängigen Spannungsreduktionen führen.

4.1.1.1 Nernstspannung

Wie auch im Anhang 8.2.2 dargestellt wird die Änderung der freien Enthalpie (siehe Gleichung 4.4) während einer chemischen Reaktion durch zwei Teilbeträge bestimmt. Während ΔG_o^0 für die betreffende Reaktion charakteristisch und konstant ist, bestimmen die vorherrschenden Aktivitäten und Partialdrücke einen sich auch während des Prozesses schnell ändernden Anteil. Für die temperatur- und druckabhängige Klemmenspannung der Brennstoffzelle ergibt sich damit der als *Nernst-Spannung* bekannte Zusammenhang

$$U_{rev} = U_{rev}^0 + \frac{RT}{2F} \cdot \ln\left(\frac{\alpha_{H_2} \cdot \alpha_{O_2}^{1/2}}{\alpha_{H_2O}}\right) = U_{rev}^0 + \frac{RT}{2F} \cdot \ln\left(\frac{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2}}{P_{H_2O}}\right) \quad (4.7)$$

Während der Einfluss dieses Effektes beim Betrieb mit hochreinem Wasserstoff gering ist, übt er besonders bei der reformerbasierten Wasserstoffgewinnung entscheidenden Einfluss auf das stationäre und dynamische Verhalten des Brennstoffzellensystems aus, siehe Kapitel 4.1.2.

Entgegen der konstanten Zusammensetzung der kathodenseitig zugeführten Luft (Stickstoff: etwa 78 Vol.-%, Sauerstoff: 21 Vol.-%, Argon 1 Vol.-%) ist nämlich der Wasserstoffanteil des im Reformers generierten wasserstoffreichen Gases und somit die Zellspannung je nach Arbeitspunkt des Reformers variabel.

4.1.1.2 Durchtrittsüberspannung

Der für Niedertemperaturzellen dominante Verlustfaktor, die Durchtrittsüberspannung, bezeichnet die für den Ladungsträgerdurchtritt an der Phasengrenze vom Elektrolyten zur Elektrode benötigte *Aktivierungsenergie*, siehe Abbildung 4.4. Auch im stromlosen Zustand findet an der Kathode sowohl die in Gleichung 4.2 beschriebene Reaktion als auch die zugehörige Umkehrreaktion statt, so dass sich ein Gleichgewichtszustand gemäß



einstellt. Der dabei vorhandene Ladungsträgertransport wird als Austauschstromdichte J_0 bezeichnet. Für wasserstoffbasierte Brennstoffzellen kann aufbauend auf die im Anhang 8.2.3 dargestellten Untersuchungen von Tafel die resultierende Durchtrittsüberspannung als

$$U_D = \frac{R \cdot T}{2 \cdot \alpha \cdot F} \cdot \ln\left(\frac{J + J_n}{J_0}\right) \quad (4.9)$$

mit

α : Durchtrittsfaktor, $0 \leq \alpha \leq 1$

J : Stromdichte [A/cm^2]

J_n : äquivalente Stromdichte der durch die Membran diffundierenden H_2 -Moleküle

²⁸ Reversibel ist eine thermodynamische Zustandsänderung, die jederzeit wieder umgekehrt ablaufen kann (analog zur Umwandlung von potentieller in kinetische Energie).

beschrieben werden.

Auf diese Weise lässt sich die gegenüber Gleichung (4.4) in der Praxis messbare, reduzierte Leerlaufspannung erklären. Aus der Steilheit der Kurve in Abbildung 8.1 im Anhang folgt ebenfalls die messbare starke Variabilität der Leerlaufspannung, hervorgerufen beispielsweise durch den Einfluss der Membranfeuchtigkeit auf den in Gleichung (4.8) und (4.9) beschriebenen Gleichgewichtszustand des Prozesses. Mit Hilfe von Messungen des Wasserstoffverbrauches im Leerlauf der Zelle konnten in [4-LAR03] übliche interne Stromdichten für PEM-BZ zu $J_n = 3 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ bestimmt werden. Typische Austauschstromdichten für PEM-Brennstoffzellen befinden sich nach [4-DAV67] und [4-HOLZ98] im Bereich von $J_0 = 0,1 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ (Anode) und $J_0 = 200 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ (Kathode), so dass die Überspannung der Kathode dominiert, siehe Abbildung 8.1.

4.1.1.3 Ohmscher Spannungsabfall

Ohmsche Spannungsabfälle treten innerhalb der Zelle hauptsächlich an der Polymer-Elektrolyt-Membran, sowie in geringerem Maße ebenfalls an den Elektroden auf und werden anhand des Zusammenhangs

$$U_R = J \cdot \frac{d_{mem}}{\kappa_m} \quad (4.10)$$

mit

J : Stromdichte [$\text{A} \cdot \text{cm}^{-2}$]

d_{mem} : Dicke der Polymermembran [cm]

κ_m : spezifische elektrische Leitfähigkeit der Membran [$\Omega \cdot \text{cm}$]⁻¹

beschrieben. Der *spezifische Leitwert* κ ist eine temperaturabhängige Materialkonstante, stellt den Kehrwert des spezifischen Widerstandes dar und kann für eine Polymer-Membran nach [4-SPR91] als

$$\kappa_m = (b_{11} \cdot \lambda_m - b_{12}) \cdot e^{\left[b_2 \cdot \left(\frac{1}{303 \cdot K} - \frac{1}{T_{BZ}} \right) \right]} \quad (4.11)$$

mit

λ_m : Feuchtegehalt der Membran ($0 \leq \lambda_m \leq 14$, entspricht 0% bis 100% relative Feuchte)

T_{BZ} : Temperatur der Zelle [K]

b_{11}, b_{12} : materialabhängige Parameter [$\Omega \cdot \text{cm}$]⁻¹

b_2 : materialabhängiger Parameter [K]

als Funktion der Zelltemperatur und des Feuchtegehaltes der Membran beschrieben werden. Aktuelle Erweiterungen der vorliegenden Arbeit nutzen den beschriebenen Zusammenhang zur Einbindung einer Feuchteregeleung in die Modellierung von PEM-Brennstoffzellensystemen (siehe Kapitel 9.2). Die innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelten Reglerstrukturen werden in Kapitel 6.4 erläutert.

4.1.1.4 Spannungsabfall durch Konzentrationsverluste

Die in Gleichung (4.3) zusammengefasste Brennstoffzellen-Gesamtreaktion findet an den Elektrodenoberflächen der Anode und Kathode statt, wobei

$$\dot{m}_{H_2,theo} = \frac{I \cdot n_z}{2F} \quad (4.12)$$

$$\dot{m}_{O_2,theo} = \frac{I \cdot n_z}{4F}, \quad (4.13)$$

mit

\dot{m} : Massenstrom O_2 oder H_2 in [$\text{mol} \cdot \text{s}^{-1}$]

den Zusammenhang zwischen der elektrischen Stromstärke I , der Zellenanzahl n_z und dem zugehörigen Bedarf an Wasserstoff bzw. Sauerstoff verdeutlichen. Durch den Umwandlungsprozess sinkt die Konzentration und somit der Partialdruck der Edukte (H_2, O_2) in unmittelbarer Nähe der Elektroden, wobei die Konzentration der Produkte gleichzeitig zunimmt. Der zum Ausgleich der Konzentrationen erforderliche Stofftransport in Elektrodennähe erfolgt über Diffusion (siehe An-

hang 8.2.4 und [4-ATK06], [4-CUS97]). Die durch den somit limitierten Stofftransport hervorgerufene Konzentrationsabnahme der Edukte führt schließlich anhand des aus Kapitel 4.1.1.1 als Nernst-Spannung bekannten Zusammenhangs zur Reduktion²⁹ der Zellspannung.

Die im Anhang 8.2.4 beschriebene Gleichung der Konzentrationsspannungsverluste gilt allerdings nur bei reinem Wasserstoffbetrieb der Brennstoffzelle. Zur flexiblen Beschreibung der Konzentrationsspannungsverluste bei Elektrolyse- bzw. reformerbasiertem Betrieb eines Brennstoffzellensystems wird daher in der Literatur (siehe [4-KIM95]) der rein empirische Ansatz

$$U_K = (m_1 + m_2 \cdot T_{BZ}) \cdot e^{n \cdot J} \quad (4.14)$$

bevorzugt, da er eine flexiblere Anpassung des Modells an die Gaszusammensetzung ermöglicht.

4.1.1.5 Zusammenfassung der Modellierung der Zellspannung

Fast man aufbauend auf Gleichung (4.4) die in den letzten Abschnitten erläuterten – auf unterschiedlichsten Literaturquellen basierenden – reversiblen und irreversiblen Prozesse zusammen, so ergibt sich die arbeitspunktabhängige Spannung der aus n_z Zellen aufgebauten Brennstoffzellenstapels zu

$$U_{BZ}(J, p, T_{BZ}) = -\frac{\Delta G_o^0}{2 \cdot F} + \frac{R \cdot T_{BZ}}{2F} \cdot \ln\left(\frac{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2}}{P_{H_2O}}\right) - \frac{R \cdot T_{BZ}}{2 \cdot \alpha \cdot F} \cdot \ln\left(\frac{J + J_n}{J_0}\right) - J \cdot n_z \cdot \frac{d_{mem}}{(b_{11} \cdot \lambda_m - b_{12}) \cdot e^{\left[b_2 \left(\frac{1}{303 \cdot K} - \frac{1}{T_{BZ}}\right)\right]}} - (m_1 + m_2 \cdot T_{BZ}) \cdot e^{n \cdot J}. \quad (4.15)$$

Die Gleichung verdeutlicht sowohl die Komplexität, als auch den stark nicht linearen Charakter der zum elektrischen Gesamtverhalten einer PEM-Brennstoffzelle beitragenden Teilprozesse.

Mit Hilfe der aus [4-LAU01] verfügbaren detaillierten Messwerte einer wasserstoff-betriebenen PEM-BZ (elektrische Nennleistung 5 kW, aktive Zellfläche je 232 cm², 36 Zellen), sowie des in Kapitel 5 erläuterten sequentiell quadratischen Optimierungsverfahrens der *kleinsten Quadrate* konnten alle in Gleichung (4.15) vorhandenen Parameter bestimmt und somit die entwickelte Gleichung für die im hier untersuchten System enthaltene PEM-Brennstoffzelle verifiziert werden.

Die in Abbildung 4.5 dargestellten Messpunkte der Polarisationskurven standen in 5 Messreihen für jeweils unterschiedliche

Stacktemperaturen zur Verfügung; aufgrund der in Schritten von 100 ms erfolgten elektrischen Lastwechsel konnte die Temperatur des Stacks innerhalb einer Messreihe jeweils konstant gehalten werden. Die nach [4-LAU01] im Versuchstand vorhandenen Regelkreise stellten außerdem über den gesamten Arbeitspunktbereich

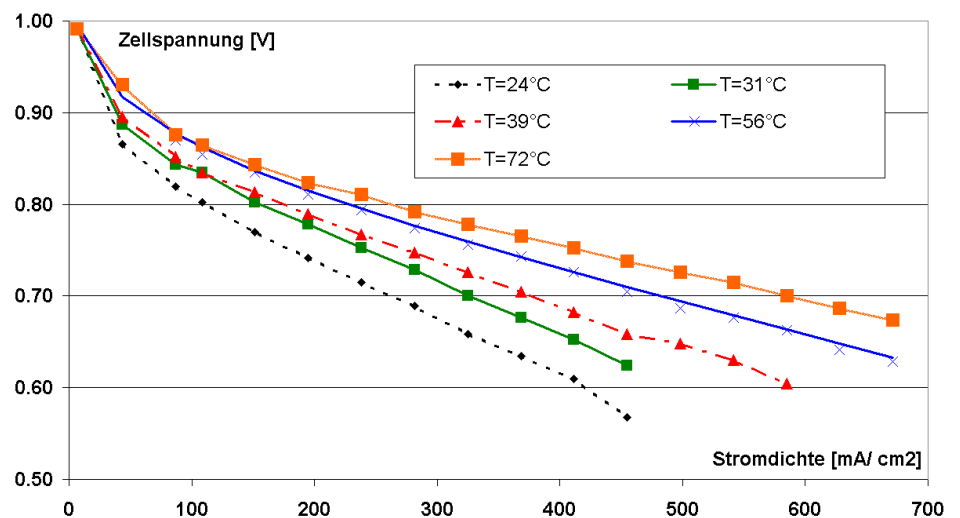


Abbildung 4.5: Gemessene (Punkte) und modellierte Polarisationskurven

²⁹ In der englischsprachigen Literatur wird der Spannungsverlust daher auch als *mass transport loss* oder *Nernstian* bezeichnet.

konstante Druckverhältnisse sicher.

Die in der Literaturquelle angegebene Zellspannung wurde durch Mittelwertbildung über 36 Zellen der gemessenen Stackspannung gebildet. Die im Messaufbau ebenfalls vorhandene interne Befeuchtung der Reaktionspartner, welche einen hundertprozentigen Feuchtegehalt der Membran sicherstellt, erlaubte innerhalb der in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Parameterbestimmung bei $\lambda_m = 14$ (siehe Kapitel 4.1.1.3) die Verwendung der in [4-SPR91] gegebenen Werte $b_{11} = 0.005139$ und $b_{12} = 0.00326$; P_{H_2O} wurde zu eins gesetzt. Die interne Stromdichte sowie die Tiefe der Polymermembran wurden entsprechend der Literaturangaben in [4-LAR03] und [4-PUK03] als $J_n = 3 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ und $d_{mem} = 0.125 \text{ mm}$ angesetzt, J_0 wird mit $1 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ berücksichtigt. Die in der folgenden Gleichung (4.16) als Optimierungsproblem formulierte Aufgabe der Parameterbestimmung wurde aufgrund der stetigen Funktionen innerhalb der eingesetzten Simulationsumgebung MATLAB/Simulink unter Verwendung der Methode der kleinsten Quadrate gelöst, siehe [5-MAW06].

$$\min_x \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (F(x, xdata_i) - ydata_i)^2 \quad (4.16)$$

mit:

$xdata_i, ydata_i$: Messwerte der Stromdichte und zugehörigen Zellspannung
 x : zu bestimmende Parameter der Gleichung (4.15)

Die innerhalb der Optimierungsaufgabe ermittelten Parameter sind in Abbildung 4.6 zusammengefasst und zeigen eine nahezu lineare Abhängigkeit zur Zelltemperatur, vergleiche Gleichung (4.17). Die Gleichung (4.15) konnte dabei insofern erweitert werden, dass auch die Koeffizienten b_2 , α und n als Funktionen der Zelltemperatur betrachtet werden.

Die in Abbildung 4.5 ersichtliche gute Übereinstimmung der gemessenen und anhand der ermittelten Parameter modellierten Polarisationskurven verdeutlicht abschließend die mit Hilfe der entwickelten Modellierung über den gesamten Arbeitspunktebereich der Brennstoffzelle vorherrschende gute Abbildung der auftretenden Effekte.

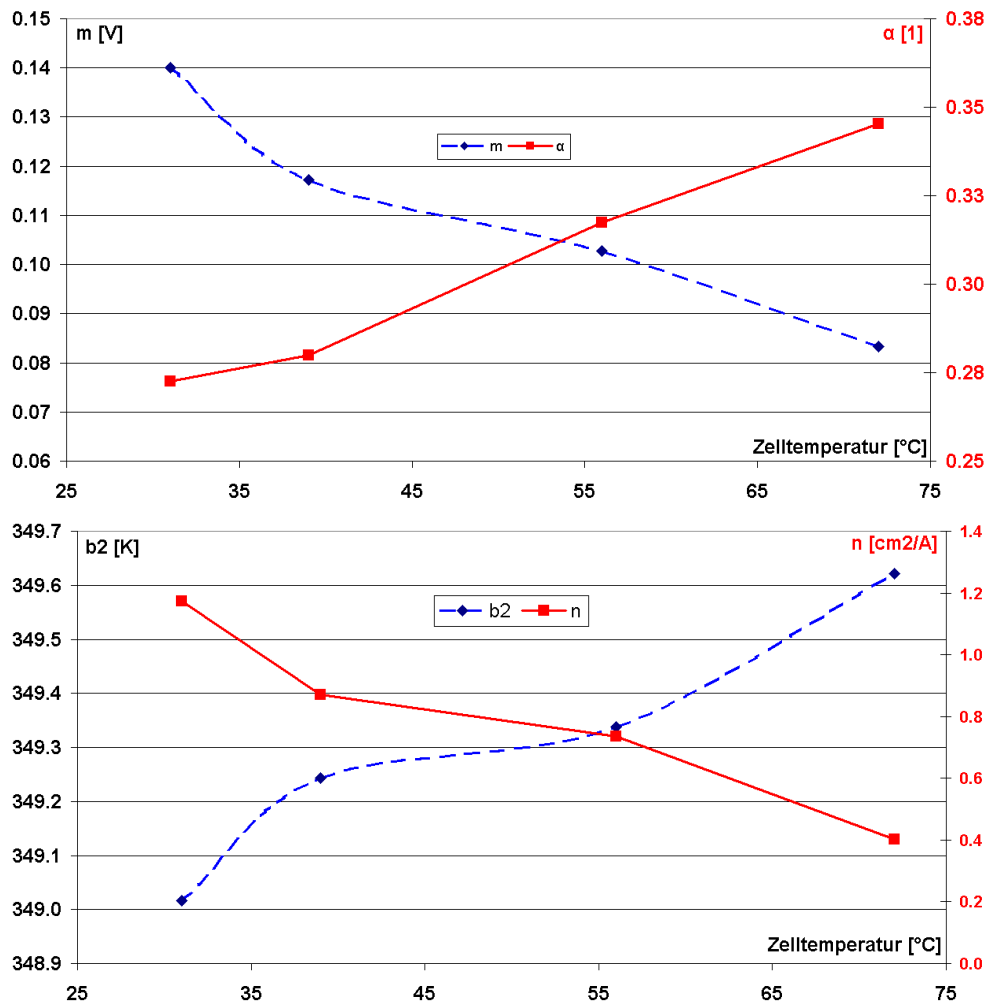


Abbildung 4.6: Ermittelte Systemparameter des PEMBZ-Gesamtmodells

$$\begin{aligned}
 m(T_{BZ}) &= 0.1741 \text{ V} - 0.0013 \text{ V/K} \cdot T_{BZ} \\
 \alpha(T_{BZ}) &= 0.2121 + 0.0019 \text{ 1/K} \cdot T_{BZ} \\
 n(T_{BZ}) &= 1.6375 \text{ cm}^2/\text{A} - 0.017 \text{ cm}^2/(\text{A} \cdot \text{K}) \cdot T_{BZ} \\
 b_2(T_{BZ}) &= 348.76 \text{ K} + 0.0114 \cdot T_{BZ}
 \end{aligned}
 \tag{4.17}$$

4.1.2 Gasversorgung und Strömungskanal

Die Zusammensetzung der dem Brennstoffzellensystem bereitgestellten Reaktionsgase hängt stark von der Art der Anwendung (z.B. mobil/stationär) ab. Tabelle 4.2 fasst die möglichen Betriebsweisen zusammen, wobei alle Kombinationen möglich sind. Die in der vorliegenden Arbeit fokussierte Anwendung des Brennstoffzellensystems in der Hausenergieversorgung beinhaltet bei allen Herstellern die Wasserstoffversorgung über einen Reformprozess (siehe Tabelle 3.4), sowie die Verwendung von Luft, so dass diese Konstellation besondere Beachtung in der Modellierung findet.

Tabelle 4.2 Mögliche Betriebsweisen der Stackversorgung mit den Reaktionsgasen

Kathode	Stoffzusammensetzung	
	reiner Sauerstoff	Luft
Anode	reiner Wasserstoff	Reformatgas

Die Bestandteile von Luft, sowie eine typische Zusammensetzung des aus dem Prozess der Dampfreformierung (siehe Kapitel 4.2.1) gewonnenen wasserstoffreichen Gases ist für den Nennbetriebspunkt in Tabelle 4.3 gegeben.

Tabelle 4.3 Zusammensetzung von Luft sowie Reformatgas aus Dampfreformierung

Stoffe im Reformatgas	Wasserstoff	Kohlendioxid	Methan	Kohlenmonoxid
Anteil ¹⁾ [%]	80	19	1	einige ppm
Stoffe in der Luft	Stickstoff	Sauerstoff	Argon	Kohlendioxid
Anteil [%]	78	21	1	< 0,03

1) Die Zusammensetzung gilt in guter Näherung für den Nennbetriebspunkt der Dampfreformierung

Die der Brennstoffzelle am Eingang des jeweiligen Strömungskanals (siehe Abbildung 4.4) zugeführten Gase nehmen über die gesamte Länge des Strömungskanals an der in Gleichung (4.3) beschriebenen Reaktion teil.

Ausgehend von der höchsten Konzentration am Eingang des Kanals nimmt die Konzentration anhand der aus Gleichung (4.12) und (4.13) bekannten Zusammenhänge zwischen Stromstärke und Stoffverbrauch somit bis zum Austritt aus dem Kanal stetig ab.

Wird der Stack mit einem Reformatgas bzw. mit Luft (siehe Tabelle 4.3) betrieben, so sinkt analog der Partialdruck des Wasserstoffs und Sauerstoffs entlang des Strömungskanals im Vergleich zu den nicht an der Reaktion teilnehmenden Inertgasen (z.B. Kohlendioxid, Methan). Abbildung 4.7 zeigt die am Teststand des Brennstoffzellen-Gesamtsystems (siehe Abbildung 4.2) aufgenommenen Messwerte aus

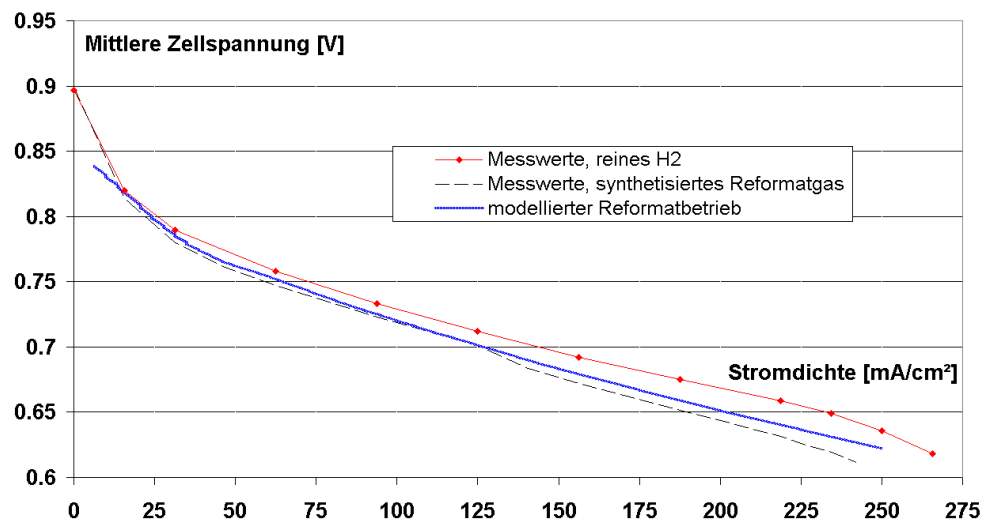


Abbildung 4.7: Einfluss der Gaszusammensetzung auf die Zellspannung

Wird der Stack mit einem Reformatgas bzw. mit Luft (siehe Tabelle 4.3) betrieben, so sinkt analog der Partialdruck des Wasserstoffs und Sauerstoffs entlang des Strömungskanals im Vergleich zu den nicht an der Reaktion teilnehmenden Inertgasen (z.B. Kohlendioxid, Methan). Abbildung 4.7 zeigt die am Teststand des Brennstoffzellen-Gesamtsystems (siehe Abbildung 4.2) aufgenommenen Messwerte aus

[4-BRA05], wobei die Zellspannung für den Betrieb mit reinem Wasserstoff bzw. einem synthetisch generierten Reformatgas (Zusammensetzung analog Tabelle 4.3) vergleichend gegenübergestellt ist.

Der in Kapitel 4.1.1.1, Gleichung (4.19) als Nernst-Spannung bezeichnete Einfluss des Wasserstoff-, bzw. Sauerstoffpartialdrucks führt somit zu einem stark nichtlinearen Spannungsrückgang entlang des Strömungskanals und zu einer Reduktion der reversiblen Zellspannung.

Um diese aus der Literatur (z.B. [4-THR04]) bekannte qualitative Aussage des Spannungsrückgangs auch quantitativ untersuchen zu können, wurde in der vorliegenden Arbeit ein detailliertes Zellmodell unter Berücksichtigung der Partialdruckverteilung entlang der Strömungskanäle entwickelt.

Die elektrischen und thermischen Charakteristika der einzelnen Zellen, sowie ihre Anbindung an die Gasversorgung werden dabei als identisch angenommen, so dass der aktuelle Zustand des Stacks durch die Modellierung einer Zelle ermittelt werden kann. Erlauben vorliegende detaillierte Informationen des Stackaufbaus eine genauere Betrachtung, so kann eine individuelle Modellierung jeder Zelle ohne weiteres integriert werden.

Das entwickelte Zellmodell basiert auf einer Unterteilung der Zelle in m Volumensegmente jeweils konstantem Partialdrucks entlang des Strömungskanals (siehe Abbildung 4.8), wobei eine lineare Aufteilung des Zellstromes auf die Segmente vorausgesetzt wird.

Ausgehend von den der Zelle zugeführten Reformat- und Luftmassenströmen werden anhand der Gleichung (4.12) sowie (4.13) jeweils die für ein Segment gültigen Massenströme und Partialdrücke berechnet. Anhand des Dalton-Gesetzes, welches den Druck eines idealen Gasgemisches als Summe der Partialdrücke angibt, sowie des idealen Gasgesetzes (4.18) kann dabei die Äquivalenz des *Volumenanteils*, des *molaren Anteils* und des *Druckanteils* vorausgesetzt werden.

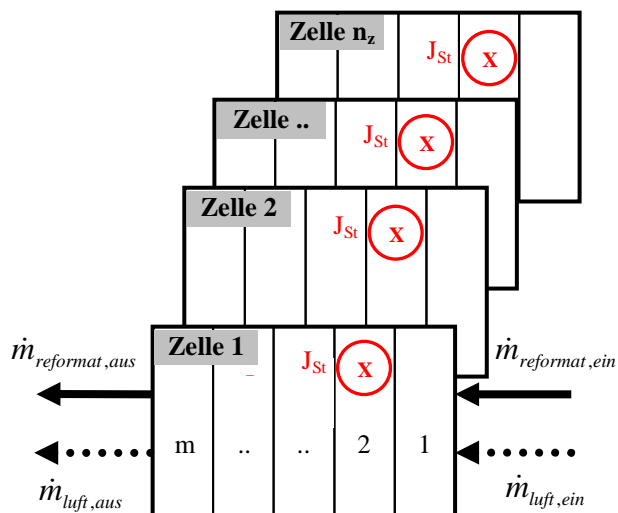


Abbildung 4.8: Entwickeltes, aus Segmenten aufgebautes Modell eines Strömungskanals

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (4.18)$$

Der Partialdruck von Wasserstoff bzw. Sauerstoff im Segment i des Strömungskanals kann somit als

$$p_{H_2,i} = \frac{\dot{m}_{H_2,i}}{\dot{m}_{H_2,ein}} p_{H_2,ein} \quad (4.19)$$

bzw.

$$p_{O_2,i} = \frac{\dot{m}_{O_2,i}}{\dot{m}_{O_2,ein}} p_{O_2,ein} \quad (4.20)$$

berechnet werden.

Die detailliert berechneten Segmentspannungen beschreiben die Abnahme des elektrischen Potentials entlang des Strömungskanals. Aufgrund der geringen ohmschen Widerstände in Elektroden und Membran bewirken diese Potentialunterschiede hohe zellinterne Ausgleichsströme, die aufgrund der generierten Wärme eine mechanische Beanspruchung der Materialien und somit eine vorzeitige Alterung der Zelle hervorrufen. Hersteller geben daher zur Verhinderung einer Schädigung des Stacks eine Mindestzellspannung an, wobei der für die aus Kapitel 4.1.1.5 bekannte Brennstoffzelle angegebene Mindestwert von 0,53 V (siehe [4-LAU01]), sowie der aus [4-BRA06] bekannte – am

Teststand³⁰ gültige – Wert von 0,40 V typische Größen darstellen. Gleichung (4.21) zeigt die auf Gleichung (4.7) basierende – unter Berücksichtigung der Partialdruckabnahme – detaillierte Berechnung der reversiblen Zellspannung. Ergebnisse der Modellierung sind in Abbildung 4.7 im Vergleich zu den gemessenen Werten mit reinem Wasserstoffbetrieb bzw. synthetisiertem Reformatgasbetrieb dargestellt. Die in der Modellierung verwendete Zusammensetzung des Reformatgases entspricht dabei den in Tabelle 4.3 angegebenen Werten.

$$U_{rev} = U_{rev}^0 + \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m \frac{RT}{2F} \cdot \ln \left(\frac{P_{H_2,i} \cdot P_{O_2,i}^{1/2}}{P_{H_2O,i}} \right) \quad (4.21)$$

Die Gleichung verdeutlicht ebenfalls die mit der Zelltemperatur steigende Ausprägung der beschriebenen Effekte, die daher für den Betrieb von Hochtemperatur-Brennstoffzellen eine noch gravierendere Bedeutung haben.

Die beschriebene Abnahme des Partialdruckes, sowie die nicht zu unterschreitende Zell-Mindestspannung führen auch dazu, dass beim reformerbasierten Betrieb von Brennstoffzellen der Wasserstoff nicht vollständig innerhalb der Zellen verbraucht werden kann.

Die als *Umsatzgrad* (englisch: fuel utilization, μ_f)

$$\mu_f = \frac{P_{H_2,umgesetzt}}{P_{H_2,zugeführt}} \quad (4.22)$$

bezeichnete Brenngasausnutzung innerhalb des Stacks, die das Verhältnis von umgesetzter zu zugeführter Wasserstoffleistung angibt, hat besonders bei reformerbetriebenen Brennstoffzellen entscheidenden Einfluss auf den Wirkungsgrad und die Dynamik des Gesamtsystems und stellt den Kehrwert der *Stöchiometrie* λ_{H_2} dar, siehe Kapitel 6.4.6 und 6.4.7.

Der im Stack nicht verbrauchte Wasserstoff wird in Hausenergiesystemen entweder

- als Beitrag zur Wärmeversorgung des Hauses in einem Spitzenkessel verwendet, oder
- dem thermischen System der Reformierung zugeführt.

Der erste Fall bietet den Vorteil einer relativ einfachen Umsetzung, reduziert jedoch die oft ohnehin zu geringe Stromkennzahl des Gesamtsystems. Die als *Anodengasrückführung* bezeichnete letztgenannte Nutzung des Restanteils an Wasserstoff erhöht den Gesamtwirkungsgrad und die Stromkennzahl des Brennstoffzellensystems, stellt jedoch besonders bei Lastwechseln hohe Anforderungen an die implementierte Regelungsstruktur, siehe auch Kapitel 4.3.1 und 6.4.6.

4.1.3 Temperaturmodell des Stacks

Abbildung 4.9 zeigt den innerhalb der vorliegenden Arbeit am angesprochenen PEM-BZ-Teststand über den Zeitraum von 8 Minuten aufgenommenen Sollwertsprung des Stacks von 50 A auf 60 A. Die Veränderung des Stromsollwertes konnte an der verwendeten elektronischen DC-Lastsenke ($S_{nenn} = 2 \text{ kW}$) mit Hilfe des am Teststand installierten Messsystems (Labview) eingestellt werden und wurde durch die in der Lastsenke

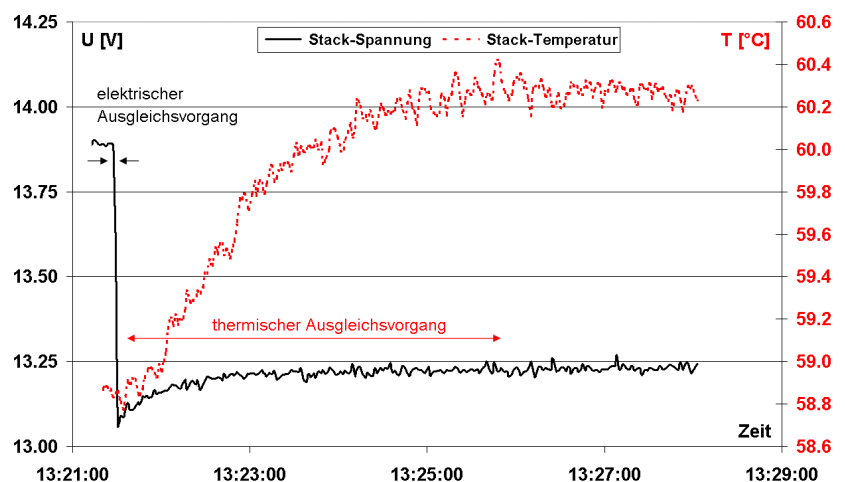


Abbildung 4.9: Temperatur- und Spannungsverlauf des Stacks nach einem Lastwechsel von 50 A auf 65 A

³⁰ Hier unterscheidet der Hersteller zwischen der Mindestspannung *einer* Zelle (0,4 V) und der Mindestspannung des Mittelwertes über den gesamten Stack (0,55 V).

enthaltene Regelung innerhalb $t < 1$ ms ausgeregelt. Die Stackversorgung bestand anodenseitig aus reinem Wasserstoff; kathodenseitig wurde Luft zugeführt. Der H_2 -Umsatzgrad betrug zu Beginn (50 A) etwa 48 % und änderte sich in Folge des Lastwechsels (65 A) auf etwa 63 %. Aufgrund der stets ausreichenden Brenngasversorgung kann deren Einfluss auf den Versuchsverlauf somit vernachlässigt werden. Eine Regelung des Kühlwasser-Massenstromes war hier nicht aktiv, um den Einfluss des Lastwechsels auf die Temperatur ungestört beobachten zu können.

Wie in Abbildung 4.9 ersichtlich wird wenige Millisekunden nach Beginn des Lastwechsels unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.1.4 beschriebenen elektro-chemischen Ausgleichsvorgänge das neue Spannungsniveau erreicht. Mit einer zeitlichen Verzögerung von einigen Sekunden beginnt anschließend auch der thermische Ausgleichsvorgang; die erhöhte Reaktionsenthalpie führt dabei aufgrund der spezifischen Wärmekapazität des Stacks zu einer allmählichen Erhöhung der Stacktemperatur. Durch den Einfluss der Temperatur auf die Spannung steigt analog auch die Stackspannung wieder langsam an.

Die dargestellten Temperatur- und Spannungsverläufe – inklusive der großen Unterschiede der Zeitkonstanten des elektro-chemischen und thermischen Ausgleichsvorganges – stellen ein für Lastwechsel eines Brennstoffzellenstapels typisches Verhalten dar. Das thermische Verhalten des Stacks soll daher im Folgenden auch mathematisch beschrieben werden.

Die im Wasserstoff chemisch gebundene Leistung

$$P_{H_2} = \dot{m}_{H_2} \cdot H_o^0 \quad (4.23)$$

wird im Brennstoffzellenprozess anhand der aus (4.3) bekannten Gesamt-Reaktionsgleichung in einen elektrischen (siehe Kapitel 4.1.1) und einen thermischen Leistungsanteil umgewandelt. Der arbeitspunktabhängige elektrische Anteil wurde im vorigen Kapitel ausführlich hergeleitet. Im Folgenden wird die in der vorliegenden Arbeit betrachtete Leistungsbilanz inklusive der beteiligten vier Komponenten der Wärmeleistung erläutert (siehe auch Abbildung 4.10), welche sich aus dem Wärmeaustrag im *Kühlwasser*

$$P_{kw} = \dot{m}_{kw} \cdot c_{p,kw} \cdot (T_{kw,k} - T_{kw,w}) \quad (4.24)$$

der im *Gasmassenstrom* (Summe aus Produktgas und Luft) enthaltenen Wärmeleistung

$$P_{gm} = \dot{m}_{gm} \cdot c_{p,gm} \cdot (T_{gm,aus} - T_{um}) \quad (4.25)$$

den *Strahlungsverlusten*³¹ des Stacks an die umgebenden Luftschichten über die Stackoberfläche

$$P_{sv} = \alpha_{Stack} \cdot A \cdot (T_{Stack} - T_{um}) \quad (4.26)$$

sowie den zu einer *Temperaturänderung* des Stacks führenden restlichen Anteil

$$P_{Stack} = m_{Stack} \cdot c_{p,Stack} \cdot \Delta T_{Stack} / \Delta t, \quad \text{mit:}$$

\dot{m}_{kw} : Massenstrom des Kühlwassers [kg/s]

\dot{m}_{gm} : Summe aus Produktgas- und Abluftmassenstrom [kg/s]

$c_{p,kw}, c_{p,gm}$: spezifische Wärmekapazität des Wassers bzw. des Gasgemisches [kJ/(kg·K)]

$T_{kw,k}, T_{kw,w}, T_{gm,aus}$: Ein- bzw. Austrittstemperatur des Kühlwassers bzw. der Gase [°C] (4.27)

T_{um} : Umgebungstemperatur [°C]

α_{Stack} : Wärmeübergangskoeffizient zwischen Stack und umgebender Luft [W/(m²·K)]

A: wirksame Stackoberfläche [m²]

$m_{Stack} \cdot c_{p,Stack}$: Wärmekapazität des Stacks [kJ/K]

zusammensetzen, siehe Abbildung 4.10 und Abbildung 6.24.

³¹ Der genannte Zusammenhang ist auch als *Newton's law of cooling* bekannt.

Die Wärmekapazität $m_{Stack} \cdot c_{p,Stack}$ des Stacks sowie der Wärmeübergangskoeffizient α_{Stack} sind charakteristische Größen des Versuchsaufbaues und konnten mit Hilfe der im Folgenden dargestellten, über eine Stunde am Versuchstand durchgeführten Messungen bestimmt werden.

Der auf Umgebungstemperatur von 20,5 °C befindliche Brennstoffzellenstack wurde bei unterbrochenem elektrischem Stromkreis und ohne Zufuhr von Produktgasen mit 1,3 l/min Kühlwasser ($T_{KW,ein} = 20,5 \text{ °C}$) gespült. Anschließend wurde der Stack ab dem Zeitpunkt t_0 durch Zufuhr von geheiztem Wasser mit 38,9°C erwärmt, Abbildung 4.11. Da der Stack ausgehend von der Umgebungstemperatur aufgeheizt wurde, konnten in den ersten Sekunden die Strahlungsverluste an die Umgebung (4.27) vernachlässigt werden, so dass die nach Gleichung (4.28) zugeführte Energie ausschließlich den Stack aufheizte. Durch Integration des aus Gleichung (4.28) bekannten Zusammenhanges

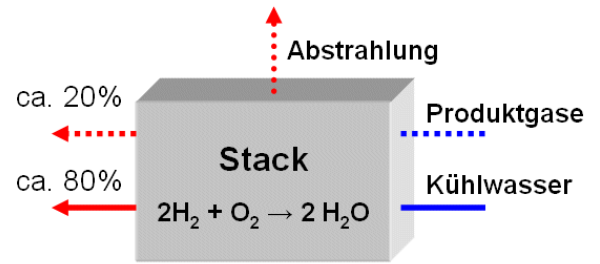


Abbildung 4.10: Thermische Leistungsbilanz des Brennstoffzellenstacks

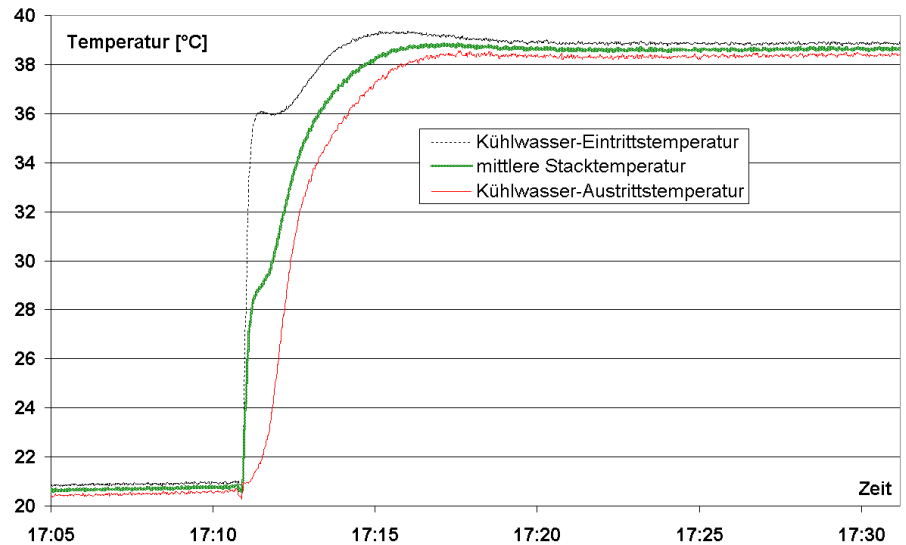


Abbildung 4.11: Temperaturverlauf des Stacks im Aufheizvorgang

$$W_{Stack} = \int_{t_0}^{t_1} m_{Stack} \cdot c_{p,Stack} \cdot \frac{d(\Delta T_{Stack})}{dt} dt \tag{4.28}$$

folgt

$$m_{Stack} \cdot c_{p,Stack} = \frac{W_{Stack}}{\Delta T_{Stack}} \tag{4.29}$$

Mit Hilfe der aus den Messergebnissen innerhalb der ersten 30 Sekunden entnommenen Aufheizung des Stacks von $\Delta T_{Stack} = 2,5 \text{ K}$, sowie der in dieser Zeit zugeführten Wärmeenergie von $W_{Stack} = 11653 \text{ J}$ konnte die Wärmekapazität des Stacks zu $m_{Stack} \cdot c_{p,Stack} = 4661 \text{ J/K}$ bestimmt werden.

Zur Bestimmung des Wärmeübergangskoeffi-

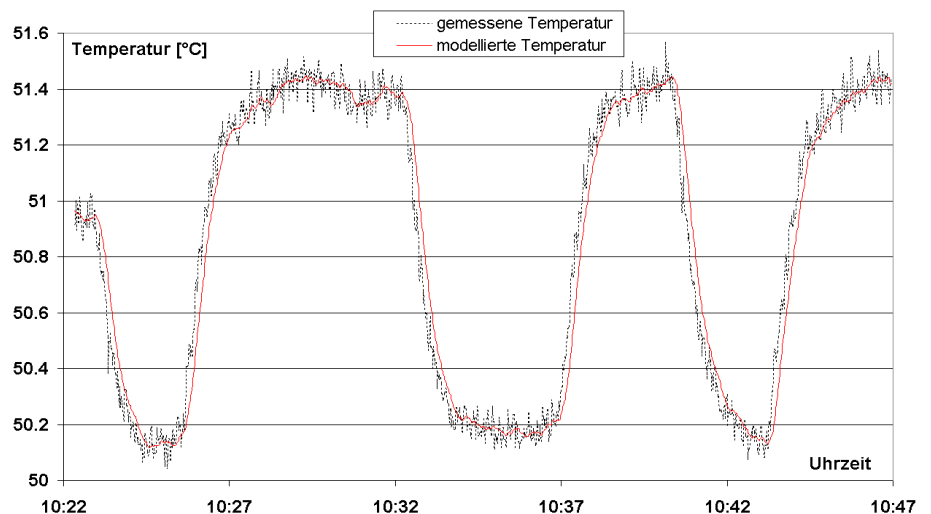


Abbildung 4.12: Gemessene und modellierte Stacktemperaturen bei variierendem Strom

zienten α_{Stack} wurde die nach Erreichen der neuen stationären Stacktemperatur messbare, bleibende Temperaturdifferenz zwischen zugeführtem und entnommenem Kühlwasser gemessen (Abbildung 4.11). Diese Differenz von $0,4\text{ K}$ charakterisiert die als Strahlungswärme an die Umgebung abgegebene Leistung, welche zu $36,3\text{ W}$ berechnet werden konnte. Mit Hilfe von Gleichung (4.27) sowie einer Umgebungstemperatur von $T_{um} = 20,7\text{ °C}$ konnte daraus die Wärmeleitfähigkeit $\alpha_{Stack} \cdot A_{Stack}$ zu $2,0\text{ W/K}$ bestimmt werden; diese liegt im unteren Bereich der beispielsweise aus [4-LAU01] bekannten Literaturwerte.

Der in Abbildung 4.12 über einen Zeitraum von 25 Minuten dargestellte Vergleich zwischen gemessener und mit Hilfe der gemessenen Stromstärke, sowie der oben ermittelten Stackcharakteristika modellierten Stacktemperatur zeigt eine gute Übereinstimmung.

4.1.4 Kinetik der elektrochemischen Ausgleichsvorgänge

Der im Abschnitt der Durchtrittsüberspannung (siehe Kapitel 4.1.1.2) beschriebene Ladungsträgerdurchtritt an der Phasengrenze von der Elektrode zum Elektrolyten, an der der *elektrische Stromfluss*³² mit dem *ionischen Teilchenfluss* verknüpft wird, steht im Mittelpunkt der Betrachtungen zur Kinetik elektrochemischer Prozesse, siehe z.B. [4-HOLZ98].

Die sich beispielsweise an der Kathode der PEM-Brennstoffzelle entsprechend Gleichung (4.2) an der Materialgrenze zwischen Elektrode und Elektrolyt gegenüberstehenden negativ geladenen Elektronen und positiven H^+ -Ionen führen zur Ausbildung einer *Doppelschicht* (siehe Abbildung 4.13).

Die zugehörige Ladungsdichte ist dem elektrischen Zellstrom proportional, bestimmt die Wahrscheinlichkeit der Kathodenreaktion und führt zur Ausbildung der in Gleichung (4.9) beschriebenen arbeitspunktabhängigen Durchtrittsspannung U_D . Aufgrund der porösen Elektrodenstruktur, welche zu einer großen aktiven Materialoberfläche A führt, und des geringen Abstands d (typischerweise einige Nanometer) werden nach

$$C = \varepsilon \cdot A / d$$

mit:

ε : Produkt aus der materialspezifischen Dielektrizitätszahl ε_r und der Dielektrizitätskonstante $\varepsilon_0 = 8,8542 \cdot 10^{-12}\text{ F/m}$ des Vakuums

Doppelschichtkapazitäten C_{ds} bis zu einigen Farad erreicht, die als elektrischer Energiespeicher die Dynamik der Durchtrittsüberspannung bei Veränderungen des Zellstromes prägen. Abbildung 4.14 zeigt das an die Brennstoffzelle angepasste elektrische Ersatzschaltbild, welches auf dem Gebiet der Elektrochemie zur Beschreibung der Phasengrenze Elektrode-Elektrolyt Anwendung findet und in [3-BEC02] in analoger Form zur Beschreibung der Phasengrenze in einem Bleiakкумуляtor zur Verfügung steht.

U_{rev} bezeichnet die im Abschnitt 4.1.1 hergeleitete reversible Zellspannung. Die Verluste der Konzentrations- und Durchtrittsspannung sind im Widerstand R_{dk} zusammengefasst. R_{ohm} beinhaltet die ohmschen Verluste. Unter Verwendung von vier Maschen- bzw. Knotengleichungen (4.31) bis (4.34) wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Ersatzschaltbild zur Aufstellung der zugehörigen Differentialgleichung der Zellspannung (4.35) verwendet.

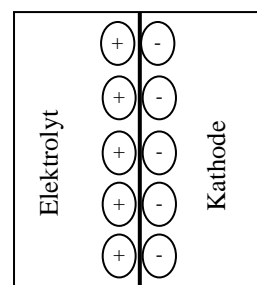


Abbildung 4.13: Phasengrenze

(4.30)

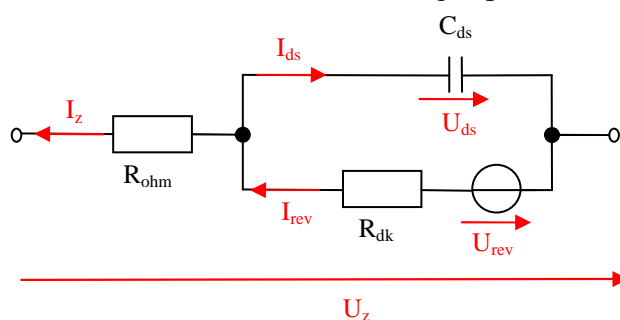


Abbildung 4.14: Elektrisches Zellersatzschaltbild

³² Der Stack kann elektrisch als Stromquelle betrachtet werden.

$$I_{ds} = C_{ds} \cdot \dot{U}_{ds} \quad (4.31)$$

$$U_{ds} = U_{rev} - I_{rev} \cdot R_{dk} \quad (4.32)$$

$$U_z = -I_z \cdot R_{ohm} + U_{rev} - I_{rev} \cdot R_{dk} \quad (4.33)$$

$$I_{rev} - I_{ds} = I_z \quad (4.34)$$

Unter Verwendung der im Anhang 8.3 angegebenen Zwischenschritte konnte daraus die auf der Doppelschichtkapazität beruhende Kinetik der elektro-chemischen Ausgleichsvorgänge in die Gleichung der Zellspannung integriert werden.

$$\dot{U}_z = \frac{U_{rev} - U_z}{R_{dk} \cdot C_{ds}} - \frac{R_{ohm} + R_{dk}}{R_{dk} \cdot C_{ds}} \cdot I_z - R_{ohm} \cdot \dot{I}_z \quad (4.35)$$

Die entwickelte Differentialgleichung wurde in die Modellierung der Brennstoffzelle integriert. Mit Hilfe am Teststand aufgenommener Messwerte elektrischer Lastwechsel sowie des in Kapitel 5 erläuterten sequentiell quadratischen Optimierungsverfahrens der *kleinsten Quadrate* wurde basierend auf der aus Kapitel 4.1.1.5 bekannten Parameterbestimmung die Doppelschichtkapazität C_{ds} der betrachteten PEM-Brennstoffzelle ermittelt.

Abbildung 4.15 zeigt beispielhaft einen mit Hilfe der Laborsteuerungssoftware *Labview* gefahrenen Lastwechsel von 61 A auf 47 A. Der Stack wurde dabei mit reinem Wasserstoff betrieben; der Lastwechsel wurde durch die Vorgabe eines Stromsollwertsprunges an die bereits erwähnte elektronische Stromsenke

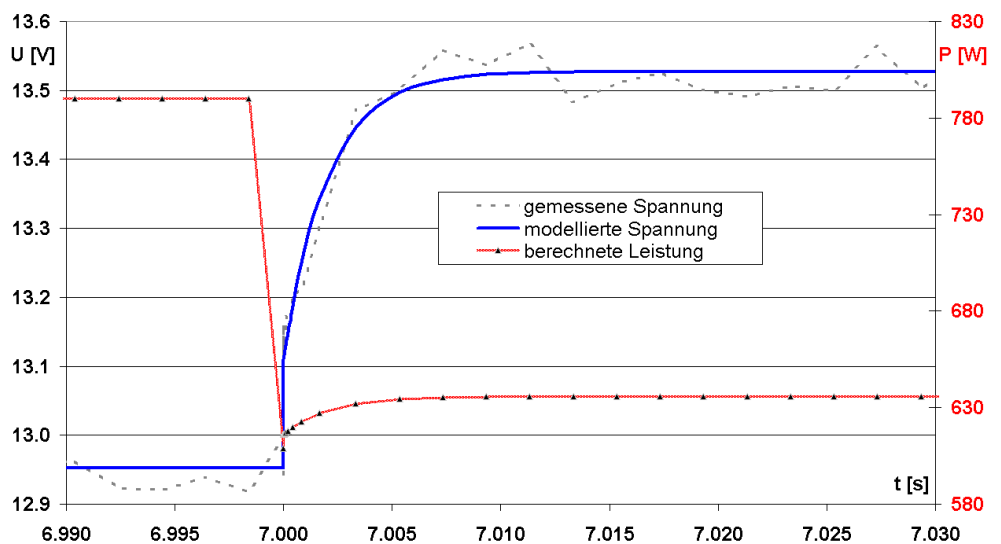


Abbildung 4.15: Elektrischer Ausgleichsvorgang nach Lastwechsel von 61 A auf 47 A

vollzogen. Der Vergleich der in der Abbildung dargestellten gemessenen und modellierten Stackspannung zeigt die mit Hilfe des Optimierungsalgorithmus erreichte gute Übereinstimmung und verifiziert die entwickelte Gleichung zur Kinetik der elektrochemischen Ausgleichsvorgänge. Die ermittelte Doppelschichtkapazität beträgt im vorliegenden Fall $C_{ds} = 0,20 F$.

Das Ergebnis steht in plausibler Übereinstimmung zu den in [4-WAN05] getätigten Untersuchungen an einer PEM-Brennstoffzelle (48 Zellen) mit einer elektrischen Nennleistung von 500 W, welche die zugehörige Doppelschichtkapazität mit 0,10 F angibt. Die dabei verwendete dynamische Modellierung einer PEM-Brennstoffzelle basiert auf dem in [4-LAR03] vorgeschlagenen Ersatzschaltbild zur Doppelschichtkapazität und dessen Einbindung in Software zur Simulation elektrischer Schaltungen, siehe [4-CAD06], [3-SIM06].

4.2 Reformerbasierte Wasserstoffherzeugung

Die in industriellem Maßstab etablierten Verfahren der *Dampfreformierung*, der *partiellen Oxidation*, sowie der *autothermen Reformierung* zur Umwandlung eines kohlenwasserstoffhaltigen Edukt in ein wasserstoffreiches Produktgas werden im Folgenden vorgestellt.

Der Gasprozess kann in allen genannten Prozessen in drei nacheinander durchlaufene Reaktionsstufen unterteilt werden, Abbildung 4.16. In der ersten Reaktionsstufe wird der Energieträger in Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt. In der nachgeschalteten Shift-Reaktion wird das Kohlenmonoxid unter Zugabe von Wasserdampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgesetzt. Der nun noch enthaltene Anteil des Brennstoffzellengiftes Kohlenmonoxid kann in der Stufe der Gasfeinreinigung³³, welche innerhalb des Teststandes als selektive Oxidation (SelOx) ausgeführt wurde, fast vollständig entfernt werden. Neben dem Wasserstoff enthält das generierte Produktgas somit Anteile an Kohlendioxid, Wasser, Stickstoff, nicht umgewandeltem Kohlenwasserstoff, sowie Kohlenmonoxid.

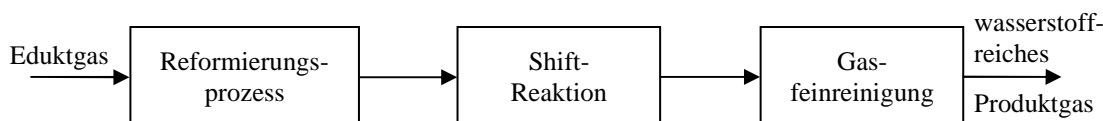
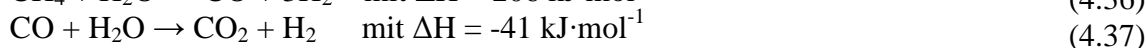


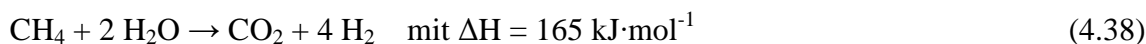
Abbildung 4.16: Reaktionsstufen des Reformierungsprozesses

Die Reformierung von Kohlenwasserstoffen wird bereits seit mehreren Jahrzehnten in großtechnischen Anlagen mit Kapazitäten bis zu 100.000 Nm³/h angewendet, [4-SMO05]. Eine detaillierte Untersuchung der etablierten Reformierungsprozesse Dampfreformierung (mit Wasser), partielle Oxidation (mit Luft) und autotherme Reformierung (mit Wasser und Luft) sowie deren Anwendung für die Hausenergieversorgung steht in [4-MAT02] zur Verfügung, siehe Abbildung 4.17.

In der endothermen **Dampfreformierung** wird der Brennstoff (meist Methan) unter Zuführung von Wärme katalytisch (meist Nickel oder Platin) mit Wasserdampf umgesetzt.

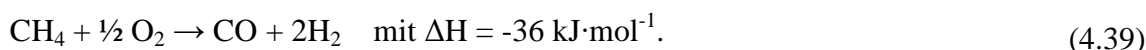


Die Umwandlung von Kohlenmonoxid und Wasser im Shift-Konverter zu Kohlendioxid und Wasserstoff wird als *Shift-Reaktion* bezeichnet. Die Bruttoreaktion ergibt sich aus der symbolischen Summation zu



Eine Entschwefelung des verwendeten Brennstoffs ist notwendig. Die Zusammensetzung des wasserstoffreichen Produktgases ist von der Prozesstemperatur abhängig, die im Nennbetriebspunkt etwa 750 °C beträgt, siehe Abbildung 4.18.

Die **partielle Oxidation** ist die unterstöchiometrische Verbrennung von höher siedenden Kohlenwasserstoffen (hauptsächlich Diesel, Benzin) mit Luftsauerstoff. Bei Temperaturen über 1200 °C findet der Prozess ohne zusätzlichen Katalysator statt. Auf eine Entschwefelung kann somit im Reformierungsprozess verzichtet werden. Aufgrund der exothermen Reaktion muss die Prozesswärme ausgekoppelt werden. Die zugehörige Reaktionsgleichung lautet



³³ Der Anteil des Kohlenmonoxids im Produktgas liegt in der Größenordnung von etwa 50 ppm (Parts per Million). Höhere Konzentrationen führen zur Vergiftung der Platinbelegung der PEM-Brennstoffzellen-Anode.



Abbildung 4.17: Verfahren zur Reformierung von Kohlenwasserstoffen. Grafik entnommen aus [4-MAT02]

Die **autotherme Reformierung** besitzt als Kombination der beiden oben genannten Verfahren eine thermische sowie eine katalytische Reaktionszone, wobei die Reaktion der partiellen Oxidation die innerhalb der endothermen Reformierung benötigte Prozesswärme aufbringt. Der Betrieb kann sowohl mit gasförmigen Brennstoffen (Methan, Propan) als auch mit flüssigen Kraftstoffen im mobilen Bereich (Benzin, Diesel, Ethanol) erfolgen.

Eine Einkopplung der innerhalb der Brennstoffzelle generierten Wärme zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrades ist in der partiellen Oxidation und autothermen Reformierung somit nicht möglich, siehe Kapitel 4.3.1.

Wie in Abbildung 4.16 dargestellt wird auch in den beiden letztgenannten Verfahren die aus Gleichung (4.37) bekannte *Shift-Reaktion* eingesetzt.

Die anschließende Gas-Feinreinigung kann beispielsweise über das Verfahren der **selektiven Oxidation** erfolgen, bei der an einem Edelmetallkatalysator Kohlenmonoxid mit Luftsauerstoff zu Kohlendioxid umgewandelt wird. Die entsprechende Reaktionsgleichung lautet



Ein Vergleich der Reaktionsgleichungen (4.36) der Dampfreformierung und (4.39) der partiellen Oxidation zeigt, dass bei letzterer weniger Wasserstoff pro eingesetztes Molekül Methan entsteht. [4-HEI04] gibt den Wasserstoffgehalt des Reformatgases im Prozess der Dampfreformierung mit etwa 75 %, den der partiellen Oxidation und der autothermen Reformierung mit unter 50 % an.

Die maximalen Temperaturgradienten der verwendeten Materialien ermöglichen derzeit bei kleineren Labor-Anlagen bis 300 W_{H2} Startvorgänge in etwa 25 Minuten, wobei diese in den nächsten Entwicklungs-Generationen deutlich reduziert werden sollen, [4-DOK06]. Reformersysteme für den Einsatz in der Hausenergieversorgung mit Wasserstoffleistungen von etwa 2500 W_{H2} weisen aufgrund der höheren aktiven Masse eine größere – mit Elektrolysesystemen vergleichbare – Anfahrdauer von derzeit etwa 45 Minuten im Labor auf, [4-HEI04]. Auch in diesem Leistungsbereich sollen durch Materialverbesserungen und die Optimierung der Regelkonzepte in der Startphase die Anfahrzeiten reduziert werden. Aufgrund der vom Verfahren abhängigen Prozesstemperaturen von 750 °C bis 1500 °C ist die Dynamik des Lastwechsels der Reformierungsprozesse jedoch generell geringer als in der Elektrolyse.

Eine Zusammenfassung der Eigenschaften der vorgestellten Reformierungsprozesse stellt Tabelle 4.4 dar; sie basiert auf Angaben aus [4-SMO05].

Aufgrund der vorhandenen flächendeckenden Erdgasanbindung werden alle aktuell in der Entwicklung befindlichen Brennstoffzellen-Heizgeräte zur Hausenergieversorgung mit einem Reformer ausgestattet, wobei je nach Hersteller alle zuvor genannten Verfahren zur Reformierung von Kohlenwasserstoffen Anwendung finden, siehe Tabelle 3.4. In den folgenden Abschnitten wird die im Teststand integrierte Wasserstoffgenerierung anhand des Prozesses der Dampfreformierung detail-

liert betrachtet und ihre Einbindung in die entwickelte Simulationsumgebung vorgestellt; auch hier konnte die Simulation mit Messergebnissen aus der Testanlage (vergleiche Anfang von Kapitel 4) verifiziert werden.

Tabelle 4.4 Verfahren zur Reformierung von Kohlenwasserstoffen.

	Dampfreformierung	Partielle Oxidation	Autotherme Reformierung
Reaktion der Kohlenwasserstoffe	Umsetzung mit Wasserdampf	Verbrennung mit Luftsauerstoff	Umsetzung mit Wasserdampf und Luftsauerstoff
Bevorzugte Brennstoffe	Methan (Erdgas)	Diesel, Benzin	Methan, Benzin, Diesel, Ethanol
Prozesstemperaturen [°C]	650 – 850	700 – 1500	700 – 1000
Katalysatoren	Edelmetalle	Nickel	Nickel oder Edelmetalle
Charakteristika	Externes Wärmequelle, begrenzte Dynamik, hoher H ₂ -Anteil (~ 80 %)	Schnelles Startverhalten, gute Dynamik, geringer H ₂ -Anteil (~ 50 %)	Schnelles Startverhalten, gute Dynamik, geringer H ₂ -Anteil (~ 50 %)

4.2.1 Gleichgewichtszusammensetzung des Reformatgases

Wie aus der in (4.15) dargestellten Gleichung der Polarisationskurve einer PEM-BZ bekannt, hat die Zusammensetzung des zugeführten Reformatgases erheblichen Einfluss auf die lastabhängig verfügbare elektrische Stackspannung.

Die von den Reaktionsstufen der Dampfreformierung (siehe Abbildung 4.16 sowie Gleichung (4.36) und (4.37)) generierte Gleichgewichtszusammensetzung des Reformatgases wird ihrerseits im Wesentlichen aus

- dem vorherrschenden Betriebsdruck des Gasprozesses sowie
- der Reaktionstemperatur

bestimmt, siehe [4-MAT02].

Obwohl der erreichbare Umsatzgrad mit dem Betriebsdruck ansteigt, ist aufgrund des Energiebedarfes zur Kompression sowie der günstigeren Gleichgewichtslagen des Reformierungsprozesses ein Betrieb des Reformers nahe Umgebungsdruck vorteilhaft.

Bezüglich der Prozesstemperatur weist die Wasserstoffkonzentration bei etwa 750 °C ein Maximum auf. Als dominierende, gegenläufige Effekte sind der mit der Prozesstemperatur ansteigende Umsatzgrad und die gleichzeitige Verlagerung des Reaktionsgleichgewichtes zu den Produkten zu nennen.

Zur Unterstützung der in der Shiftstufe ablaufenden Umsetzung von Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid und Wasserstoff wird das in Gleichung (4.38) ersichtliche theoretische Verhältnis $S/C = 2$ (S/C , englisch: steam to carbon) von zugeführtem Wasserdampf und Kohlenstoff in der praktischen Anwendung oft auf $S/C = 3$ erhöht.

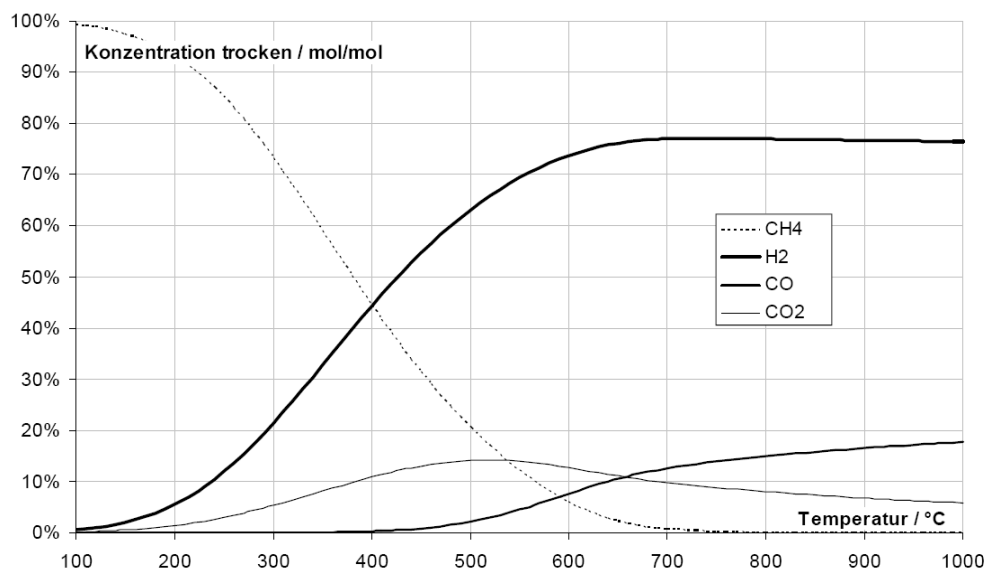


Abbildung 4.18: Gleichgewichtszusammensetzung der Dampfreformierung (wasserfrei). Grafik entnommen aus [4-MAT02]

Eine detaillierte analytische Beschreibung der thermodynamischen Prozesse der Dampfreformierung inklusive der Messung aller zur Anpassung (Parametrierung und Verifikation) der Modelle an das verwendete Laborsystem notwendigen Systemparameter hätte den Rahmen der vorliegenden Arbeit übermäßig ausgeweitet und wurde daher nicht betrachtet. Analytische Untersuchungen zu Reformierungsprozessen können beispielsweise [4-MAT02], [4-SPR04] sowie [4-JAH05] entnommen werden. Die in die entwickelte Simulationsumgebung implementierte Berücksichtigung der Zusammensetzung des Produktgases erlaubt stattdessen die Vorgabe einer Kennlinie, welche die Konzentrationen der Produktgasanteile als Funktion der Reaktionstemperatur und – falls Messwerte vorhanden – des Betriebsdrucks darstellt.

Die aus [4-MAT02] entnommene Abbildung 4.18 zeigt die Gleichgewichtszusammensetzung des Dampfreformierungsprozesses über den Temperaturbereich von 100 °C bis 1000 °C bei einem Druck von 1 bar, sowie einem Verhältnis von $S/C = 3$. Um die Lage des Gleichgewichtes für unterschiedliche Verhältnisse von S/C besser vergleichen zu können, wurde hier – wie in der Literatur üblich – auf die Darstellung des Wasseranteiles in der Produktzusammensetzung verzichtet.

Unter Verwendung des nachfolgend in Kapitel 4.2.2 erläuterten Temperaturmodells des Reformers kann somit die arbeitspunktabhängige Zusammensetzung des Reformatgases sowie deren Einfluss auf die Performance des Brennstoffzellen-Gesamtsystems innerhalb der Simulationsumgebung abgebildet werden.

4.2.2 Temperaturmodell des Reformers

Analog zu der bereits in Kapitel 4.1.3 erläuterten Berechnung der Stacktemperatur basiert auch die in die Modellierung implementierte Berechnung der Reformertemperatur auf der Analyse der Leistungsbilanz aller zu- und abgeführten Wärmemengen, siehe Gleichung (4.41).

Die Reaktionsenthalpie der Dampfreformierung ist aus der Bruttoreaktionsgleichung (4.38) mit $\Delta H = 165 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$ bekannt.

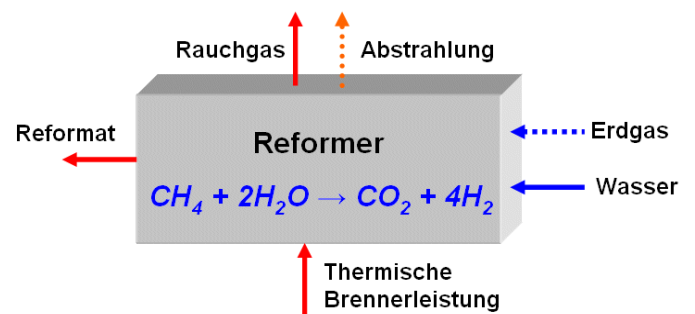


Abbildung 4.19: Leistungsbilanz des Reformerprozesses

$$P_{Br} - P_{Reak} - P_{Rauch} - P_{Reformat} + P_{H_2O} + P_{CH_4} = m_{Reformer} \cdot c_{p,Reformer} \frac{dT_{Ref}}{dt} + \alpha_{Reformer} \cdot A_{Reformer} \cdot (T_{Ref} - T_{um}) \quad (4.41)$$

Die vom Brenner in das System eingetragene Wärmemenge P_{Br} (siehe auch Abbildung 6.28) kann anhand der Zusammensetzung des Brenngases berechnet werden, welches sich aus dem Anoden-Offgas sowie des gegebenenfalls notwendigen Methanzusatzes zusammensetzt, siehe Kapitel 4.3 und 6.4.3.

Aus der bekannten Reaktionsenthalpie des Dampfreformierungsprozesses kann mit Hilfe des aktuellen Methanvolumenstroms $\dot{m}_{CH_4,Ref}$ die entsprechende thermische Leistung anhand

$$P_{Reak} = \frac{\dot{m}_{CH_4,Ref}}{22,4l} \cdot \Delta H \quad (4.42)$$

berechnet werden. In allen folgenden Gleichungen der Leistungsbilanz wird die spezifische Wärmekapazität innerhalb der Modellierung als Funktion der Temperatur abgebildet.

Die im Rauchgas enthaltene Wärmemenge wird durch den Term

$$P_{Rauch} = \dot{m}_{Brenner} \cdot c_{p,Rauch} \cdot (T_{Rauch} - T_{um}) \quad (4.43)$$

erfasst. Innerhalb der Modellierung wird dabei unter Berücksichtigung der Massenerhaltung eine vollständige Verbrennung des Brenngases angenommen.

Die vom Reformatgas ausgetragene Wärmeleistung wird analog anhand

$$P_{\text{Reformat}} = \dot{m}_{\text{CH}_4, \text{Ref}} \cdot c_{p, \text{Reformat}} \cdot (T_{\text{Reformat}} - T_{\text{um}}) \quad (4.44)$$

berechnet, wobei die spezifische Wärmekapazität mit Hilfe der von der Temperatur des Reformers abhängigen Stoffmengenanteile berücksichtigt wird.

Die in das System eingetragenen Wärmeleistungen des Wassers

$$P_{\text{H}_2\text{O}} = \dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot c_{p, \text{H}_2\text{O}} \cdot (T_{\text{H}_2\text{O}} - T_{\text{um}}) \quad (4.45)$$

sowie des Methans

$$P_{\text{CH}_4} = \dot{m}_{\text{CH}_4, \text{Ref}} \cdot c_{p, \text{CH}_4} \cdot (T_{\text{CH}_4} - T_{\text{um}})$$

mit:

$\dot{m}_{\text{CH}_4, \text{Ref}}$: Massenstrom des in den Reformer eintretenden Methans [kg/s]

\dot{m}_{Brenner} : Massenstrom des im Brenner umgesetzten Brenngases [kg/s]

$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}}$: im Reformer umgesetzte Wassermenge [kg/s]

\dot{m}_{Brenner} : Massenstrom des im Brenner umgesetzten Brenngases [kg/s]

$c_{p, \text{Rauchg}}$, $c_{p, \text{Reformat}}$, $c_{p, \text{H}_2\text{O}}$, c_{p, CH_4} : spezifische Wärmekapazität des Rauchgases, des Reformatgases, des Wassers, des Methans [kJ/(kg·K)], Temperaturabhängigkeit wird berücksichtigt (4.46)

T_{Ref} : Temperatur des Reformers [°C]

T_{um} : Umgebungstemperatur [°C]

T_{Rauchg} , T_{Reformat} , $T_{\text{H}_2\text{O}}$, T_{CH_4} : Temperatur des Rauchgases, des Reformatgases, des Wassers, des Methans [°C]

α_{Reformer} : Wärmeübergangskoeffizient zwischen Reformer und umgebender Luft [W/(m²·K)]

A_{Reformer} : wirksame Reformeroberfläche [m²]

$m_{\text{Reformer}} \cdot c_{p, \text{Reformer}}$: Wärmekapazität des Reformers [kJ/K]

fließen ebenfalls in die Bilanz ein.

Die Wärmekapazität $m_{\text{Reformer}} \cdot c_{p, \text{Reformer}}$ des Reformers sowie die Wärmeleitfähigkeit $\alpha_{\text{Reformer}} \cdot A_{\text{Reformer}}$ sind charakteristische Größen des Versuchsaufbaues und konnten mit Hilfe der im Folgenden dargestellten, innerhalb von [4-BRA06] am gleichen Tag am Versuchstand durchgeführten Messungen bestimmt werden.

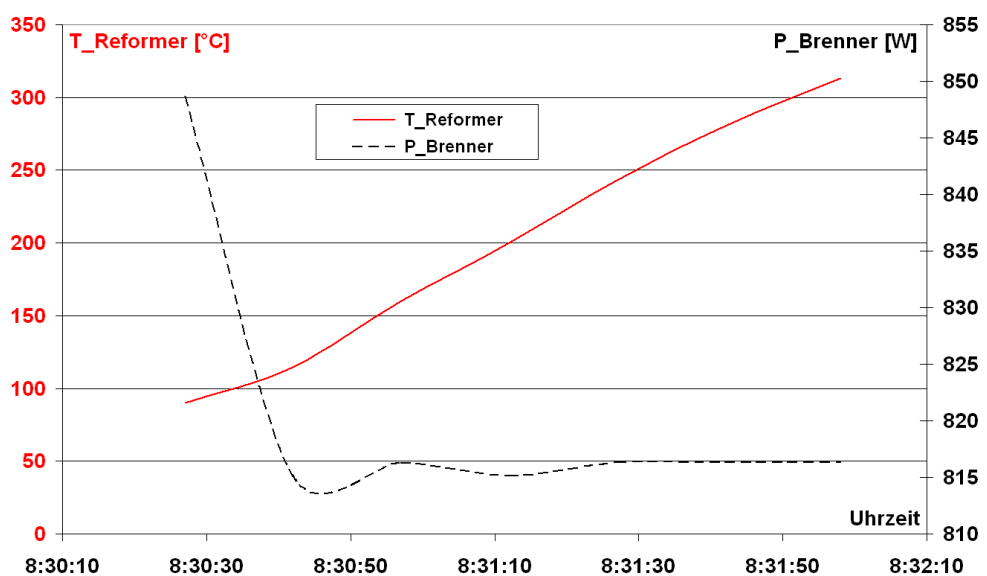


Abbildung 4.20: Aufheizvorgang des Reformers

Abbildung 4.20 zeigt den vermessenen Aufheizvorgang des Reformers von etwa 90 °C auf 313 °C, sowie die zugehörige Brennerleistung.

Eine Prozessgaszufuhr fand über den gesamten Zeitraum nicht statt. Aufgrund der schnellen Aufheizung, sowie der relativ geringen Anfangstemperatur wurden die Strahlungsverluste an die Umgebung vernachlässigt und die zugeführte Energie ausschließlich der Temperaturänderung des Reformers zugeschrieben. Analog zu den Überlegungen aus Gleichung (4.28) und (4.29) konnte so mit Hilfe der Temperaturdifferenz von $\Delta T_{Ref} = 223,1 \text{ K}$, sowie der in dieser Zeit zugeführten Wärmeenergie von $W_{Reformer} = 86164 \text{ J}$ die Wärmekapazität des Reformers zu $m_{Reformer} \cdot c_{p,Reformer} = 386,2 \text{ J/K}$ bestimmt werden. Unter Berücksichtigung der aktiven Reformermasse von etwa 1 kg steht der ermittelte Wert somit in guter Übereinstimmung zu dem in [4-PUK03] angegebenen Wert der spezifischen Leistungskapazität des dort untersuchten Reformers³⁴ von $c_{p,Reformer} = 450 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$.

Zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit

$\alpha_{Reformer} \cdot A_{Reformer}$

wurde der in Abbildung 4.21 dargestellte stationäre Betrieb des Dampfreformers verwendet, wobei alle in Gleichung (4.41) enthaltenen Anteile der Leistungsbilanz als Messwerte zur Verfügung standen. Unter Verwendung der berechneten Abstrahlungsverluste von $370,8 \text{ W}$, sowie einer

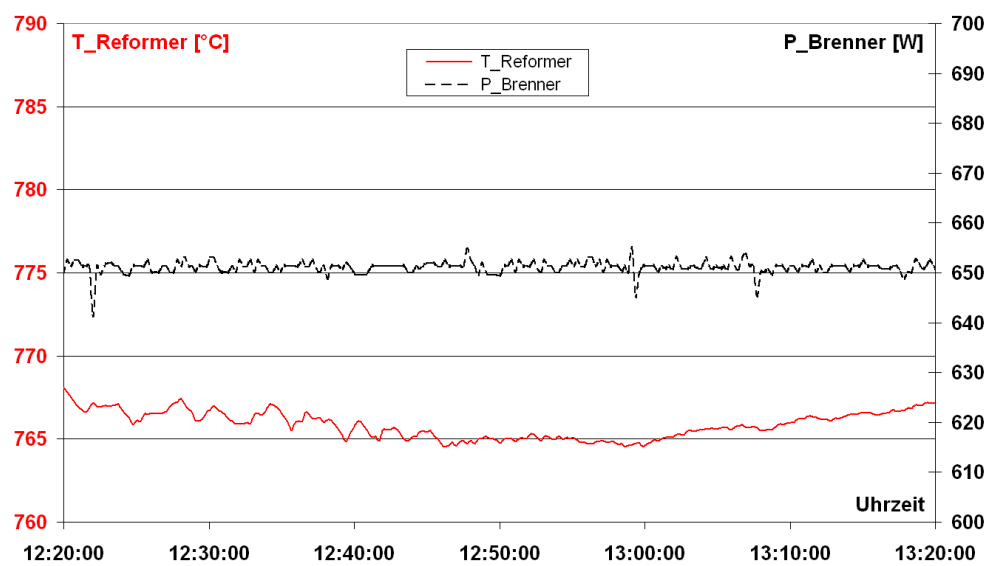


Abbildung 4.21: Konstantes Temperaturniveau des Reformers

Temperaturdifferenz von $\Delta T_{Ref} = 743,8 \text{ K}$ konnte $\alpha_{Reformer} \cdot A_{Reformer}$ zu $0,5 \text{ W/K}$ bestimmt werden.

Die exotherme Reaktion der selektiven Oxidation (CO-Feinreinigung) wurde nicht in das entwickelte Temperaturmodell des Reformers einbezogen, da einerseits der an der selektiven Oxidation teilnehmende Stoffmengenanteil – bezogen auf das Reformatgas – sehr gering ist und andererseits nur ein Teil der dabei generierten Reaktionswärme in das Reformersystem eingekoppelt wird.

4.2.3 Kinetik der Dampfreformierung

Zusätzlich zu dem bereits betrachteten Einfluss der Reaktionstemperatur – inklusive möglicher Änderungsgeschwindigkeiten (siehe Kapitel 4.2.1, 4.2.2) – auf die Zusammensetzung des Reformatgases soll im Folgenden der Einfluss der Kinetik der Dampfreformierung auf das dynamische Verhalten des Systems untersucht werden.

Die in der Literatur vorhandenen Erklärungsansätze zur Kinetik der Reaktionsschritte der Dampfreformierung nach Gleichung (4.36) und (4.37) münden bisher nicht in einer einheitlichen Beschreibung. Einigkeit herrscht darüber, dass die in Gleichung (4.37) beschriebene Shiftreaktion, sowie die selektive Oxidation in Folge der Dampfreformierungsreaktion (4.41) stattfinden und wesentlich schneller als diese ablaufen. Sie können somit bei der Betrachtung der Dynamik der in Gleichung (4.38) beschriebenen Gesamtreaktion vernachlässigt werden.

³⁴ Der Reformer des hier untersuchten Brennstoffzellen-Gesamtsystems basiert auf der partiellen Oxidation.

Neben der Betriebstemperatur ($> 700\text{ °C}$) und dem Betriebsdruck (nahe Umgebungsdruck) zeigen aus der Literatur bekannte Untersuchungen – z.B. [4-ROS75] – den Einfluss des verwendeten Katalysators, welcher die notwendige Aktivierungsenergie der Reaktion herabsetzen soll, auf die Geschwindigkeit der chemischen Reaktion. Die in den letzten Jahren verstärkten Forschungsaktivitäten im Bereich der dezentralen Wasserstoffherzeugung führten dabei zum Einsatz von Edelmetallkatalysatoren, welche die hier geforderte Unempfindlichkeit gegenüber Schwefel aufweisen.

Eine detaillierte analytische Betrachtung

- der Kinetik aller beteiligten Hin- und Rückreaktionen der Dampfreformierung, sowie
- deren Interaktion mit der aus der Fluiddynamik bekannten Ausbreitung von Gasen in Reaktoren

hätte den Rahmen der Arbeit übermäßig ausgeweitet und konnte nicht durchgeführt werden.

Aufgrund des günstigen Einflusses der vorherrschenden Reaktionstemperaturen und Betriebsdrücke sowie der eingesetzten Katalysatoren auf die Geschwindigkeit der chemischen Reaktionen wurde daher als analytische Näherung die *Fluiddynamik* als dominierender Faktor des beobachtbaren Übertragungsverhalten eines Dampfreformers im Falle von Lastwechseln angenommen.

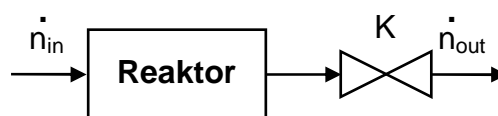


Abbildung 4.22: Fluiddynamik der Reformreaktion

Mit Hilfe der Zustandgleichung idealer Gase

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{(\dot{n}_{in} - \dot{n}_{out}) \cdot R \cdot T}{V}, \quad (4.47)$$

sowie dem aus der Literatur – z.B. [4-DUB95] – bekannten Druckverlust laminarer Strömungen

$$\Delta p = K \cdot \dot{n}_{out} \quad (4.48)$$

kann das zu berücksichtigende Übertragungsverhalten des Dampfreformers somit anhand

$$G(s) = \frac{1}{a \cdot s + 1} \quad (4.49)$$

dargestellt werden.

Die aus [4-BEC04] entnommenen Messwerte eines Dampfreformers mit einer H_2 -Nennleistung von 2,5 kW konnten zur Parametrierung und Verifikation der entwickelten Modellierung verwendet werden.

Abbildung 4.23 zeigt den Vergleich der gemessenen und modellierten Sprungantwort des Reformatgasvolumenstroms bezüglich eines zum Zeitpunkt $t = 100\text{ s}$ vorgegebenen Lastsprunges von 0,75 kW auf 1,5 kW Wasserstoffleistung. Der generelle Verlauf der Sprungantwort wird gut abge-

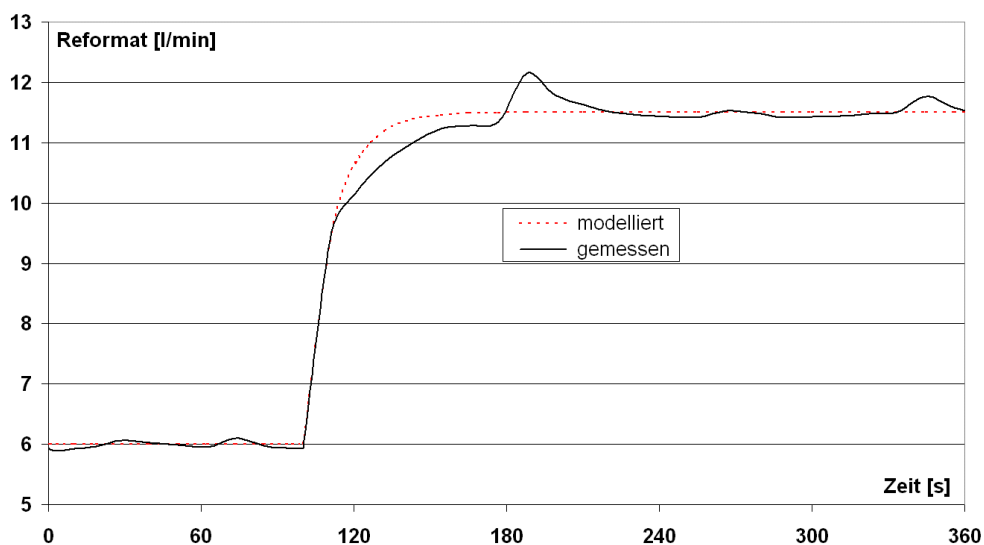


Abbildung 4.23: Gemessene und modellierte Sprungantwort eines Dampfreformers

bildet, wobei das Modell aufgrund der verwendeten analytischen Näherung erster Ordnung erwartungsgemäß nicht alle überlagerten Ausgleichsvorgänge des Lastwechsels berücksichtigt.

4.3 Brenner

Die aus der Bruttoreaktionsgleichung der Dampfreformierung (4.43) bekannte Reaktions-enthalpie von $\Delta H = 165 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$ wird dem Prozess über einen Brenner zugeführt, wobei die dazu notwendige Primärenergie innerhalb des Teststandes und der entwickelten Modellierung über

- den Energieinhalt des Anoden-Offgases, sowie
- einen Anschluss an das Erdgasnetz

bereitgestellt wird.

4.3.1 Anoden-Offgas

Das Anoden-Offgas enthält einen Anteil im Reformier nicht in Wasserstoff umgesetzten Methans (siehe Abbildung 4.18), welches den Brennstoffzellenstack als Inertgas unverändert durchströmt, sowie den innerhalb des Stacks nicht umgesetzten Wasserstoffanteil. Mit Hilfe der in Kapitel 4.1.2 dargestellten zu jedem Zeitschritt berechneten Stoffzusammensetzung des Anoden-Offgases, sowie der aus der Literatur entnommenen Heizwerte kann so dessen aktuelle Leistung aus der Summe der beiden folgenden Gleichungen

$$P_{CH_4, AO} = \dot{v}_{CH_4, AO} \cdot \frac{16 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 50,0 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}}{22,4 \frac{\text{l}}{\text{mol}} \cdot 1000} \quad (4.50)$$

$$P_{H_2, AO} = \dot{v}_{H_2, AO} \cdot \frac{2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 119,97 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}}{22,4 \frac{\text{l}}{\text{mol}} \cdot 1000} \quad (4.51)$$

mit:

$\dot{v}_{CH_4, AO}$: Methan-Volumenstrom im Anoden-Offgas [l/s]

$\dot{v}_{H_2, AO}$: Wasserstoff-Volumenstrom im Anoden-Offgas [l/s]

ermittelt werden.

Die Nutzung dieser Leistung zum Wärmeeintrag in den Reformier ermöglicht die Steigerung des Gesamtwirkungsgrades des Systems und stellt eine besondere Betriebsweise eines dampfreformierbasierten Brennstoffzellensystems dar, siehe Abbildung 4.3. Diese Form der Anoden-Offgasnutzung ist für andere Reformiersysteme (z.B. partielle Oxidation oder autotherme Reformierung) nicht möglich, da hier kein Wärmeeintrag in die Reformierreaktion notwendig ist. Die im Anoden-Offgas enthaltene Leistung kann alternativ auch zur Erwärmung eines im Haushalt vorhandenen Warmwasserspeichers verwendet werden, verringert so jedoch die ohnehin zu geringe Stromkennzahl dezentraler KWK-Anlagen und verstärkt das besonders im Sommer bestehende Problem der Kraft-Wärme-Kopplung, die generierte Wärme einer sinnvollen Verwendung in der Hausenergieversorgung zuzuführen, siehe Kapitel 6.5.

4.3.2 Anbindung an das Erdgasnetz

Kann durch die im Anoden-Offgas verfügbare Energie die notwendige Reaktionsenthalpie des Reformierprozesses nicht aufrechterhalten werden, so wird dem System über den Anschluss an das Erdgasnetz Methan zugeführt, siehe auch Kapitel 6.4.3. Innerhalb der Modellierung kann der Methanvolumenstrom über ein Ventil geregelt werden, wobei das Übertragungsverhalten des Ventils als Verzögerungsglied erster Ordnung entsprechend

$$G(s) = \frac{1}{a \cdot s + 1} \quad (4.52)$$

abgebildet ist. Die am Anschlusspunkt maximal verfügbare Wasserstoffleistung kann in der Simulation als Grenzwert vorgegeben werden.

4.3.3 Laufzeiten von Produktgasen

Aufgrund der räumlichen Distanz zwischen Stack und Brenner wird innerhalb der Modellierung außerdem die aktuelle Laufzeit des Anoden-Offgases als ideales Totzeitglied berücksichtigt. Die Totzeit $T_{TZ,AO}$, welche der Laufzeit entspricht, wird anhand

$$T_{TZ,AO} = \frac{V_{sc}}{\dot{v}_{AO}} \quad (4.53)$$

ermittelt, wobei das Volumen der Schlauchverbindung V_{sc} sowie der aktuelle Volumenstrom des Anoden-Offgases \dot{v}_{AO} Berücksichtigung finden. Als Näherung wird dabei innerhalb der gesamten Wegstrecke eine konstante Geschwindigkeit des Gases angenommen. Die Laufzeitverzögerung wird in analoger Form auch für die Verbindung zwischen Reformer und Brennstoffzellenstack verwendet, siehe auch Abbildung 6.24.

4.4 Wechselrichter

Entsprechend der in Kapitel 3.6.1 ausführlich erläuterten elektrischen Netzanbindung dezentraler Anlagen arbeiten aktuelle Wechselrichter fast ausschließlich als Brückenschaltung auf Basis von IGBT-Technik³⁵ mit Pulsweiten-Modulation (PWM). Da dies auch für alle im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersuchten Wechselrichter zur Netzanbindung von Brennstoffzellen der Fall war, wurde ein entsprechendes Modell in die dynamische Modellierung des Brennstoffzellensystems integriert.

Eine Abbildung des elektrischen Netzes ist nicht in die entwickelte Simulation integriert, da der Fokus der Betrachtungen auf den dezentralen Systemkomponenten, nicht auf deren Auswirkungen auf die umliegende elektrische Netzstruktur lag.

4.4.1 IGBT-Brückenschaltung

Als Bipolartransistor mit isolierter Gateelektrode wird der IGBT aufgrund seines guten Durchlassverhaltens, der hohen Sperrspannung, sowie der nahezu leistungslosen Ansteuerung in modernen Wechselrichtern eingesetzt. Die thermische Beanspruchung des IGBT durch den Strom stellt die leistungsbegrenzende Komponente des Halbleiterelementes dar, siehe [4-SEM04]. Die aus [3-SIL06] entnommene Abbildung 4.24 zeigt den Aufbau einer 3-Arm-Brückenschaltung mit IGBT und Freilaufdioden. Wie in der Abbildung ersichtlich gibt die Anzahl der Brückenarme die Anzahl der Phasen der generierten Wechselspannung vor.

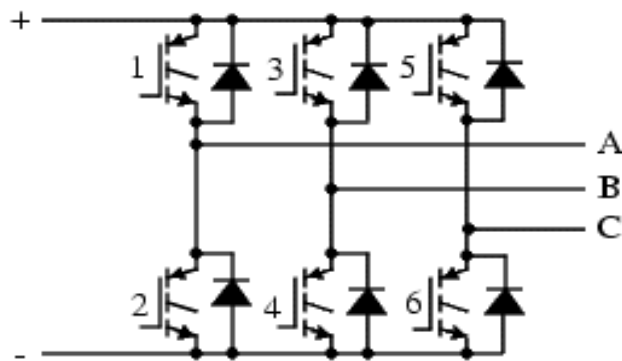


Abbildung 4.24: Brückenschaltung eines Wechselrichters, aus [3-SIL06]

³⁵ IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor

4.4.2 Pulsweitenmodulation

Während die Amplitude der generierten Pulse durch die Gleichspannung (siehe U_{BZ} in Abbildung 4.25) vorgegeben wird, kann durch die Ansteuerung der IGBT-Schalter die Einschalt- und Pausendauer variiert werden. Über das in Abbildung 4.25 dargestellte Tastverhältnis τ/T , welches das Verhältnis von Durchschaltdauer zu Sperrdauer der IGBT's angibt, kann die resultierende Spannungsform (hier U_{res}) verändert werden. Für das in der Abbildung gezeigte einfache Beispiel gilt $\tau/T = 0,5$, so dass die resultierende Spannung U_{res} die halbe Amplitude der speisenden Gleichspannung U_{BZ} besitzt.

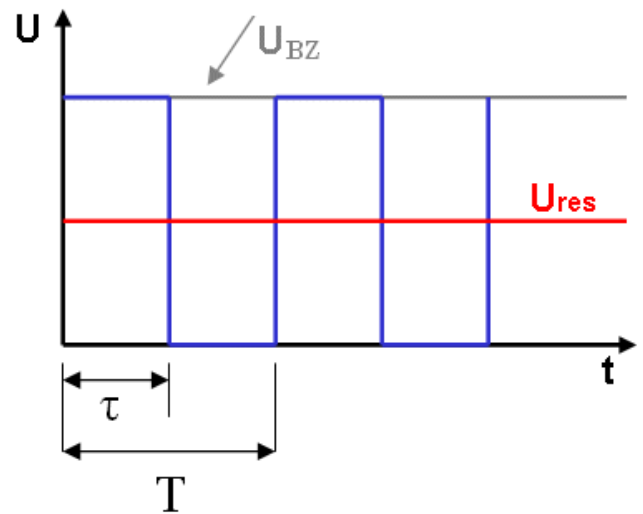


Abbildung 4.25: Tastverhältnis der Pulsweiten-Modulation

In Wechselrichtern erfolgt die Ansteuerung der IGBT-Schalter über die in Abbildung 4.26 beispielhaft für eine Phase dargestellte sinusbewertete Pulsweiten-Modulation (PWM). Über den Vergleich einer sinusförmigen Bezugsspannung mit einer dreieckförmigen Hilfsspannung (obere Hälfte der Abbildung) löst jeder Schnittpunkt der beiden Kurven einen Wechsel des IGBT-Schaltzustandes aus (untere Hälfte der Abbildung). Mit Hilfe des dargestellten Tastverhältnisses τ/T der PWM wird so die resultierende Spannungsform verändert.

Die Grundschwingung des in Abbildung 4.26 unten dargestellten Pulsmusters stellt eine sinusförmige Spannung dar. Die Grundschwingungsqualität der auf diese Weise generierten Spannung wird durch die Taktfrequenz der dreieckförmigen Hilfsspannung bestimmt.

Da mit der Anzahl der Schalthandlungen jedoch auch die Schaltverluste ansteigen, werden Wechselrichter heute meist mit einer Schaltfrequenz im Kilohertzbereich (z.B. 16 kHz) betrieben. Entsprechende Messungen zeigt Kapitel 6.4.4.

Das Einbringen der *Parktransformation* in die Generierung der PWM-Bezugsspannung erlaubt weiterhin eine getrennte Regelung der vom Wechselrichter übertragenen Wirk- und Blindleistung (*feldorientierten Regelung*), siehe im Anhang 8.4.1.

Die erläuterten Elemente der IGBT-Brückenschaltung sowie der Pulsweitenmodulation inklusive feldorientierter Regelung stehen in der Funktionsbibliothek des verwendeten Simulationspaketes [3-SIL06] zur Verfügung und wurden in die hier entwickelte Modellierung übernommen.

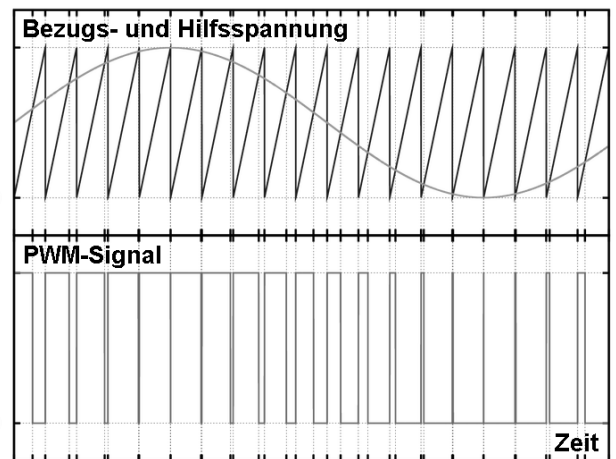


Abbildung 4.26: Pulsweitenmodulation

4.5 Verbraucher und Eigenbedarf

Innerhalb der entwickelten Modellierung werden elektrische und thermische Verbraucher sowie der elektrische Eigenbedarf der Komponenten berücksichtigt.

4.5.1 Elektrische Verbraucher

Elektrische Verbraucher werden standardmäßig auf der 400 V Wechselspannungsebene angebunden und als Zeitserie von Leistungsdaten abgebildet. Eine direkte Anbindung an die Gleichspannungsseite der Brennstoffzelle ist ebenfalls möglich. Während in diesem Fall die Umwandlungsver-

luste des Wechselrichters entfallen, stellt sich die Amplitude der Gleichspannung anhand des Arbeitspunktes der Brennstoffzelle ein.

4.5.2 Thermische Verbraucher

Thermische Verbraucher werden über einen Wärmetauscher mit der in der Brennstoffzelle generierten Wärme versorgt. Das Modell des Wärmetauschers konnte aus [4-CAR99] entnommen werden, welches eine Softwareerweiterung der verwendeten MATLAB/Simulink- Simulationsumgebung (siehe [3-MAL06] und [3-SIL06]) darstellt. Der Wärmetauscher wird mit Hilfe der – bereits aus Kapitel 4.1.3 bekannten – thermischen Leistungsbilanz aller beteiligten Fluide und Massenströme abgebildet, wobei die Ausdehnung des Wärmetauschers durch N Volumensegmente berücksichtigt wird. Die zugehörigen Differentialgleichungen sind auch aus [4-BON01] bekannt und können wie folgt beschrieben werden:

$$m_w \cdot c_{p,w} \cdot \frac{dT_{w,j}(t)}{dt} = \dot{m}_w(t) \cdot c_{p,w} \cdot [T_{w,j-1}(t) - T_{w,j}(t)] - \alpha \cdot A \cdot \Delta T(t)$$

$$m_k \cdot c_{p,k} \cdot \frac{dT_{k,j}(t)}{dt} = \dot{m}_k(t) \cdot c_{p,k} \cdot [T_{k,j-1}(t) - T_{k,j}(t)] - \alpha \cdot A \cdot \Delta T(t)$$

mit:

w : Index des warmen Wassers aus der Brennstoffzelle

(4.54)

k : Index des kalten Wassers der Last

m : Masse des Volumenelementes [kg]

c_p : spezifische Wärmekapazität [kJ/(kg·K)]

$T_{w,j}$: Temperatur des warmen Wassers in Volumensegment j [K]

$T_{k,j}$: Temperatur des kalten Wassers in Volumensegment j [K]

α : Wärmeübergangskoeffizient zwischen den beiden Fluiden [W/(m²·K)]

A : aktive Oberfläche des Volumensegmentes [m²]

Die thermischen Verbraucher können durch die Vorgabe von Temperatur und Massenfluss charakterisiert werden.

4.5.3 Eigenbedarf der Peripheriekomponenten

Neben den externen Verbrauchern ist auch der arbeitspunktabhängige Systemeigenbedarf als Last in die Modellierung des Gesamtsystems integriert.

Standardmäßig wird der Eigenbedarf auch hier auf der 230 V Wechselspannungsebene angebunden. Kann der Eigenbedarf direkt über die von der Brennstoffzelle generierte Gleichspannung versorgt werden, so erfolgt die Anbindung auf der Gleichspannungsseite. Der Wirkungsgrad eines dann gegebenenfalls notwendigen DC/DC-Wandlers kann ebenso wie der Eigenbedarf der Einzelkomponenten als Funktion des Systemarbeitspunktes durch eine Kennlinie hinterlegt werden.

Aufgrund der relativ geringen elektrischen Leistungen der Brennstoffzellensysteme in der Hausenergieversorgung hat der Eigenbedarf der notwendigen Peripheriekomponenten einen erheblichen Einfluss auf den Gesamtsystemwirkungsgrad, siehe Kapitel 6.4.5.

5 Adaptives Management dezentraler Versorgungsstrukturen

Die Komplexität dezentraler Systeme erfordert – besonders im Fall der Kraft-Wärme-Kopplung – eine auf zeitlich hochaufgelösten Lastverläufen und deren Maxima basierende Systemauslegung. Da eine realisierte Anlagenstruktur und Dimensionierung über Jahre hinweg unverändert bleiben, das Nutzerverhalten sowie die Bewohnerstruktur jedoch Veränderungen unterworfen sind, hat die Auswahl der Komponenten unter Berücksichtigung der maximal erwarteten Anforderungen zu erfolgen; eine Anpassung der installierten Energieversorgungsstruktur an die wechselnden Nutzerverhalten kann dann jeweils mit Hilfe der Anlagenregelung erfolgen.

Ein effizienter Betrieb innovativer Technologien in der Haus- und Siedlungsversorgung setzt somit

- eine robuste Auswahl und Dimensionierung aller beteiligten Einzelkomponenten sowie
- ein intelligentes Managementkonzept und dessen regelmäßige automatisierte Anpassung an ein verändertes Nutzerverhalten

voraus.

Zur Gewährleistung des erst genannten Punktes wurden aus der Literatur bekannte Optimierungsverfahren zur Lösung stetiger und gemischt ganzzahliger Funktionen in die entwickelte Simulationsumgebung implementiert, siehe Kapitel 5.3. Für den zweiten Punkt kam ein auf Fuzzy-Logik basierendes adaptives Verfahren zur Anwendung, welches in den folgenden Kapiteln beschrieben wird.

5.1 Konzept für ein intelligentes und adaptives Management

Das innerhalb der Arbeit entwickelte intelligente und adaptive Managementkonzept setzt sich aus

- dem *Erzeugermanagement* (siehe Kapitel 5.1.1) zur Vorgabe von Sollwerten an die dezentrale Energieversorgungsanlage,
- dem *Lastmanagement* (siehe Kapitel 5.1.2) zur Einbindung der Verbraucher in einen effizienten Betrieb des Systems und
- der *Lastprognose* (siehe Kapitel 5.1.3) zur Berücksichtigung für die Zukunft erwarteter Lastverläufe in aktuellen Entscheidungen

zusammen.

5.1.1 Erzeugermanagement

Aus der Perspektive des Anlagenmanagements können dezentrale Energieversorgungsanlagen in der *Stochastik unterliegende*³⁶ (z.B. Photovoltaik und Wind) sowie in ihrer *Abgabeleistung aktiv beeinflussbare* Komponenten (z.B. KWK-Anlagen) eingeteilt werden, siehe auch Tabelle 3.1.

Ein auf den effizienten Betrieb eines Versorgungssystems ausgerichtetes Erzeugermanagement muss auf aktiv regelbare Komponenten gestützt sein; dies schließt einen hohen regenerativen Anteil an der Primärenergiebereitstellung (bis zu 100%) nicht aus, wenn ausreichend dimensionierte Energiespeicherpfade in das Versorgungssystem integriert sind, siehe Kapitel 6.2.4.

Gerade der in der vorliegenden Arbeit fokussiert betrachtete dezentrale Koppelbetrieb (μ -KWK, siehe Kapitel 3.2) bietet außerordentliche Möglichkeiten einer effizienten Gebäudeversorgung, stellt jedoch bekanntermaßen auch hohe Anforderung an das Anlagenmanagement.

Dieses muss sowohl

- in den (wenigen) kalten Wintertagen mit höchstem thermischen Bedarf (Heizung und Warmwasser),
- in der Übergangszeit mit stark fluktuierendem thermischen Bedarf, sowie
- in den warmen Sommerwochen mit geringem thermischen Bedarf (ausschließlich Warmwasser)

³⁶ PV und WEA können über die Maximal-Power-Point-Reglung (PV) bzw. eine angedrosselte Betriebsweise der Rotorblätter (Wind) vorgegebene Wetterbedingungen lediglich kurzzeitig ausgleichen.

die Versorgung der Verbraucher bei einem gleichzeitig möglichst effizienten Betrieb des Gesamtsystems sicherstellen.

Ein *stromgeführter Anlagenbetrieb*, der ein Nachfahren des elektrischen Lastganges beinhaltet, ist aufgrund der hohen Leistungsgradienten der Verbraucher (siehe Abbildung 3.3) und der begrenzten Anlagendynamik (siehe Kapitel 3.2.5) technisch nicht möglich.

Eine *wärmegeführte Betriebsweise*, welche den Anlagenbetrieb an der thermischen Lastkurve ausrichtet, ist – meist unter der Voraussetzung eines Pufferspeichers – technisch realisierbar und stellt auch aufgrund der relativ einfachen Umsetzbarkeit das derzeit favorisierte Verfahren im Betrieb (siehe [5-SEN05], [3-THO05]) und der Modellierung (siehe [5-BEC03], [5-DIP05], [5-ART06]) von μ -KWK-Anlagen dar.

Da jede KWK-Anlage jedoch unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Kennlinie (siehe Abbildung 3.4) stets gleichzeitig elektrische und thermische Energie bereitstellt, steht so die abgegebene elektrische Anlagenleistung in keinem Zusammenhang zum aktuellen elektrischen Bedarf, sowie zu den aktuellen Einspeise- und Bezugstarifen des elektrischen Netzes (siehe z.B. Tabelle 3.7).

Die im Vergleich zum konventionellen Brennkessel notwendigen Zusatzinvestitionen zur Errichtung einer KWK-Anlage können jedoch bei den heutigen Energiepreisen nur durch die konsequente Nutzung der generierten elektrischen Leistung zur

- Vermeidung von elektrischem Netzbezug und
- der Netzeinspeisung zu Hochtarifzeiten

ausgeglichen und sogar in einen Kostenvorteil umgekehrt werden.

Der wärmegeführte Betrieb von KWK-Anlagen bietet somit trotz des auch hier vorhandenen ökologischen Vorteils durch den hohen Gesamtnutzungsgrad nur in Ausnahmefällen³⁷ von jahreszeitunabhängigem hohem thermischem und gleichzeitig stattfindendem elektrischem Energiebedarf einen ökonomischen Vorteil.

Alternativ werden derzeit weitere Strategien zum Betrieb von KWK-Anlagen verfolgt (siehe [5-LAU06]), welche beispielsweise zwischen zwei Sollwerten für die Tag- und Nachtstunden unterscheiden und ebenfalls die soeben beschriebenen Nachteile aufweisen.

Der Einsatz von Optimierungsmethoden zur Bereitstellung von Betriebsentscheidungen ist ebenfalls Gegenstand aktueller Untersuchungen und wird beispielsweise in [5-SCH01], [5-HAN03], [5-FRI04] und [5-LAI05] vorgestellt. Während somit die aufgeführten Nachteile des wärmegeführten Betriebs vermieden werden, stellen diese Verfahren die wichtige Eigenschaft der Echtzeitfähigkeit der Sollwertvorgabe nicht zur Verfügung.

Zur flächendeckenden Einführung der KWK-Technologie in der Hausenergieversorgung sind somit Erweiterungen der Managementstrategien zur Sollwertvorgabe notwendig. Zusätzlich zu der genannten Variabilität des thermischen Verbrauchs, stellen

- die aus der Komplexität des Versorgungssystems resultierende Anzahl an Freiheitsgraden,
- die Forderung der Echtzeitfähigkeit,
- die Notwendigkeit der Einbindung von Lastprognosen, sowie
- die erforderliche Anpassung an wechselndes Nutzerverhalten

jedoch hohe Anforderungen an die Performance des Managements.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde ein *adaptives und flexibles Erzeugermanagement* auf Basis einer *Fuzzy-Logik* entwickelt, welches alle aufgeführten Kriterien erfüllt. Es korrespondiert mit der in Kapitel 3 vorgestellten Entwicklung einer Bibliothek dezentraler Systemkomponenten, welche die detaillierte betriebliche Modellierung aller im Versorgungssystem vorhandenen Einzelkomponenten, sowie deren gegenseitige Beeinflussung erlaubt.

Die Kopplung des Managements mit der detaillierten Modellierung des Gesamtsystems ermöglicht

³⁷ Konstanter thermischer und elektrischer Verbrauch kann in einem Gewerbebetrieb (z.B. Friseur) gegeben sein.

- den Test und die Optimierung des Managements unter realitätsnahen Bedingungen z.B. auch vor Einbau des Managements in eine reale Anlage und
- nach der Installation in einer Hausenergieversorgung eine regelmäßige automatisierte Adaption des Managements an das Nutzerverhalten, die Tarifstruktur und das Anlagenverhalten.

Die Echtzeitfähigkeit und die Einbindung beliebiger Systemvariablen sind innerhalb des implementierten Fuzzysystems ebenfalls gewährleistet.

Abbildung 5.1 zeigt den Informationsfluss innerhalb des Managementsystems. Alle relevanten Einflussgrößen (engl.: features) werden dem Fuzzy-System zur Verfügung gestellt und anhand der gültigen Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln (siehe Kapitel 5.2) zu einem Anlagensollwert verknüpft. Die

Einflussgrößen

- Uhrzeit
- el./ th. Lasten
- Arbeitspunkte KWK
- Tarife_{el, gas}
- $T_{\text{Außen}}$
- Einstrahlung
- Luftfeuchte

Erzeugermanagement



Abbildung 5.1: Struktur des entwickelten Erzeugermanagements

Auswahl der notwendigen Einflussfaktoren kann bei Bedarf durch ebenfalls implementierte mathematische Korrelationsverfahren unterstützt werden, siehe auch Kapitel 5.1.3.

Die Anpassung des Erzeugermanagements an das Nutzerverhalten geschieht durch die Anwendung der aus dem Informatikzweig der *Computational Intelligence* bekannten Arbeitsschritte *Optimieren* und *Generalisieren*, welche u.a. in [5-MCN00] verfügbar sind und beispielsweise in [5-AZM05] zur Einbindung neuronaler Netze in ein intelligentes Anlagenmanagement in Energieversorgungssystemen verwendet wurden.

Im ersten Schritt der Anpassung des hier entwickelten Managements, welchen man mit „*Erfahrungen auswerten*“ überschreiben kann, werden historische Lastverläufe (beispielsweise der jeweils vergangenen Woche) verwendet, um mit Hilfe von *Optimierungsverfahren* (Kapitel 5.3) im Nachhinein die zugehörigen optimalen Sollwerte der KWK-Anlage zu ermitteln.

Die Vorgabe des Optimierungszieles ist hierbei dem Anwender überlassen. Während somit beispielsweise

- die Minimierung des Schadstoffausstoßes der Anlage, oder
- die Bereitstellung vertraglich zugesicherter Netzdienstleistungen

als Optimierungsziel vorgegeben werden könnten, wird in der praktischen Anwendung meist die *Minimierung der Kosten* innerhalb des Bilanzkreises des Energieversorgungssystems Anwendung finden.

Der zweite Schritt kann als „*Erweiterung der Wissensbasis*“ bezeichnet werden, da hier die aus Messwerten bekannten Einflussgrößen des betrachteten historischen Zeitraumes, sowie die zuvor ermittelten KWK-Sollwerte im Prozess der *Generalisierung* zur Anpassung der Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln des Fuzzysystems verwendet werden. Innerhalb des in die Modellierung implementierten Verfahrens des *Adaptive Network Fuzzy Inference Systems* (ANFIS, siehe Kapitel 5.2) steht dazu ein automatisiertes Verfahren auf Basis eines in das Fuzzysystem integrierten Optimierungsalgorithmus zur Verfügung.

Unter regelmäßiger Anwendung (z.B. wöchentlich) der beiden erläuterten Arbeitsschritte bietet das implementierte Werkzeug somit die Möglichkeit einer *flexiblen und automatisierten Adaption* des Erzeugermanagements an ein variables Nutzerverhalten. Das auf diese Weise generierte Fuzzysystem erfüllt problemlos auch die gestellte Anforderung der Echtzeitfähigkeit des Systems.

Die für den Schritt der Optimierung verwendeten – aus der Literatur bekannten – Optimierungsverfahren werden in Kapitel 5.3 dargestellt. Das ebenfalls bekannte adaptive Fuzzysystem wird in Kapitel 5.2 erläutert. Die für die praktische Anwendung des Managements erforderliche Bereitstellung der angesprochenen Einflussgrößen über eine in das Versorgungssystem integrierte Messwerterfassung, sowie die informationstechnische Anbindung der dezentralen Versorgungsstruktur an eine übergeordnete Netzleiststelle wird in Kapitel 5.4 vorgestellt.

Die Anwendung des entwickelten Konzeptes des Erzeugermanagements auf die Versorgung eines Einfamilienhauses ist in Kapitel 6.5 ausführlich diskutiert.

5.1.2 Lastmanagement

Zusätzlich zu dem bereits erläuterten Management dezentraler Energieversorgungsanlagen bietet das *Management des Lastverlaufes* über

- den Eigenverbrauch der in der KWK-Anlage generierten elektrischen Energie,
 - die Reduktion von Lastspitzen und
 - den Betrieb flexibler Verbraucher zu Niedrigtarifzeiten des elektrischen Netzes
- weitere Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz dezentraler Versorgungssysteme.

Aufgrund der gegebenen Tarifstruktur für die Einspeisung und den Bezug elektrischer Energie (siehe Kapitel 3) stellt der Eigenverbrauch der in der KWK-Anlage generierten elektrischen Energie durch die Vermeidung des Netzbezugs eine erhebliche Einsparmöglichkeit³⁸ dar. Während die auftretenden Lastspitzen derzeit nur in Einzelfällen Einfluss auf die vom Netzbetreiber in Rechnung gestellte Versorgung haben, folgt aus der Reduktion von Lastspitzen beim gleichzeitigen Betrieb einer μ -KWK-Anlage ein wirtschaftlicher Vorteil des Kunden. Da die im Koppelprozess generierte elektrische Leistung aufgrund der Anlagen-Nennleistung, sowie der limitierten Leistungsgradienten (siehe Kapitel 3.2.5) den Eigenbedarf nicht immer decken kann, sollten flexible Verbraucher weiterhin möglichst im Niedrigtarif betrieben werden.

Zusätzlich zu den beschriebenen technischen Anforderungen darf das Lastmanagement zur großflächigen Akzeptanz keine Einschränkung im Bezug auf den Nutzerkomfort darstellen. Komplexe Vorgänge müssen unsichtbar im Hintergrund ablaufen. Eine notwendige Kommunikation mit dem Nutzer sollte anhand einer einfachen und klaren Benutzeroberfläche stattfinden.

Aktuelle Pilotprojekte im Bereich des Lastmanagements erfüllen die oben genannten Anforderungen nur zum Teil und basieren größtenteils auf einer Anreizregelung mit 3 Tarifen (Hoch-, Normal- und Niedrigtarif). Durch die visuelle Vorgabe der aktuell gültigen Tarifstufe ermöglicht der Netzbetreiber dem Nutzer so die manuelle Anpassung seines Verbrauchs, wobei der Nutzer den zusätzlichen Organisationsaufwand selber übernehmen und in seinen Tagesablauf einplanen muss.

[5-BUC06] beschreibt die Anwendung eines 3-Stufen-Tarifes innerhalb einer Siedlung mit Photovoltaikanlage (68,8 kW_p). Aufgrund des vom Netzbetreiber angestrebten Eigenverbrauches der in der PV-Anlage generierten Leistung innerhalb der Siedlung setzt sich der Bezugstarif aus 17 Cent/kWh in den Abend- und Nachtstunden, 14 Cent/kWh in den frühen Morgen- und Nachmittagsstunden, sowie 13 Cent/kWh in der Mittagszeit zusammen. Die Umkehr des Leistungsflusses am Ortsnetztrafo wird so auch an sonnigen Tagen durch die Initiative der Bewohner begrenzt.

[5-LYA07] und [5-EGG07] berichten über großflächige Pilotprojekte der Energieversorgungsunternehmen in Florida mit einigen tausend teilnehmenden Haushalten. Auch hier wird dem Nutzer durch visuelle Vorgabe die aktuell gültige Tarifstufe (Niedrig-/ Normal-/ Hochtarif; 7,7/ 9,2/ 14,9 US-Cent/kWh) übermittelt. Ziel ist es hier den im Sommer besonders in der Mittagszeit hohen Bedarf der Klimaanlage, sowie die im Winter vorhandenen kurzen Lastspitzen durch elektrisches Heizen zu reduzieren. [5-EGG07] gibt die Bandbreite der Auswirkungen auf die Jahresabrechnungen der beteiligten Haushalte mit „+2% bis -12%“ an.

³⁸ Je nach Betreibermodell erhält diesen Kostenvorteil der Nutzer oder der Betreiber der KWK-Anlage, im Folgenden als Kunde bezeichnet.

Das innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelte *adaptive und flexible Lastmanagement-Modul* geht über die Funktionalität der beschriebenen Pilotanlagen hinaus. Es stellt eine Erweiterung der in Kapitel 5.1.1 erläuterten Struktur des Erzeugermanagements dar, wobei die Echtzeitfähigkeit weiterhin gewährleistet ist.

Grundlage des Lastmanagements ist die anhand

$$last_{el}(t) = \sum_{last_nr=1}^n einzellast_{el,last_nr}(t) + restlast_{el}(t) \quad (5.1)$$

mit:

n : Anzahl der am Lastmanagement teilnehmenden elektrischen Lasten

und

$$last_{th}(t) = \sum_{last_nr=1}^m einzellast_{th,last_nr}(t) + restlast_{th}(t) \quad (5.2)$$

mit:

m : Anzahl der am Lastmanagement teilnehmenden thermischen Lasten

erfolgende Aufteilung der elektrischen und thermischen Verbrauchersummenleistung in die am Lastmanagement teilnehmenden Einzellasten, sowie einen nicht beeinflussbaren Restanteil des Verbrauches.

Jeder teilnehmenden Einzellast wird zur *individuellen Anpassung* des Systems an die Nutzerakzeptanz (siehe auch Tabelle 5.1) ein *Zeitfenster* zugeordnet, welches den maximalen Einfluss des Lastmanagements vorgibt. Wird der Spülmaschine beispielsweise ein Zeitfenster von 120 Minuten zugeordnet, so muss das Lastmanagement den Betrieb dieses Verbrauchers spätestens 2 Stunden nach dem vom Nutzer initiierten Startvorgang freigeben.

Tabelle 5.1 Beispiele der Nutzerakzeptanz eines Lastmanagementeingriffes

Verbraucher	Licht	Warmwasser	Küchengeräte	Spül- Waschmaschine, Trockner	Kühl-, Gefrierschrank
Nutzerakzeptanz	Nein	Nein	Kaum	Ja	ja

Die Bestimmung effizienter Betriebszeiten der Einzelverbraucher (siehe Aufzählung zu Beginn von Kapitel 5.1.2) geschieht durch Integration des Lastmanagementmoduls in den in Kapitel 5.1.1 erläuterten Optimierungsvorgang („*Erfahrungen auswerten*“). Zusätzlich zur Bestimmung optimaler KWK-Sollwerte nimmt der Algorithmus nun auch Einfluss auf die Anordnung der Einzellasten innerhalb des historischen Lastverlaufes. Unter Berücksichtigung der vorgegebenen individuellen Zeitfenster können so im Nachhinein optimale Betriebszeiten der Einzelverbraucher ermittelt werden und im Schritt der Generalisierung zur Anpassung der Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln des Fuzzysystems verwendet werden.

Im Falle eines geplanten Eingriffes des Lastmanagements in einen vom Benutzer initiierten Startvorgang (z.B. der Spülmaschine) kann ein Hinweis im Gerätedisplay (z.B. „Start erfolgt in 57 Minuten. Stimmen Sie zu?“)³⁹ die Priorität des Nutzerkomforts gewährleisten. Eine Ablehnung des vom Lastmanagement vorgeschlagenen Startzeitpunktes verhindert dann jedoch eine Steigerung der Systemeffizienz.

Die Adaption des Lastmanagements an ein geändertes Nutzerverhalten, die Tarifstruktur, sowie die Eigenschaften der KWK-Anlage geschieht wiederum durch eine regelmäßige automatisierte Anwendung der beiden beschriebenen Arbeitsschritte.

Die autonome Kommunikation des Lastmanagements mit den teilnehmenden Verbrauchern zur Archivierung der Einzellasten und Vorgabe optimaler Betriebszeiten generiert keinen zusätzlichen Aufwand für den Nutzer.

³⁹ Geräte mit dem erforderlichen Display und der externen Eingriffsmöglichkeit sind im höheren Preissegment bereits heute auf dem Markt erhältlich.

Die Untersuchungen zu den notwendigen Mess- und Kommunikationsverfahren werden in Kapitel 5.4 vorgestellt. Die Anwendung des entwickelten Konzeptes des Lastmanagements auf ein dezentrales Energieversorgungssystem wird in Kapitel 6.5 gezeigt.

5.1.3 Lastprognose

Das in Kapitel 5.1.1 erläuterte Erzeugermanagement hat die Aufgabe, anhand der aus der Vergangenheit bekannten, sowie der aktuell verfügbaren Einflussgrößen in Echtzeit eine Entscheidung für den aktuellen Sollwert der KWK-Anlage zu treffen. Die getroffene Entscheidung hat dabei erheblichen Einfluss auf zukünftige Systemzustände und sollte daher aufgrund der betrieblichen Beschränkungen der Anlage (maximale Anzahl von Lastwechseln pro Tag, maximale Anzahl von Anfahrvorgängen pro Tag, siehe Kapitel 3.2.5) auch unter Berücksichtigung des bisher noch weitgehend unbekanntem zukünftigen Lastverlaufes einen effizienten Anlagenbetrieb gewährleisten.

Während zur Lastprognose in großen elektrischen Versorgungsnetzen umfangreiche Literatur vorhanden ist (z.B. [5-DIL96], [5-KAK03], [5-MOR05]) und die häufig auf neuronalen Netzen basierenden Verfahren auch bereits in die Netzleitsysteme integriert sind (siehe [5-HIY05]), gibt es zur Lastprognose in der Haus- und Siedlungsversorgung nur wenig öffentlich verfügbare Informationen.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde das bereits aus Kapitel 5.1.1 bekannte *Adaptive Network Fuzzy Inference System* (ANFIS) zur Einbindung der Lastprognose in das entwickelte adaptive Anlagenmanagement verwendet.

In dem aus Kapitel 5.1.1 bekannten Schritt „*Erfahrungen auswerten*“ können archivierte historische Lastverläufe herangezogen werden, so dass hier deren Bestimmung über eine Optimierung nicht notwendig ist.

Im zweiten Schritt zur Adaption der Lastprognose an das Verbraucherverhalten („*Erweiterung der Wissensbasis*“) werden die zu den Lastverläufen zugehörigen – ebenfalls archivierten – Einflussgrößen zur Anpassung der Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln des Fuzzysystems verwendet. Die für Lastprognoseanwendungen großer elektrischer Versorgungsnetze typische verwendete Einflussgrößenstruktur (z.B. [5-DIL96]) setzt sich aus

- der aktuellen, minimalen und maximalen Temperatur und bisherigen Durchschnittstemperatur des aktuellen Tages
- der Durchschnittstemperatur des vorigen Tages
- der aktuellen Windgeschwindigkeit
- der Luftfeuchtigkeit
- der Regenmenge der letzten 24 Stunden
- einem Indikator des Bewölkungsgrades
- dem Datum, der Uhrzeit und dem Wochentag

zusammen.

Auch innerhalb der vorliegenden Arbeit wurden zu Beginn der Untersuchungen zur Lastprognose die genannten allgemeinen Einflussgrößen verwendet, für welche aus [3-VAS02] Messwertreihen zur Verfügung standen. Die damit angestellten Untersuchungen zeigten jedoch, dass mit diesen Einflussgrößen ein Datensatz von mindestens einem Jahr erforderlich war, um akzeptable Lastprognoseergebnisse eines Einfamilienhauses zu generieren. Neben der somit erheblichen Zeitverzögerung zwischen Installation und Nutzen des Prognosetools sprach auch die zum Training des Fuzzysystems notwendige Rechendauer von mehreren Tagen (moderner PC mit 512 MB, 1300 MHz) gegen eine Anwendung dieses Verfahrens in dezentralen Versorgungssystemen.

Unter Verwendung der Methode der *Autokorrelation* (siehe [3-MAL06]) wurden daher die aus [3-VAS02] verfügbaren Messwerte und zugehörigen Einflussgrößen einer Solarsiedlung aus Gelsenkirchen untersucht, um die Einflussgrößen mit der größten Aussagekraft in Bezug auf zukünftig zu erwartende Lastverläufe zu identifizieren. Sowohl für den zu prognostizierenden elektrischen als

auch den thermischen Verbrauch wiesen die aktuell gültigen und kurz zurückliegenden Verbrauchswerte mit bis zu 60 % die höchste Korrelation zu den gesuchten Lastprognosen auf.

Unter Berücksichtigung der für große elektrische Netze sowie einer Hausversorgung jeweils zu Grunde liegenden Ausgangssituation lassen sich die gefundenen Zusammenhänge auch gut erklären. Während im großen elektrischen Netz mit vielen tausend Einzelverbrauchern die statistischen Zusammenhänge zwischen allgemeinen Größen wie der Wetterlage, der Uhrzeit und dem Wochentag dominieren, gelten diese statistischen Zusammenhänge bei einem einzelnen Verbraucher (Einfamilienhaus) oder einer sehr kleinen Anzahl von Verbrauchern (Mehrfamilienhaus) kaum noch.

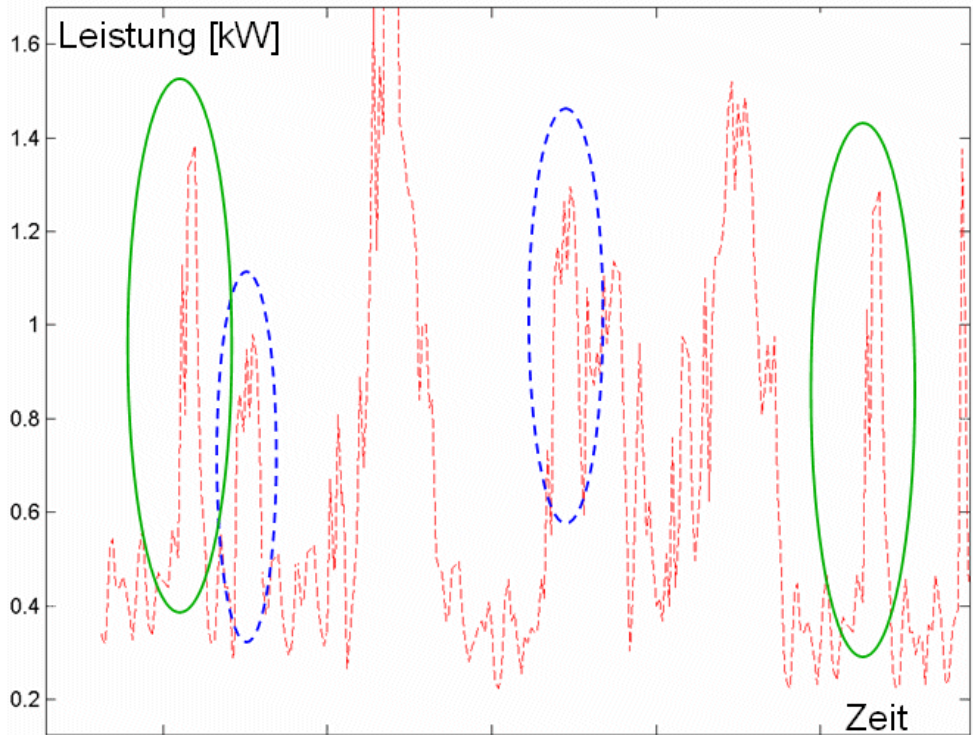


Abbildung 5.2: Wiederkehrende Abläufe im Lastgang

Auch hier setzt sich der Tagesablauf zwar aus einzelnen, immer wiederkehrenden Abläufen zusammen (siehe Abbildung 5.2), die Korrelation zu den oben genannten allgemeinen Größen (z.B. Uhrzeit) geht jedoch aufgrund singulärer, nicht vorhersagbarer Einzelereignisse nahezu verloren. Aufgrund dieser im Verlauf der Untersuchung gewonnen Erkenntnis wurden daher im Weiteren ausschließlich aktuelle sowie archivierte Verbrauchswerte zur Prognose der zukünftig erwarteten Lasten verwendet.

Abbildung 5.3 zeigt beispielhaft die um 16 Uhr auf Basis der letzten 13 Messwerte der elektrischen Leistung (Zeitfenster von 3 Stunden) prognostizierten diskreten Lastpunkte der nachfolgenden 90 Minuten. Auf diese Weise wurde die Struktur der verwendeten Einflussgrößen von einem Schließen aus allgemeinen Größen

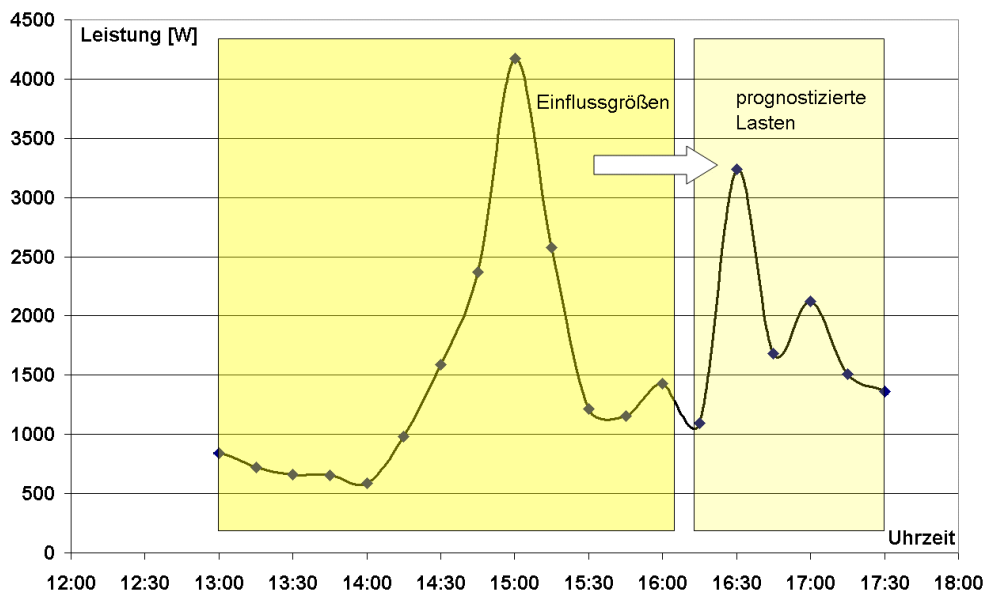


Abbildung 5.3: Einflussgrößen-Zeitfenster zur Lastprognose

auf das *Wiedererkennen* typischer Abläufe und Lastsequenzen verändert. Die Aufgabe des eingesetzten Fuzzysystems entspricht somit einer *mehrdimensionalen, nicht linearen Extrapolation*.

Resultierend konnte das Ergebnis der *Generalisierung* (Training der Fuzzystruktur) im Vergleich zu der aus den großen Versorgungsnetzen bekannten Methode wesentlich verbessert werden. Neben der wesentlich geringeren Anzahl an notwendigen archivierten Messdaten von einigen Tage bis wenigen Wochen, welche eine schnelle Adaption an das Nutzerverhalten bedeutet, konnte so gleichzeitig die benötigte Rechenzeit erheblich von Tagen auf wenige Minuten reduziert werden. Moderne Zähler zur Bereitstellung der notwendigen Verbraucherdaten-Zeitreihen werden in Kapitel 5.4 vorgestellt. Das auch hier eingesetzte adaptive Fuzzysystem wird in Kapitel 5.2 erläutert. Die Anwendung des entwickelten Konzeptes der Lastprognose auf ein Einfamilienhaus, sowie eine Siedlung mit 69 Wohneinheiten zeigt Kapitel 6.5.

5.2 Adaptive Fuzzy-Systeme

Adaptive Fuzzy-Systeme erweitern die aus einem Fuzzy-Inferenz-System bekannte Abbildung von Eingangsgrößen über Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln zu Schlussfolgerungen um automatische Lernverfahren.

Abbildung 5.4 zeigt beispielhaft die Zuweisung der Zugehörigkeit der Variable *Datum* zu den Klassen der *Jahreszeiten* mit Hilfe von Gaußkurven innerhalb des Prozesses der *Fuzzifizierung*. Eine Eingangsgröße (z.B. 17.05.) hat dabei eine unterschiedliche Zugehörigkeit zu den aufgestellten Zugehörigkeitsfunktionen.

Weitere einfache geometrische Funktionen wie Dreiecke oder Trapeze werden ebenfalls häufig zur Beschreibung einer Zugehörigkeit verwendet.

Die Ergebnisse der Zugehörigkeitsauswertungen werden anschließend innerhalb der Wissensbasis anhand von Regeln weiterverarbeitet. Eine logische Verknüpfung der Zugehörigkeiten erlaubt so das Einbringen von *Expertenwissen* in das Fuzzy-System.

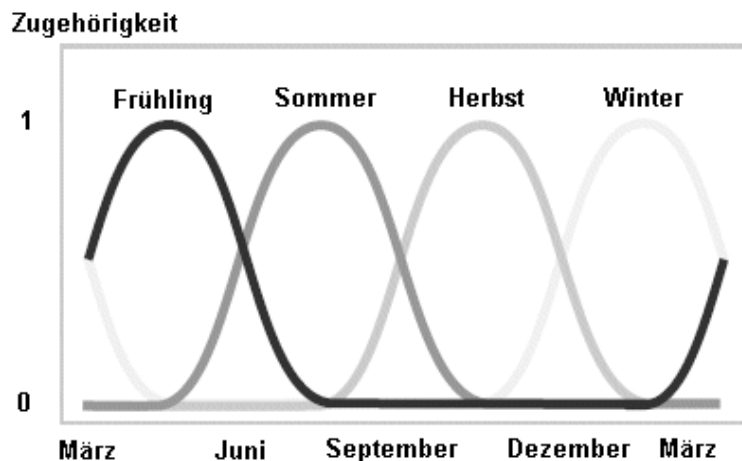


Abbildung 5.4: Zugehörigkeitsfunktionen eines Fuzzy-Inferenz-Systems

Eine einfache Regel kann beispielsweise durch

$$\text{WENN "Sommer = WAHR" UND "Speicher = VOLL" DANN „Spitzenkessel = AUS“} \quad (5.3)$$

gegeben sein.

Eine anschließende Verknüpfung aller Regelauswertungen erfolgt in der *Defuzzifizierung* und führt zur Ausgabe eines Skalars, welcher beispielsweise den Leistungssollwert einer KWK-Anlage darstellen kann.

Während die Zugehörigkeitsfunktionen und die Regeln in simplen Systemen anhand der Erfahrungen eines Experten leicht von Hand aufgestellt werden können, stellt diese Aufgabe in komplexen Systemen eine große Herausforderung dar.

Mit Hilfe von *adaptiven Fuzzy-Systemen* können die genannten Größen in diesem Fall automatisiert auf Basis von Optimierungsverfahren bestimmt werden.

Das *Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System* (ANFIS, siehe [5-JAN93] und Abbildung 5.5) stellt ein diesbezügliches Standardwerkzeug dar, welches auch innerhalb der verwendeten Simulationsumgebung MATLAB/Simulink verfügbar ist, siehe [5-MAF02]⁴⁰.

In der in Abbildung 5.5 beispielhaft dargestellten ANFIS-Struktur werden die Eingangsvariablen (0) innerhalb der Zugehörigkeitsfunktionen (1) fuzzifiziert, in der Regelbasis (2) ausgewertet, anschließend normiert (3) und schließlich ein Skalar unter Summation aller Zugehörigkeitsfunktionen der Defuzzifizierung ausgegeben.

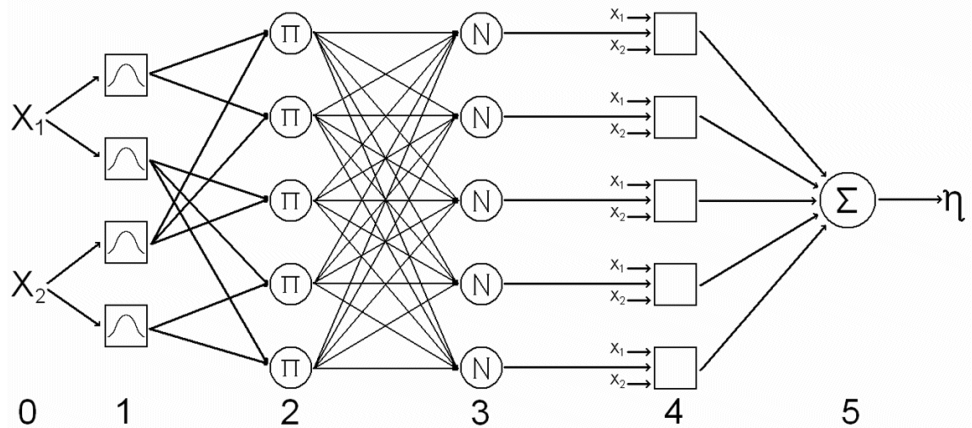


Abbildung 5.5: Struktur eines ANFIS. Grafik entnommen aus [5-JAN93]

Die in [5-JAN93] gegebene Einschränkung der Darstellung der Regelergebnisse (im Beispiel oben „Spitzenkessel = AUS“) als Konstante (Sugeno-Systeme) oder lineare Funktion der Eingangsvariablen (Takagi-Sugeno-Systeme) stellt in den meisten praktischen Anwendungen keine Einschränkung der erzielbaren Abbildungsgenauigkeit dar.

Die in [5-JAN93] gegebene Einschränkung der Darstellung der Regelergebnisse (im Beispiel oben „Spitzenkessel = AUS“) als Konstante (Sugeno-Systeme) oder lineare Funktion der Eingangsvariablen (Takagi-Sugeno-Systeme) stellt in den meisten praktischen Anwendungen keine Einschränkung der erzielbaren Abbildungsgenauigkeit dar.

Die automatisierte Anpassung der Netzwerkparameter geschieht über das auch aus dem Training von neuronalen Netzen bekannten Verfahren der *Backpropagation*, indem bei *konstanter* Netzwerkstruktur die Parameter der Elemente solange geändert werden, bis die vorgegebenen Eingangsgrößen auf die ebenfalls vorgegebenen Ausgangsgrößen abgebildet werden. Es handelt sich also um eine Optimierungsaufgabe, die in Kapitel 5.1.1 im Absatz *Generalisieren* anhand eines Beispiels beschrieben ist.

Die Dauer des Adaptionsvorganges wird im Wesentlichen aus der Anzahl der aufgestellten Regeln bestimmt, die sich wiederum aus der Anzahl der Eingangsvariablen und der Zugehörigkeitsfunktionen jedes Eingangs ableiten. Das in [5-MAF02] integrierte ANFIS bietet hierzu die Auswahl zwischen dem *Grid Partitioning* und dem *Subtractive Clustering*. Im *Grid Partitioning* wird die Anzahl der Regeln durch die Kombination aller Zugehörigkeitsfunktionen und Systemeingänge bestimmt. Für die in diesem Verfahren voreingestellte gleiche Anzahl von Zugehörigkeitsfunktionen für alle Eingänge kann die Anzahl der notwendigen Regeln anhand

$$ra = za^{sa}$$

mit:

ra : Anzahl der aufgestellten Regeln

za : Anzahl der Zugehörigkeitsfunktionen

sa : Anzahl der Systemeingänge

(5.4)

bestimmt werden. Für 16 Eingangsvariablen und 4 Zugehörigkeitsfunktionen je Eingang ergeben sich so ca. $4,3 \cdot 10^9$ Regeln, wobei nur wenige tatsächlich zu der gewünschten Abbildung der Eingangsvariablen auf den Ausgang beitragen können. Der Großteil der aufgestellten Regeln wird vielmehr innerhalb des oben genannten Verfahrens der *Backpropagation* anschließend durch eine

⁴⁰ Aufgrund der in [5-MAF02] geprägten Bezeichnung „Adaptive **Neuro**-Fuzzy Inference System“ ist auch diese in der Literatur üblich.

sehr geringe Gewichtung wieder eliminiert; diese Anpassung nimmt jedoch auch auf einem modernen PC je nach Anzahl der Regeln viele Stunden in Anspruch.

Das aus [5-CHI94] bekannte Verfahren des *Subtractive Clustering* ermöglicht stattdessen die Vorbestimmung der im bereitgestellten Eingangsdatensatz tatsächlich enthaltenen zusammengehörigen Regionen (Cluster) und kann die Anzahl der Regeln so auf die tatsächlich bestehenden Kombinationsmöglichkeiten beschränken. Im oben angegebenen Beispiel konnte so in eigenen Untersuchungen die Anzahl der Regeln von $4,3 \cdot 10^9$ auf 281 reduziert werden, wodurch auch die Rechendauer auf wenige Minuten reduziert werden konnte, siehe Kapitel 6.5.

Das Einbringen des beschriebenen adaptiven Fuzzy-Inferenz-Systems inklusive der Erweiterung des Subtractive Clusterings in die entwickelte Modellumgebung dezentraler Versorgungsstrukturen ermöglicht somit die geforderte Eigenschaft der *regelmäßigen automatisierten Adaption des Systemmanagements* an geändertes Nutzerverhalten oder Änderungen in der Anlagenstruktur. Das generierte Fuzzy-System erfüllt weiterhin auch die geforderte Echtzeitfähigkeit.

5.3 Optimierungsverfahren

Viele technische Aufgaben lassen sich als Optimierungsproblem formulieren, wobei eine skalare Zielfunktion $f(\vec{x})$ durch Variation der n Variablen x_1 bis x_n , ausgehend von einem Startwert \vec{x}_0 , minimiert bzw. maximiert werden soll. Zusätzliche Anforderungen an die Lösung, sowie die Gestalt des Lösungsraumes, lassen sich über *Nebenbedingungen* in Form von Gleichungen, Ungleichungen und in Spezialfällen über Straffunktionen (siehe Kapitel 5.3.2.1) in das Optimierungsproblem einbringen. Gibt es mehrere Optimierungs-Ziele, so können verschiedene skalare Zielfunktionen gewichtet zu einer wiederum skalaren Gesamt-Zielfunktion verknüpft werden.

Die Wahl einer geeigneten Optimierungsmethode hängt von den Charakteristika der Zielfunktion ab. Man unterscheidet zwischen exakten und heuristischen Optimierungsverfahren.

5.3.1 Exakte Optimierungsverfahren

Ist die Zielfunktion stetig, so kann das Optimierungsproblem mit Hilfe mathematisch exakt beschriebener, allgemein anerkannter analytischer Verfahren [5-BOY04] gelöst werden, welche sowohl in der Lösungseffizienz als auch der Genauigkeit der Lösung herausragende Ergebnisse erzielen.

Die best-geeignete Methode kann dabei anhand der Eigenschaften der Zielfunktion und Nebenbedingungen bestimmt werden. Für viele stetige Aufgaben stellt die *sequentiell quadratische Programmierung*, basierend auf dem Newton-Verfahren sowie einer sequentiellen quadratischen Approximation der zugehörigen Lagrange-Funktion, ein Standardverfahren dar.

Kommerzielle Standardwerkzeuge zur Lösung stetiger Optimierungsprobleme (z.B. das Verfahren der *kleinsten Quadrate* welches oft für Aufgaben des *Curvefitting* eingesetzt wird, engl.: least squares) stehen beispielsweise unter [5-MAW06] zur Verfügung und wurden innerhalb der entwickelten Simulationsumgebung vielfach eingesetzt, siehe z.B. Kapitel 4.

5.3.2 Metaheuristiken

Eine Metaheuristik stellt eine Verbindung der beiden griechischen Begriffe Heuristik [2-SHE01] und Meta dar. Heuristische Verfahren verwenden im Gegensatz zu den aus Kapitel 5.3.1 bekannten exakten Verfahren aus der Erfahrung gewonnene Regeln oder Algorithmen zur methodischen Lösungssuche einer Optimierungsaufgabe. Sie sind oft speziell zur Lösung einer Aufgabe entwickelt worden und können für neue oder auch nur leicht abgewandelte Aufgaben nicht eingesetzt werden.

Eine Metaheuristik (siehe [5-STU02]) ist hingegen ein allgemein anwendbares Verfahren, welches vorhandene, problemspezifische Heuristiken in Erfolg versprechende Regionen des Suchraums leitet und somit ohne, oder mit geringem Aufwand, auf unterschiedlichste Optimierungsprobleme angewendet werden kann.

Heuristiken und Metaheuristiken setzen keine stetige Zielfunktion voraus und können somit auch zur Lösung gemischt ganzzahliger⁴¹ Optimierungsprobleme verwendet werden, wie sie in technischen Aufgaben oft anzutreffen sind.

Obwohl es sich bei Metaheuristiken um Optimierungsverfahren handelt, die bereits auf viele Benchmarkaufgaben und Optimierungsprobleme aus der Praxis erfolgreich angewendet wurden, gibt es derzeit erhebliche Forschungsaktivitäten [5-MET04], um die Arbeitsweise⁴² der Algorithmen besser zu verstehen und den Anwendern die Auswahl eines Verfahrens, sowie die Einstellung algorithmusspezifischer Parameter für eine gegebene Aufgabenstellung zu erleichtern.

Beispiele für Metaheuristiken stellen die bereits seit vielen Jahren bekannten Genetischen Algorithmen (siehe Kapitel 5.3.2.1), sowie die jüngeren, zur Gruppe der Schwarm-Intelligenz [5-WSI06] gehörenden, Particle Swarm Optimization (PSO, siehe Kapitel 5.3.2.2) und Ant Colony Optimization (ACO, siehe Kapitel 5.3.2.3) dar.

Analytische Verfahren zur Lösung gemischt ganzzahliger Optimierungsprobleme stehen beispielsweise unter [5-CPL05] zur Verfügung, können jedoch ohne erheblichen Aufwand meist nicht in bestehende Simulationsumgebungen implementiert werden.

5.3.2.1 Genetischer Algorithmus

Der *Genetische Algorithmus* basiert auf Arbeiten von *Holland* zur biologischen Evolutionstheorie (siehe z.B. [5-HOL92]) und kann zur Minimierung unstetiger, nicht differenzierbarer, sowie gemischt ganzzahliger Zielfunktionen verwendet werden, die mit konventionellen, analytisch arbeitenden Optimierungsalgorithmen (siehe Kapitel 5.3.1) nicht bearbeitet werden können. Da das Verfahren bereits seit Jahren bekannt ist, soll hier die Funktion nur kurz erläutert werden.

Während der *Initialisierung* des Verfahrens wird eine *Population* bestehend aus *Individuen* mit zufälligen und über den Lösungsraum gleichverteilten Startwerten generiert. Jedes Individuum stellt eine mögliche Lösung des Optimierungsproblems dar. Durch die *Auswertung* der Zielfunktion sowie eventuell zusätzlich vorhandener Straffunktionen wird anschließend die Fitness jedes Individuums bezüglich der gegebenen Aufgabe ermittelt. Innerhalb der *Selektion* werden dann einzelne Individuen mit einer ihrer Fitness proportionalen Wahrscheinlichkeit ausgewählt und der *Rekombination* zugeführt. Hier werden, angelehnt an die biologische Fortpflanzung, die Eigenschaften der ausgewählten Individuen rekombiniert und basierend darauf die nächste Individuen-Generation erschaffen.

Der integrierte *Elitismus* sorgt dafür, dass das Individuum mit der höchsten Fitness unverändert in die neue Generation übernommen wird („survival of the fittest“). Zusätzlich wird mit Hilfe der *Mutation* ein geringer Anteil der neuen Generation über eine zufällige Veränderung vorhandener Individuen generiert, so dass immer wieder neue Eigenschaften in die Population eingetragen werden. Dies soll ein Verweilen des Algorithmus´ in einem lokalen Minimum verhindern. Auch die neue Generation durchläuft nun beginnend mit der *Auswertung* das beschriebene Ablaufschema bis das Erreichen einer maximalen Generationenzahl oder das Unterschreiten eines vorgegebenen Zielfunktionswertes zum Abbruch des Algorithmus´ führen.

Für eine detaillierte Beschreibung soll hier auf die zahlreich vorhandene Fachliteratur (z.B. [5-GOL89]) verwiesen werden.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde der aus [5-CHI95] bekannte Algorithmus verwendet.

⁴¹ Eine gemischt ganzzahlige Zielfunktion enthält sowohl kontinuierliche als auch diskrete Variable.

⁴² Aufgrund der stochastischen Verfahren sind Suchverläufe nicht exakt reproduzierbar und ein Finden des Optimums mathematisch nicht garantiert.

5.3.2.2 Particle Swarm Optimization

Die Particle Swarm Optimization (PSO) ist ein populationsbasiertes, stochastisches Verfahren zur Lösung komplexer gemischt ganzzahliger Optimierungsaufgaben. Es wurde 1995 entwickelt (siehe [5-KEN95]) und ist am Suchverhalten von Vogel- oder Fischeschwärmen orientiert.

Die Funktionsweise einer PSO soll anhand der aus [5-MAR02] bekannten Gleichungen erläutert werden. Der Schwarm besteht aus einzelnen Partikeln, die jeweils eine Lösung der Optimierungsaufgabe darstellen und sich mit zeitlich variierenden Geschwindigkeiten im mehrdimensionalen Lösungsraum bewegen.

$$\begin{aligned}\bar{x}(k+1) &= \bar{x}(k) + \bar{v}(k) \\ \bar{v}(k+1) &= w \cdot \bar{v}(k) + r(0, \alpha_1) \cdot (\bar{x}_{selfbest}(k) - \bar{x}(k)) \\ &\quad + r(0, \alpha_2) \cdot (\bar{x}_{groupbest}(k) - \bar{x}(k))\end{aligned}\tag{5.5}$$

mit:

$$\begin{aligned}\bar{x}(k): & \text{Positionen der Partikel im Lösungsraum zum Zeitpunkt } k \\ \bar{v}(k): & \text{Geschwindigkeiten der Partikel zum Zeitpunkt } k\end{aligned}\tag{5.6}$$

$\bar{x}_{selfbest}(k)$: Bisher beste Position jedes Partikels in Bezug auf die Lösung der Zielfunktion

$\bar{x}_{groupbest}(k)$: analog die bisher beste Position des gesamten Schwarms

w : Trägheit der Partikel

$r(0, \alpha_i)$: Zufallszahl zwischen 0 und α_i

Zu Beginn des Optimierungsprozesses werden jedem Partikel eine zufällige Position innerhalb des Lösungsraumes, sowie eine Startgeschwindigkeit zugeordnet. Gleichung 5.5 und Abbildung 5.6 zeigen die Berechnung der neuen Partikelpositionen anhand der aktuellen Positionen und Partikelgeschwindigkeiten.

Das zentrale Element der PSO ist die in Gleichung (5.6) dargestellte Berechnung der für den nächsten Rechenschritt geltenden Partikelgeschwindigkeiten, welche sich aus drei Komponenten zusammensetzen. Durch die *Trägheitskomponente* behält das Partikel auch im nächsten Zeitschritt eine Komponente in der aktuellen Richtung bei. Die Komponenten des *individuellen* und des *kollektiven* Bewusstseins lenken das Partikel in Richtung der besten bisher vom Partikel selbst ($x_{selfbest}$) bzw. innerhalb des gesamten Schwarms ($x_{groupbest}$) gefundenen Position ab und ermöglichen so einen Informationsaustausch zwischen den einzelnen Partikeln.

Die stochastischen Gewichte der letztgenannten Komponenten sollen ein Verweilen des Suchverfahrens in einem lokalen Minimum verhindern. Sowohl die Trägheit als auch die stochastischen Parameter können während des Optimierungsvorganges angepasst werden, wobei eine Reduzierung der Trägheit einem Übergang von globaler zu lokaler Suche im Lösungsraum entspricht.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde der in [5-BIR05] vorgestellte Algorithmus verwendet. Einen Überblick über weitere aktuelle Aktivitäten im Bereich der Schwarmintelligenz gibt [5-AND05].

5.3.2.3 Ant Colony Optimization

Das Verfahren der Ant Colony Optimization (ACO) ist ebenfalls ein populationsbasiertes Suchverfahren zur Lösung komplexer kombinatorischer und gemischt ganzzahliger Optimierungsprobleme. Es wurde erstmals 1992 in [5-DOR92] vorgestellt und ist an das Verhalten von Ameisenkolonien bei der Nahrungssuche angelehnt, welches auf einer Kommunikation über Pheromone basiert.

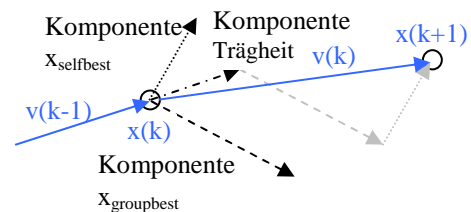


Abbildung 5.6: Geschwindigkeitskomponenten der Particle Swarm Optimization

In dem in Abbildung 5.7 dargestellten Beispiel besteht die Optimierungsaufgabe darin, unter Verwendung der vorhandenen Teilstrecken der Länge d den kürzesten Weg zur Verbindung der Punkte A und E zu finden.

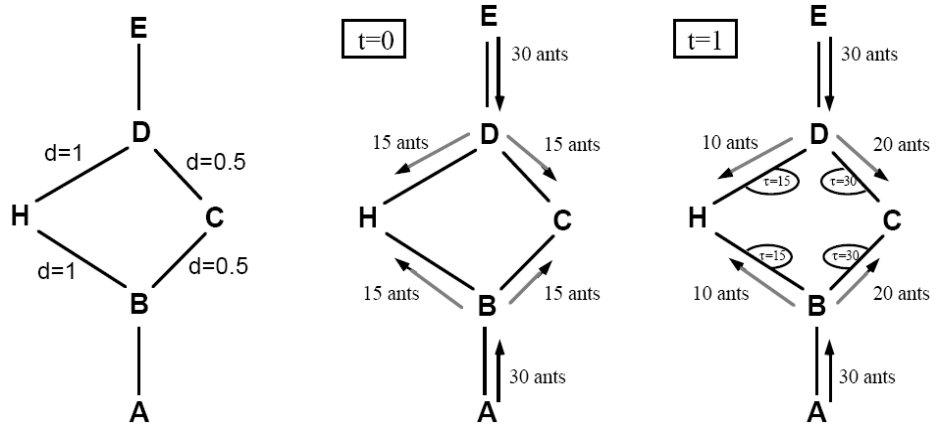


Abbildung 5.7: Prinzip der positiven Rückkopplung
Quelle: [5-DOR96]

An A und E entstehen hier in jedem

Zeitschritt 30 neue Ameisen, die sich mit der Geschwindigkeit 1 pu fortbewegen. Sie legen auf Ihrem Weg ein Pheromon aus und wählen an jeder Kreuzung den neuen Pfad mit einer Wahrscheinlichkeit proportional zu der dort bereits vorherrschenden, kumulierten Intensität τ des Duftstoffes.

Im Algorithmus wird die Pheromonintensität der einzelnen Pfade aufgrund der Minimierungsaufgabe in jedem Zeitschritt umgekehrt proportional zum zugehörigen Ergebnis der Zielfunktion erhöht. In nicht verwendeten Pfaden löst sich der Duftstoff außerdem mit einer konstanten Rate auf. Gleichung (5.7) zeigt die laut [5-DOR96] für Ameise k gültige Auswahlwahrscheinlichkeit p_{ij} als Funktion der Pheromonintensität τ sowie einer Heuristik η .

$$p_{ij}^k = \frac{[\tau_{ij}]^\alpha [\eta_{ij}]^\beta}{\sum_{l \in N_i^k} [\tau_{il}]^\alpha [\eta_{il}]^\beta} \tag{5.7}$$

mit:

τ_{xy} : Pheromonintensität des Pfades xy

η_{xy} : Heuristik des Pfades xy

N_i^k : Menge der erlaubten Pfade für Ameise k

α, β : Gewichtungsfaktoren

Im obigen Beispiel wurde das Gewicht β der Heuristik zur Vereinfachung zu Null gesetzt. Somit gilt zum Zeitpunkt $t=0$ an beiden Abzweigen der Punkte B und D (Abbildung 5.7) jeweils $\tau=0$ und die Ameisen teilen sich zu gleichen Teilen auf die beiden möglichen Pfade auf. Aufgrund der unterschiedlichen Längen der Teilstrecken ergeben sich bereits im Zeitschritt $t=1$ erhebliche Unterschiede der einzelnen Pheromonintensitäten auf den einzelnen Pfaden, so dass auf Grund der *positiven Rückkopplung* innerhalb weniger Zeitschritte nahezu alle Ameisen den kürzeren, rechten Weg wählen.

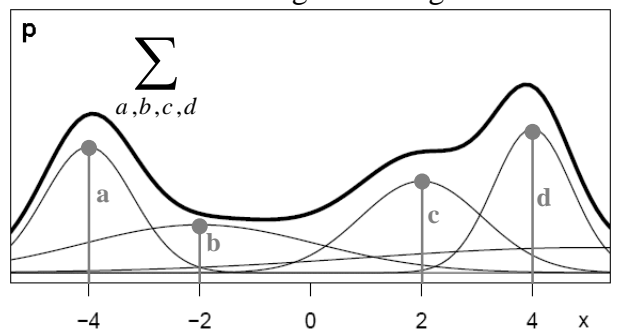


Abbildung 5.8: Kontinuierliche Auswahlwahrscheinlichkeit, Grafik aus [5-SOC04]

Die Eigenschaft der *positiven Rückkopplung* führt

zu einem – im Vergleich zu anderen metaheuristischen Optimierungsverfahren – schnelleren Auffinden von guten Lösungen.

Die in den meisten ACO-Algorithmen verwendete diskrete Verteilung der Auswahlwahrscheinlichkeit wird in [5-SOC04] unter Einführung gewichteter Gaussfunktionen in eine kontinuierliche Wahrscheinlichkeitsdichte überführt, siehe Abbildung 5.8.

Der genannte Algorithmus wurde in der vorliegenden Arbeit erfolgreich in die entwickelte Simulationsumgebung implementiert (siehe Anwendung in Kapitel 6.5) und erlaubt es, die ACO zusätzlich zu kombinatorischen auch für die Lösung von gemischt ganzzahligen Optimierungsaufgaben einzusetzen. Einen umfangreichen Überblick über aktuelle Forschungsaktivitäten geben [5-DOR04] und [5-DOR06].

5.3.2.4 Anwendung und Kooperation populationsbasierter Metaheuristiken

Vergleichend wurden die drei vorgestellten Metaheuristiken auf die beschriebenen Aufgaben des dezentralen Anlagenmanagements angewendet. Anschließend wurde die mögliche Steigerung der Lösungseffizienz durch eine im Rahmen der Arbeit entwickelte Kooperation unterschiedlicher Verfahren untersucht.

Zur Gegenüberstellung der jeweiligen Sucheeffizienz wurden die drei Metaheuristiken im Rahmen des Erzeugermanagements (siehe Kapitel 5.1.1) zur Ermittlung des optimalen KWK-Betriebs innerhalb der Versorgungsstruktur eines Einfamilienhauses über den Verlauf einer Woche eingesetzt. Das Optimierungsziel war durch die kostenoptimale Versorgung der elektrischen und thermischen Verbraucher vorgegeben und ist in Kapitel 6.5.2 detailliert beschrieben.

Zur Bewertung der Effizienz wurde jeweils die Anzahl notwendiger Zielfunktionsaufrufe bis zum Unterschreiten einer vorgegebenen oberen Schranke der Betriebskosten ermittelt, wobei diese sich aus dem Produkt der notwendigen Generationenzahl und der beteiligten Individuen ergibt.

Da alle beteiligten Verfahren ein stochastisches Suchverhalten aufweisen, bestand die Untersuchung – als Kompromiss zwischen Aussagekraft und Zeitaufwand – aus jeweils 5 Durchläufen des Optimierungsvorganges. Die Ergebnisse der Untersuchung fasst Tabelle 5.2 zusammen.

Während alle Verfahren die gestellte Aufgabe bewältigen konnten, ist die Dauer des Optimierungsvorganges erheblich (ohne die Vorgabe von Startwerten viele Minuten bis einige Stunden) und schwankt je nach Verfahren etwa um eine Größenordnung.

Im weiteren Verlauf der Untersuchung wurde daher eine mögliche Steigerung der Lösungseffizienz durch die Kooperation der beteiligten Verfahren betrachtet, welche als Gemeinsamkeit

- die Optimierungsaufgabe parallel in unabhängigen Individuen bearbeiten,
- ihre Lösung in Generationen verbessern und dazu in jeder Generation
 - eine Kooperation der einzelnen Individuen, sowie
 - eine stochastische Komponente zur Vermeidung lokaler Minima

verwenden.

Abbildung 5.9 zeigt die entwickelte Struktur zur Kooperation der Optimierungsverfahren. Während die mit MH_i bezeichneten Metaheuristiken parallel nach einer Lösung des gegebenen Optimierungsproblems suchen, übermitteln sie vor Erstellung einer neuen Generation jeweils ihr bisher bestes Ergebnis $f(x_{MH_i,best})$ sowie die zugehörigen Werte der Variablen $x_{MH_i,best}$ an eine Datenbank. Ist in der Datenbank bereits eine bessere Lösung $f(x_{global,best})$ vorhanden, so übernimmt die anfragende Metaheuristik MH_i die zugehörigen Variablen $x_{global,best}$ und profitiert so von den erreichten

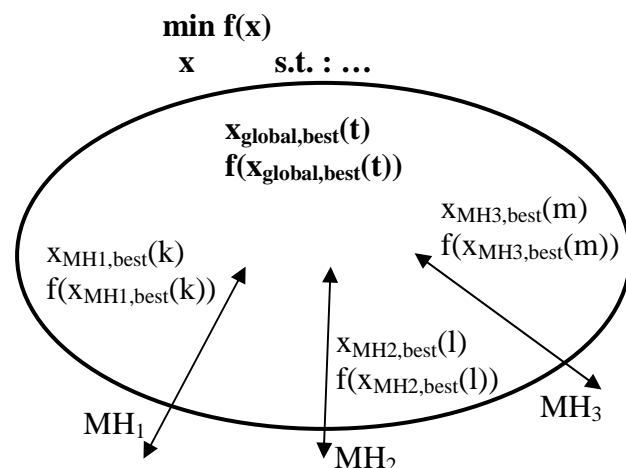


Abbildung 5.9: Kooperation populationsbasierter Metaheuristiken

Fortschritten der anderen beteiligten Verfahren.

Übertrifft die an die Datenbank übermittelte Lösung die bisher beste zentral registrierte Lösung, so wird diese in die Datenbank eingetragen und steht nunmehr den anderen Verfahren zur Verfügung.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde die beschriebene Kooperation innerhalb eines *Local Area Networks* (LAN) aufgebaut, wobei die verschiedenen Verfahren jeweils auf einem separaten PC arbeiteten. Eine Übertragung des kooperativen Verfahrens auf ein *Wide Area Network* (Internet) ist beispielsweise mit Hilfe der in Kapitel 5.4.3 erläuterten Routinen ebenfalls möglich.

Die mit Hilfe der Kooperation generierten Ergebnisse zur Lösung des am Anfang des Abschnitts erläuterten Optimierungszieles sind in Tabelle 5.2 denen der Einzelverfahren gegenübergestellt.

Tabelle 5.2 Lösungseffizienz der untersuchten Metaheuristiken

Verfahren				Kooperation		Kooperation			Kooperation	
	ACO	GA	PSO	ACO	GA	ACO	GA	PSO	GA	PSO
AZ_{Min}	1930	3100	9780	945	1750	1830	3375	3375	1750	1400
$AZ_{Max/Min}$	2,1	5,4	5,4	1,3	1,5	1,3	1,3	2,0	4,0	6,1

AZ: Anzahl der Zielfunktionsaufrufe

Als eine Kenngröße der Verfahren ist hier das Minimum AZ_{Min} der in 5 Durchläufen jeweils notwendigen Anzahl von Zielfunktionsaufrufen gegeben, welche durch die Kooperation erheblich reduziert werden konnte. Die Abnahme des ebenfalls dargestellten Verhältnisses $AZ_{Max/Min}$ von Maximum zu Minimum – welches als Indikator für die Robustheit der Optimierungsverfahren in Bezug auf die gegebene Aufgabe gewertet werden kann – stellt die für die gegebene Aufgabe günstigen Kooperationen heraus.

Neben der hier dargestellten Steigerung der Lösungseffizienz durch die entwickelte Kooperation der beteiligten Verfahren können durch die Portierung der Algorithmen von der verwendeten Entwicklungsumgebung auf einen geschwindigkeitsoptimierten Mikrocontroller weitere Verbesserungen in der Rechenzeit erreicht werden. Ein praktischer Einsatz der Optimierungsverfahren in der Hausenergieversorgung ist somit problemlos möglich.

Die in Abbildung 5.9 gezeigte Struktur ist für Erweiterungen offen und ermöglicht so beispielsweise auch das Hinzufügen eines sequentiell quadratischen Optimierungsalgorithmus' (siehe Kapitel 5.3.1), der die von den Metaheuristiken gefundene Lösung innerhalb eines eingeschränkten Lösungsraumes weiter verbessert.

5.4 Datenanbindung und Messwerterfassung

Die in Kapitel 5.1 vorgestellten Module

- Erzeugermanagement,
- Lastmanagement und
- Lastprognose

des entwickelten intelligenten und adaptiven Managementkonzeptes setzen bei ihrem praktischen Einsatz eine informationstechnische Anbindung innerhalb der dezentralen Energieversorgungsstruktur voraus, die im Folgenden skizziert werden soll, siehe Abbildung 5.10.

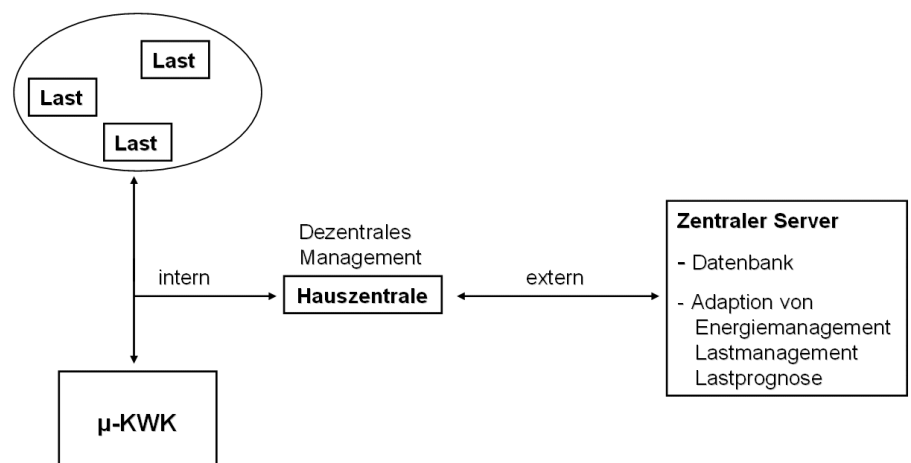


Abbildung 5.10: Kommunikationsstruktur der entwickelten Management-Tools der Hausenergieversorgung

5.4.1 Hausinterne Kommunikation

Die hausinterne Kommunikation beinhaltet die in Abbildung 5.10 links dargestellte Verbindung zwischen den in der Hauszentrale angeordneten Managementverfahren und der KWK-Anlage bzw. den am Lastmanagement teilnehmenden Verbrauchsgeräten. Die Kommunikation in der Haus- und Gebäudesystemtechnik ist derzeit weltweit Gegenstand intensiver Entwicklungs- und Normungsaktivitäten, siehe z.B. [5-GOL04] und [5-SCH04]. Der KNX-Standard (siehe [5-KNX06]) als Zusammenführung der drei anerkannten Bus-Standards

- EIB (Elektroinstallationen),
- EHS (weiße Ware),
- Batibus (Gebäudeautomation)

stellt dabei eine Möglichkeit zur hausinternen Kommunikation der Komponenten eines dezentralen Energiemanagementsystems dar.

Die Informationsübertragung kann hier wahlweise über separate *Kabelverbindungen*, *Powerline-Communication* oder eine *Funkanbindung* erfolgen. Die verfügbaren Übertragungsraten der genannten Verfahren sind für die hier benötigten Datenmengen völlig ausreichend, siehe [5-ANA07].

Das innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelte Lastmanagement konnte von der Fraunhofer-Gesellschaft erfolgreich in das *inHaus-Innovationszentrum* für intelligente Raum- und Gebäudesysteme eingebunden werden, siehe [5-SCH05a] und [5-SCH04] und Abbildung 5.11.

Die Koppplung des Managementmoduls geschieht dabei auf der Applikationsebene. Die Datenanbindung an die einzelnen Verbraucher VB_i wird über die Integrationsebene sowie die Wandlung in die jeweils benötigte Protokollform P_i sichergestellt.

Die in der Abbildung gestrichelt dargestellte Anbindung des entwickelten Erzeugermanagements an eine KWK-Anlage wäre über die gleichen Strukturen möglich.

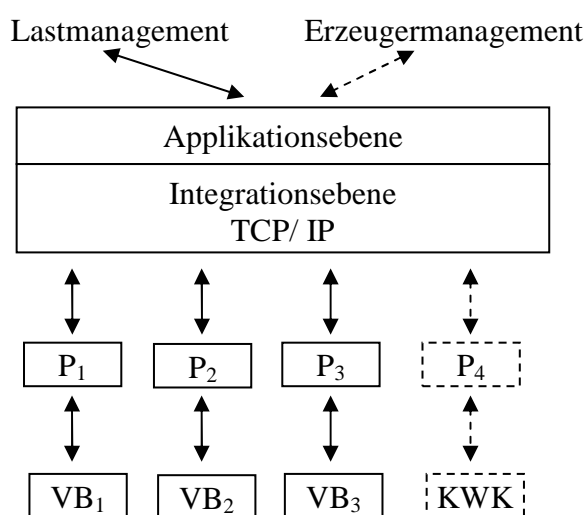


Abbildung 5.11: Einbindung der Management-Module in eine Hauskommunikation

5.4.2 Messwerterfassung

Die in Kapitel 5.1 vorgestellten intelligenten und adaptiven Managementfunktionen benötigen neben der bereits vorgestellten Informationsanbindung eine Erfassung und Archivierung von Messwerten.

Moderne digitale Meteringsysteme stellen diese Funktionalität, gemeinsam mit der in Kapitel 5.4.3 erläuterten bi-direktionalen Kommunikationsanbindung, zur Verfügung (siehe beispielsweise [3-IBM03] und [5-FRE06]). Neben laufenden Pilotprojekten in Deutschland sind diese in einigen Ländern bereits in großen Stückzahlen (z.B. Italien: 27 Mio. aus [5-GER06], Florid: 3 Mio. aus [5-LYA07]) installiert.

Eingesetzt werden solche Geräte derzeit hauptsächlich zur

- regelmäßigen (z.B. 14-tägigen) automatisierten Auslesung des Energieverbrauches,
- Bereitstellung von Prepaid-Tarifen,
- kurzfristigen Änderung der Tarifstrukturen.

[5-FRE06] berichtet über ein Pilotprojekt eines großen deutschen Energieversorgungsunternehmens. Durch eine stundengenaue Auslesung des Verbrauches und die Übermittlung der aktuellen und zukünftigen Tarife wird neben den aufgelisteten Vorteilen für den Verbraucher auch eine Reduzierung von Lastspitzen angestrebt. Auf Seiten des Energieversorgungsunternehmens werden

durch den möglichen Rückbau von vorgehaltener Spitzenleistung erhebliche Kostenvorteile mit Hilfe des Einsatzes der modernen Technologien erwartet.

Auch aufgrund der von der Europäischen Union geforderten Steigerung der Kostentransparenz im Bereich der Energieversorgung kann somit für die nächsten Jahre von einer flächendeckenden Einführung moderner Meteringsysteme ausgegangen werden, die dann auch für Zwecke des Anlagenmanagements zur Verfügung stehen.

5.4.3 Externe Datenanbindung

Während zur regelmäßigen Adaption der Managementmodule innerhalb der Hauszentrale durch die in Abbildung 5.10 und Kapitel 5.4.1 erläuterte *dezentrale* Bereitstellung von Rechenleistung (z.B. Industrie-PC) alle zu Beginn von Kapitel 5 hergeleiteten Anforderungen an ein adaptives Management erfüllt werden, weist diese Konfiguration doch hohe Investitionskosten und – mit einer erwarteten Laufzeit des PCs von wenigen Minuten pro Woche – einen ungünstigen Nutzungsgrad auf.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde daher ebenfalls die *Auslagerung der Rechenleistung* auf einen externen Server untersucht. Dazu wurde die in Abbildung 5.10 vereinfachend dargestellte Kommunikationsstruktur zwischen einer Hauszentrale und einem zentralen Server aufgebaut.

Die informationstechnische Kopplung eines dezentralen Energieversorgungssystems an eine übergeordnete Leitstelle ist Gegenstand zahlreicher Forschungs- und Industrieprojekte, siehe z.B. [5-AKK03], [5-BUC03] und [5-BEN06]. Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde in Kooperation mit der Fraunhofer-Gesellschaft eine auf Standard-Internettechnologie (TCP/ IP) basierende Anbindung der unter MATLAB/ Simulink entwickelten Simulationsumgebung an das *inHaus-Innovationszentrum* (siehe Kapitel 5.4.1) realisiert. Die notwendigen Routinen stehen unter [3-MAL06] zur Verfügung und wurden verwendet.

Die Anbindung an einen *zentralen Server* erlaubt dabei eine effiziente Aufteilung der anfallenden Arbeiten: Während die aus den Kapiteln 5.1 bis 5.3 bekannten Managementalgorithmen kosten- und energieeffizient in integrierte Schaltungen einer dezentralen Versorgungsstruktur implementiert werden können („dezentrale Intelligenz“), kann deren rechenintensive Adaption an

- wechselndes Nutzerverhalten,
- Änderungen der Tarifstruktur und
- veränderte Eigenschaften der Energieversorgungskomponenten

unter Verwendung der entwickelten Modell-Bibliothek *zentral* auf einem leistungsstarken PC – z.B. als Dienstleistung eines Energieversorgers oder KWK-Anlagenherstellers – ausgeführt werden; die beispielsweise *wöchentlich zentral neu ermittelten* Parameter der Managementmodule können (ebenso wie die dazu benötigten Daten der dezentralen Versorgungsstruktur) über ohnehin vorhandene Kommunikationskanäle (siehe Kapitel 5.4.2) übertragen werden. Ein Server kann so einer Vielzahl von dezentralen Energieversorgungsanlagen zugeordnet sein (Stichwort *Virtuelles Kraftwerk*) und kosten- und energieeffizient betrieben werden.

6 Untersuchungen dezentraler Energieversorgungsstrukturen

Im Folgenden sollen die innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelten Bausteine

- der Modellbibliothek dezentraler System-Komponenten (Kapitel 3),
- der dynamischen Modellierung eines reformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems (Kapitel 4), sowie
- des intelligenten und adaptiven Anlagenmanagements (Kapitel 5)

mit Hilfe der implementierten Optimierungsverfahren (Kapitel 5) zur Untersuchung dezentraler Energieversorgungsstrukturen verwendet werden.

Die Untersuchungen umfassen

- die Verifikation der entwickelten Modelle anhand aufgenommener und recherchierter Anlagenmesswerte (Kapitel 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5),
- die systematische Auslegung der Komponenten innerhalb komplexer dezentraler Systeme (Kapitel 6.2),
- Systemstudien innovativer (und autarker) dezentraler Versorgungsstrukturen (Kapitel 6.2, 6.3)
- die Konzeptentwicklung und Parametrierung von Reglerstrukturen zum dynamischen Betrieb eines Brennstoffzellen-Gesamtsystems (Kapitel 6.4), sowie
- den Betrieb einer Hausenergieversorgung auf Basis einer μ -KWK-Anlage mit Hilfe eines an das Nutzerverhalten adaptierten Managements (Kapitel 6.5).

Die Anwendung der in Kapitel 5 vorgestellten Optimierungsmethoden auf die Identifizierung der Systemparameter des dampfreformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems wurde bereits in Kapitel 4 erläutert.

6.1 Photovoltaik – Pilotanlage mit 2-achsiger Nachführung

Die in Kapitel 3.5.2 vorgestellte betriebliche Modellierung von Photovoltaik-Systemen konnten unter Verwendung über den Zeitraum eines Jahres hinweg an einer realen 12 kW-Freilandanlage mit zweiachsiger Nachführungseinrichtung aufgenommener Messwerte parametrisiert und das Verhalten verifiziert werden. Die entwickelten Modelle stehen somit für Systemstudien nachgeführter PV-Systeme zur Verfügung, um beispielsweise das betriebliche Verhalten sowie die zu erwartenden Erträge bereits vor dem Bau im Detail zu untersuchen.

6.1.1 Technische Charakteristika der vermessenen Photovoltaik-Anlage

Die Abbildung 6.1 fasst die wesentlichen Charakteristika der untersuchten Photovoltaik-Anlage zusammen.

- Standort: Niederrhein, Längengrad $6,5^\circ$ Ost, Breitengrad $51,5^\circ$ Nord
- installierte Modulleistung 12 kW (5 · 12 IBC 200, polykristallin, $\eta_{\text{nenn}} \approx 13.2\%$), 101 m^2
- 5 Sunnyboy 2100 TL (10,5 kW) Wechselrichter
- 2-achsige nachgeführte Modulträger (à 3 Module)
- Nachführung der Modulträger zentral über Seilkonstruktion mit Käfigläufermotor (140 W), Intervall: 10 Minuten
- Qualitativ gleichwertige (Herstellungstoleranzen) sowie identisch nachgeführte Module speisen jeweils in Gruppen à 12 ($20,2 \text{ m}^2$, 2,4 kW) auf einen Wechselrichter
- Zu Vergleichszwecken war die Nachführung einer Modulgruppe arretiert, Süd, Anstellwinkel 30° , siehe Bild.

Abbildung 6.1: Kenngrößen der untersuchten Pilot-Freilandanlage mit zweiachsiger Modulnachführung



Die als besonderes Merkmal der Anlage anzusehende zweiachsige Nachführung der Modulträger verdeutlicht Abbildung 6.2. Die durch den Motor hervorgerufene Änderung des Azimutalwinkels α wird über einen einfachen Hebelmechanismus auf den Anstellwinkel γ der Solarmodule übertragen, wobei das Umwandlungsverhältnis mechanisch festgelegt werden kann. In größeren Zeitabständen wird die Verstellung des Anstellwinkels in Abhängigkeit von der azimutalen Nachführung manuell geändert, so dass im Sommer eine größere Änderung des Anstellwinkels bei gleicher Drehwinkeländerung vorgenommen wird.



Abbildung 6.2: Nachführungsmechanismus der Modulträger

Nach Sonnenuntergang werden die Module in Südrichtung ausgerichtet, da sie dort die geringste Windangriffsfläche bieten, und dann vor Sonnenaufgang nach Osten gedreht. Detaillierte Messergebnisse der Nachführung sind in Kapitel 6.1.2 dargestellt.

6.1.2 Messergebnisse der untersuchten Anlage mit zweiachsiger Modulnachführung

Als über ein volles Jahr hinweg 30-sekündlich aufgenommene Messwerte wurden vom Betreiber der Anlage (siehe [6-SWE04])

- die elektrischen DC-Größen (Strom und Spannung) der einzelnen Module,
- die Modul- und Umgebungstemperatur,
- die aktuelle Einstrahlung auf eine Referenzzelle (Typ Aem 02) und
- die zugehörige AC-Leistung der Wechselrichter

aufgezeichnet. Die Messdaten wurden anschließend innerhalb einer im Rahmen der Arbeit betreuten Studienarbeit ausgewertet.

Abbildung 6.3 zeigt im Jahresüberblick die gemessene charakteristische Betriebsgröße der generierten elektrischen Energie pro installierter Leistung für die fixierten (siehe Abbildung 6.1) sowie 2-achsig nachgeführten Module der betrachteten Freilandanlage. Im Jahresdurchschnitt kann der monatliche Ertrag durch die Nachführung um 25,9 %

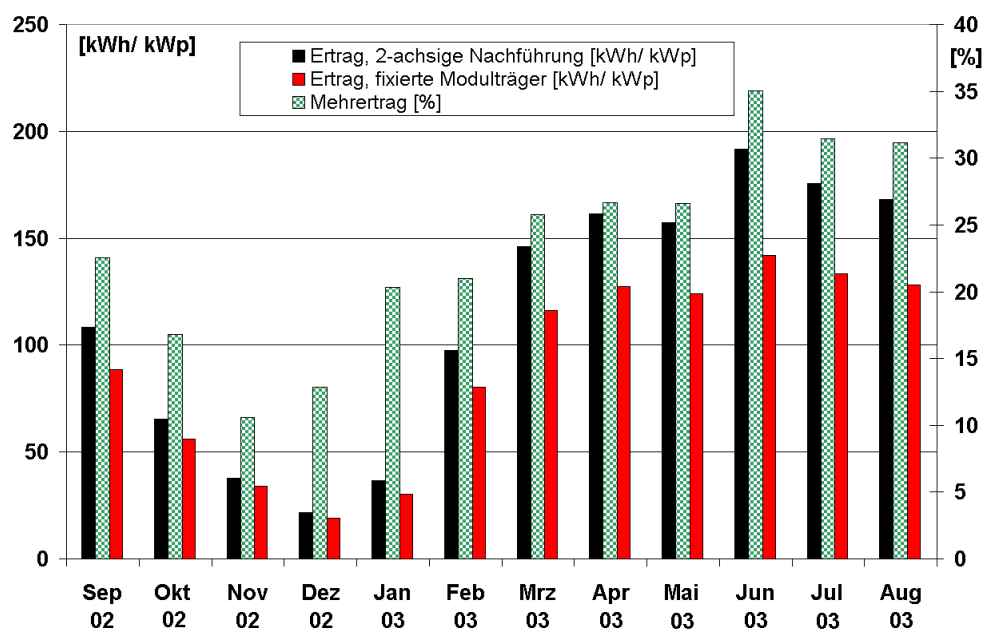


Abbildung 6.3: Jahresmesswerte der generierten Energie bezogen auf die installierte Leistung

von 91,3 kWh/kW_p auf 115,0 kWh/kW_p gesteigert werden, wobei der Zugewinn in den sonnenreichen Monaten (März bis September) besonders deutlich ausfällt.

Der Jahresenergieertrag der fixierten Module beträgt somit 1096 kWh/kW_p, die nachgeführten Module erreichen sogar 1380 kWh/kW_p. Zu beachten ist hierbei, dass der betrachtete Zeitraum den besonders sonnenreichen Sommer 2003 beinhaltet. Im Vergleich zu den beispielsweise aus [6-KIE04], oder [6-SKI03] bekannten langjährigen regionsbezogenen Mittelwerten von 570 kWh/kW_p (Mitteldeutschland) bis 1080 kWh/kW_p (Süddeutschland) fällt daher bereits der Ertrag der fixierten Modulgruppen auffällig hoch aus.

Als charakteristisches Merkmal der untersuchten Module zeigt Abbildung 6.4 den anhand der Messung ermittelten – auch aus Gleichung (3.16) bekannten – Einfluss der Modultemperatur auf den elektrischen Modulwirkungsgrad, wobei die aus der Literatur (z.B. [3-WIE-97]) bekannten Werte für den Parameter c_{Modul} von $0,02 K \cdot m^2/W$ (17. April 2003) bis $0,035 K \cdot m^2/W$ (21. April 2003) bestätigt werden konnten.

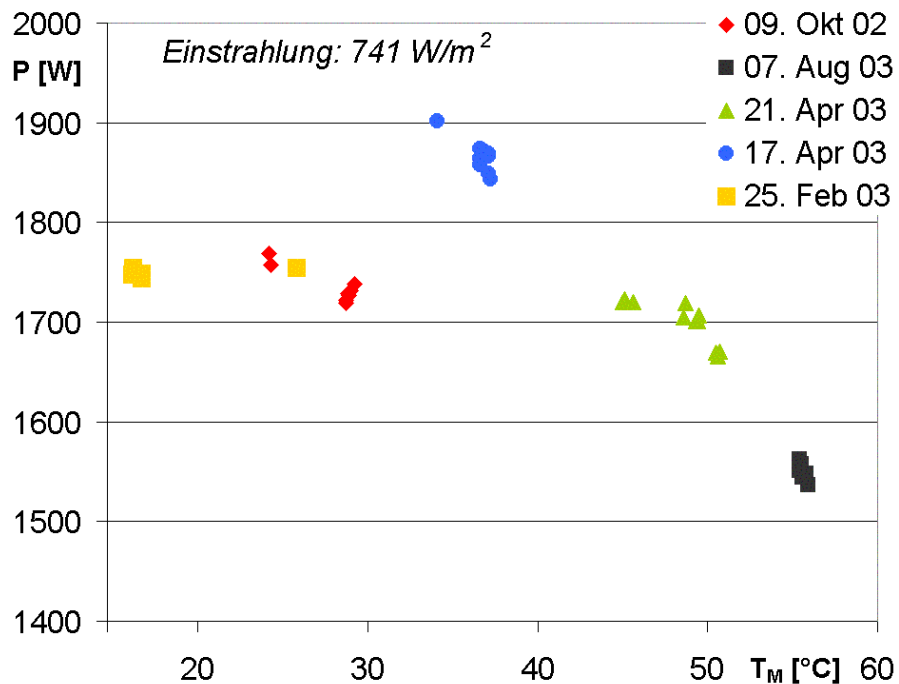


Abbildung 6.4: Einfluss der Modultemperatur auf den elektrischen Modulwirkungsgrad

Der in Kapitel 3.5.2 vorgestellte elektrische Eigenbedarf der Antriebseinheit zur zweiachsigen Nachführung der PV-Module ist in Abbildung 6.5 über einen Tag hinweg gemeinsam mit den zugehörigen Azimut- und Anstellwinkeln der vermessenen Modulträger dargestellt. Der Antrieb besteht aus einem in Intervallen von 10 Minuten für jeweils 6 Sekunden betriebenen Asynchronmotor mit einer Nennleistung von 140 W. An dem betrachteten Sommertag betrug der Tagesertrag von 12 auf einen Wechselrichter speisenden nachgeführten Modulen 27 kWh, der Ertrag der zum Vergleich arretierten 12 Module 18,2 kWh. Der aus Abbildung 6.5 ersichtliche Eigenbedarf für die Nachführung von ca. 51 Wh liegt – wie bereits in [6-SWE04] ausführlich dargestellt – unterhalb 1% des durch die Nachführung erzielten

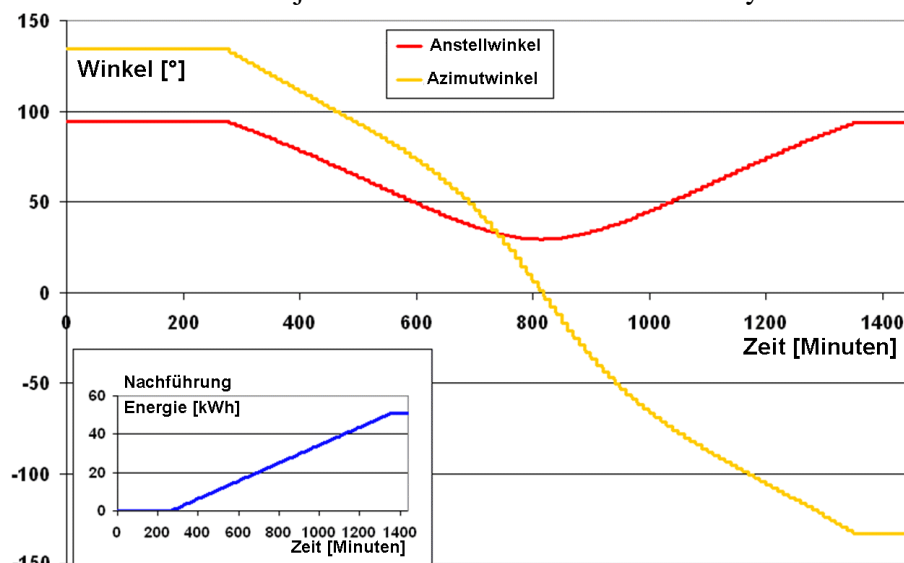


Abbildung 6.5: Modulwinkel sowie Eigenbedarf der zeitdiskreten zweiachsigen Nachführung

Mehrertrages von 8,8 kWh (48,4%).

6.1.3 Parametrierung und Verifikation der entwickelten Photovoltaik-Modelle

Wie aus dem Strukturbild in Abbildung 3.21 der im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten und in Kapitel 3.5 beschriebenen betrieblichen PV-Modellierung bekannt, kann die effektive Einstrahlung auf die Module entweder aus

- vorhandenen Messwerten entnommen, oder falls nicht verfügbar
- synthetisch anhand der in Tabelle 3.17 zusammengefassten Charakteristika

ermittelt werden.

Beide Möglichkeiten wurden innerhalb der hier angestellten Untersuchungen zur Verifikation der Modellierung betrachtet. Die entsprechenden Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

Basierend auf der durch eine Referenzzelle vom Typ *Aem 02* im betrachteten Zeitraum gemessenen solaren Einstrahlung an einem wolkenlosen Sommertag bzw. einem bewölkten Herbsttag stellt Abbildung 6.6 die *simulierte* und an der realen Anlage *gemessene* elektrische AC-Leistungsabgabe einer *fixierten Modulgruppe* vergleichend gegenüber.

Es wird deutlich, dass die Simulation beide – für die jeweilige Jahreszeit typischen – Verläufe realitätsnah abbildet, wobei die leichten Abweichungen durch die temperaturabhängige Genauigkeit der Referenzzelle, sowie die im Modell nicht berücksichtigten Einflüsse der Windgeschwindigkeit- und Windrichtung auf die Modultemperatur zu erklären

sind. Da sowohl in der realen Freilandanlage als auch innerhalb der Modellierung die Wechselrichter-Regelung auf $\cos \varphi = 1$ eingestellt war, wird keine Blindleistung übertragen.

Weiterhin wurden zur *synthetischen Generierung* der solaren Einstrahlung (siehe Kapitel 3.5.2) die in Abbildung 6.1 gegebenen Charakteristika des geographischen Aufstellungsortes, sowie der Ausrichtung der PV-Module verwendet. Für die Berechnung der orts- und zeitabhängigen Streu- und Absorptions-Einflüsse sowie der auch durch das Datum beeinflussten stochastisch generierten Wetterlage (Bewölkungsgrad, Windgeschwindigkeit) wurden die in Tabelle 3.18 aufgelisteten Defaultwerte verwendet. Unter weiterer Berücksichtigung des Einstrahlungswinkels, sowie der resultie-

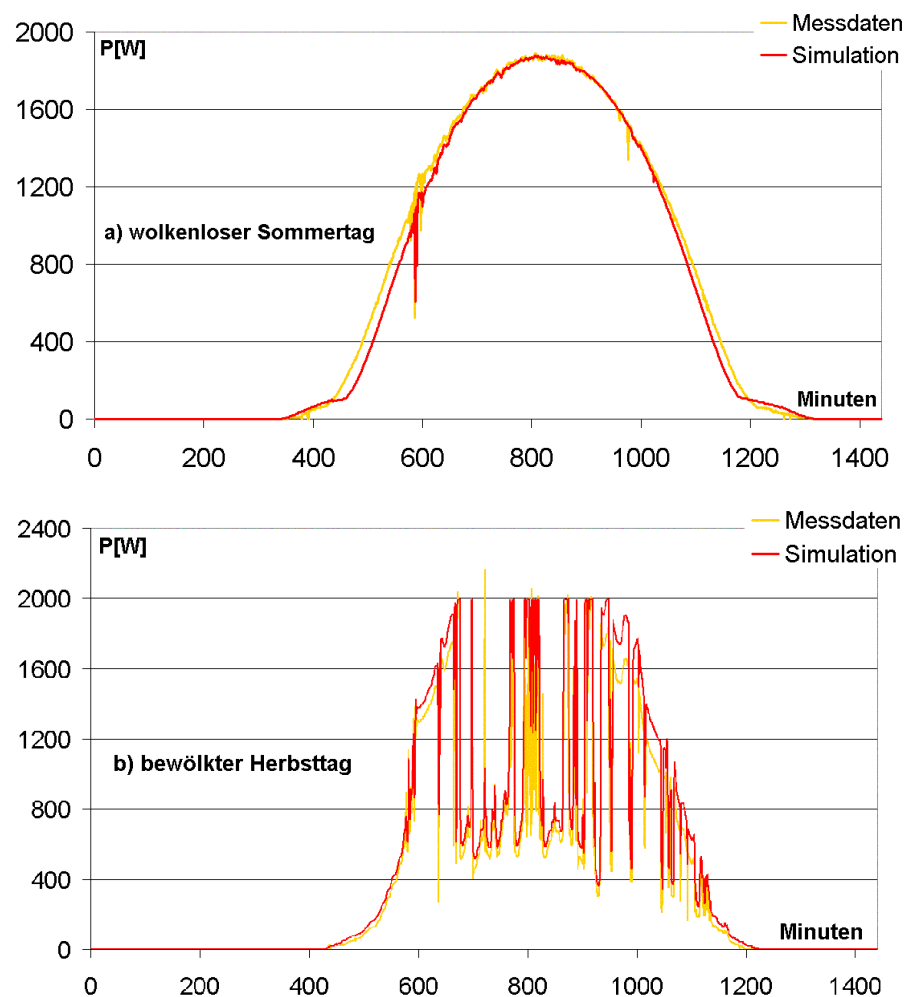


Abbildung 6.6: Vergleich des gemessenen und simulierten Tagesverlaufes der generierten elektrischen Leistung für einen wolkenlosen Sommer-, sowie einen bewölkten Herbsttag

renden solaren Strahlungsintensität zeigt Abbildung 6.7 den Vergleich der gemessenen und der modellierten elektrischen Wirkleistung für *fixierte* sowie *2-achsig nachgeführte* Modulträger an einem Sommertag.

Es wird somit deutlich, dass neben der Verwendung von Einstrahlungsmesswerten auch die synthetisierten Einstrahlungsdaten eine gute Grundlage für die Modellierung der elektrischen Leistung der Anlage bilden. Die beobachtbaren Unterschiede im Bereich des Sonnenauf- sowie Sonnenuntergangs ergeben sich hier aus dem schwer zu berechnenden Diffusstrahlungsanteil, wobei für die nachgeführten Module der realen Anlage zusätzlich eine konstruktiv bedingte maximale Auslenkung der Modulträger eine optimale Ausrichtung der Freilandanlage in diesen Zeitbereichen verhindert.

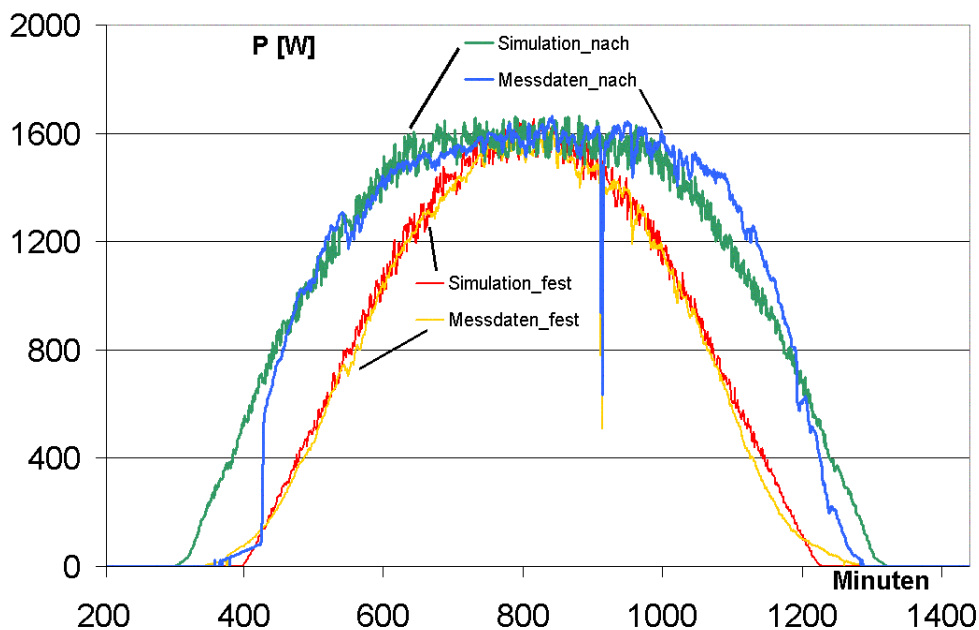


Abbildung 6.7: Vergleich gemessener und simulierter Wirkleistung fixierter („fest“) und nachgeführter („nach“) Module

Die beobachtbaren Unterschiede im Bereich des Sonnenauf- sowie Sonnenuntergangs ergeben sich hier aus dem schwer zu berechnenden Diffusstrahlungsanteil, wobei für die nachgeführten Module der realen Anlage zusätzlich eine konstruktiv bedingte maximale Auslenkung der Modulträger eine optimale Ausrichtung der Freilandanlage in diesen Zeitbereichen verhindert.

6.2 Systemstudien einer dezentralen Elektrizitätsversorgung

Die in Kapitel 3.5.1 dargestellten umweltpolitischen Ziele und finanziellen Förderungen (Investitionszulagen bzw. Einspeisevergütung) führen zu einer bundes- und weltweit stetig wachsenden installierten PV-Leistung, Abbildung 3.18. Bei der Planung und Auslegung photovoltaikbasierter Energiesysteme werden meist jährliche, regionale Einstrahlungsdaten wie beispielsweise das mittlere Strahlungsangebot in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ⁴³ verwendet. Eine optimale Ausnutzung der eingestrahlt Solarenergie, sowie der installierten Anlagenkomponenten erfordert andererseits sowohl bei netzgekoppelten als auch besonders bei netzunabhängig betriebenen Energiesystemen

- eine sorgfältige Abstimmung der Anlagenkomponenten auf die vorhandene Infrastruktur und gegebene wirtschaftliche Randbedingungen (z.B. Tarife),
- die Verwendung zeitlich hochaufgelöster, lokaler Insolations- und Lastkurven und
- die Entwicklung einer an die Spezifika des Energiesystems angepassten wartungsarmen Regelstrategie.

Im Folgenden wird die vergleichende Untersuchung einer *photovoltaikbasierten Elektrizitätsversorgung* eines abgelegenen Wohngebäudes mit wachsendem Grad an energetischer Autarkie (Konfigurationen 1 bis 4) vorgestellt.

Zur Identifikation der Parameter der jeweilig zu verwendenden Systemkonfiguration werden die in der vorliegenden Arbeit entwickelten Modelle zur betrieblichen Simulation dezentraler Versorgungsstrukturen (Kapitel 3), sowie die in Kapitel 5 vorgestellten metaheuristischen Optimierungsmethoden verwendet.

Die zu Grunde gelegte *elektrische Verbraucherlast* eines 140 m^2 Niedrigenergie-Hauses einer vierköpfigen Familie mit einem Jahres-Elektrizitätsverbrauch von etwa 4600 kWh stand aus Messwerten des NRW-Projektes „50 Solarsiedlungen“ mit einer Zeitauflösung von 15 Minuten für ein

⁴³ Das mittlere Strahlungsangebot schwankt in Europa von Norden nach Süden zwischen 850 und $1750 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$.

komplettes Jahr zur Verfügung, [3-VAS02]. Über den gleichen Zeitraum konnten die hochauflösenden Messreihen *solarer Einstrahlung* der in Kapitel 6.1 vorgestellten Messung an einer PV-Anlage am Niederrhein entnommen werden, siehe auch [6-SWE04]. Die installierte Photovoltaik-Fläche wird in den folgenden Varianten verändert, die Ausrichtung und somit der Ertrag pro Flächeneinheit bleiben identisch. Die betriebliche Modellierung der beteiligten Systemkomponenten kann Kapitel 3 entnommen werden und soll hier nicht noch einmal ausgeführt werden. Abbildung 6.8 zeigt die Komponenten, aus welchen sich über Anpassung der Schalterstellungen die hier untersuchten Versorgungsvarianten herstellen lassen.

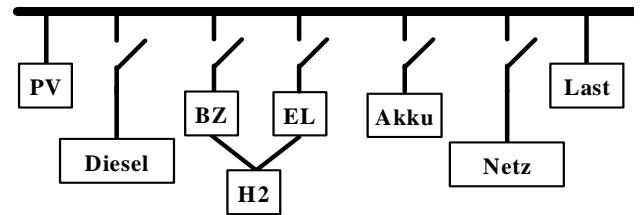


Abbildung 6.8: Anlagenkomponenten der untersuchten Versorgungsvarianten

Alle elektrischen Verbraucher werden mit 400 V AC versorgt. Die für die PV-Einspeisung, den Akkumulator sowie die Brennstoffzelle und den Elektrolyseur erforderlichen Umrichter sind in der Abbildung nicht dargestellt, werden aber innerhalb der Modellierung berücksichtigt. Die einfachste untersuchte Systemvariante geht vom *netzparallelen Betrieb* der Photovoltaik-Anlage aus (*Konfiguration 1*); dies entspricht dem heute üblichen Betrieb von PV-Anlagen. Der Netzaustausch kann deutlich reduziert werden, wenn ein kleiner *Dieselmotor* betrieben wird (*Konfiguration 2*); ein zusätzlich hinzugefügter *Akkumulator* gleicht den noch verbleibenden Netzaustausch aus, womit völlige Unabhängigkeit vom öffentlichen Elektrizitätsnetz erreicht wird (*Konfiguration 3*); schließlich kann zur Realisierung einer autarken und rein regenerativen Versorgung der Dieselmotor durch einen *Wasserstoff-Pfad* (bestehend aus Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle) ersetzt werden (*Konfiguration 4*). Tabelle 6.1 fasst die ermittelten Anlagendimensionierungen, sowie die resultierenden Arbeitskosten zur Versorgung der Lasten für die untersuchten Varianten zusammen.

Tabelle 6.1 Untersuchte Systemvarianten der PV-basierten Hausversorgung

Konfiguration	Photovoltaik	Netzan-schluss	Diesel-Generator	NiCd-Akkumu-lator	H2-Tank	Elektroly-seur	Brennstoff-zelle	Arbeits-kosten
1	3,6 kW	x	-	-	-	-	-	0,19 ¹⁾ 0,05 ²⁾ €/kWh
2	3,6 kW	x	0,95 kW	-	-	-	-	0,28 ¹⁾ €/kWh
3	5,6 kW	-	0,95 kW	17,0 kWh	-	-	-	0,94 ³⁾ €/kWh
4	5,2 kW	-	-	19,4 kWh	2580 kWh	11,4 kW	1,3 kW	1,48 €/kWh
Inves-tition	4200 €/kW	-	250 €/kW	40 €/kWh	24 €/kWh	5000 €/kW	4000 €/kW	-

¹⁾ 0,13 €/kWh Einspeisevergütung

²⁾ 0,48 €/kWh Einspeisevergütung entsprechend EEG

³⁾ Diesel 3 €/l (siehe Text)

Für die Abschreibung der Investitionskosten der Komponenten wurde in den Berechnungen eine Betriebsdauer von 20 Jahren angenommen. Zinsen wurden nicht berücksichtigt, da in der Praxis vielfältige, regional unterschiedliche Modelle für die Bezuschussung innovativer Energiesysteme existieren; im konkreten Fall könnte dies aber leicht mit in die Berechnung aufgenommen werden. Abbildung 6.10 zeigt die Jahresverläufe von

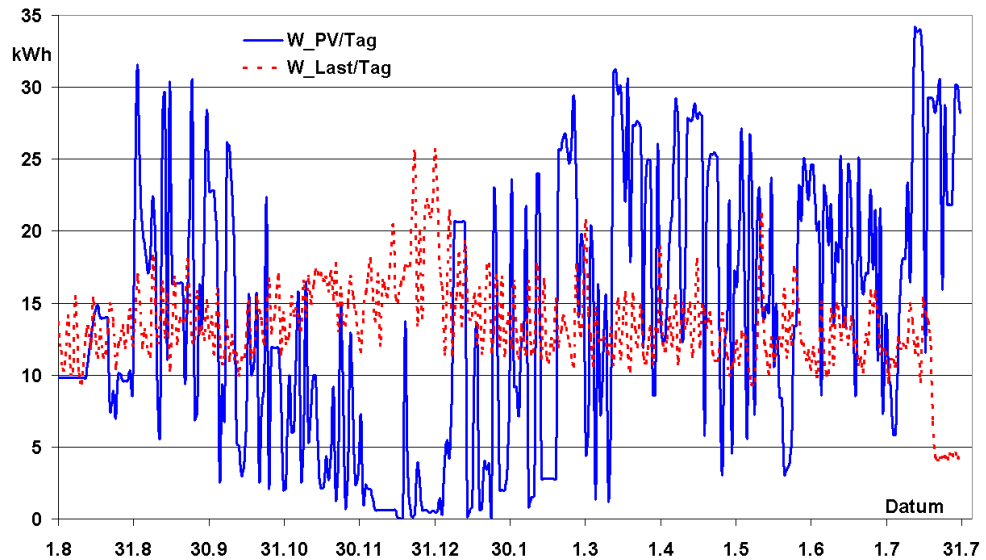


Abbildung 6.10: Jahresverlauf des Elektrizitätsverbrauches sowie des PV-Ertrags

Elektrizitätsverbrauch und PV-Einspeisung (35 m² Modulfläche); es ist deutlich ersichtlich, dass wegen der Nicht-Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch grundsätzlich ein Ausgleich – entweder durch Netzkopplung oder Langzeit-Speicherung – erforderlich ist. Weiterhin zeigt Abbildung 6.9, dass für alle netzunabhängigen Varianten auch eine Kurzzeitspeicherung erforderlich ist, da auch im Tagesverlauf Erzeugung und Verbrauch kaum korrelieren.

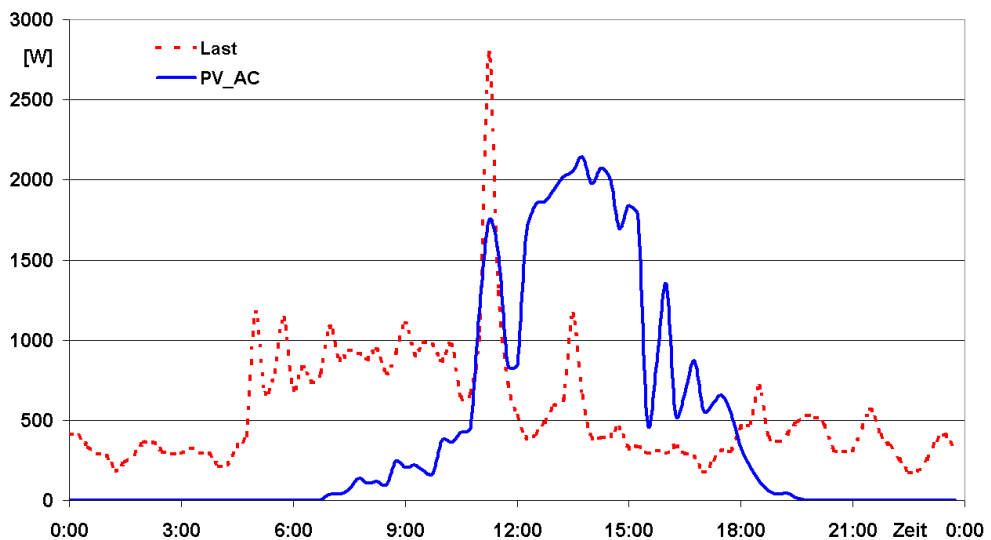


Abbildung 6.9: Tagesverlauf der el. Verbraucherlast sowie der PV-Einspeisung am Beispieltag des 5. September

Das Ziel einer wirtschaftlichen Versorgung der Verbraucher sowie verschiedene technische und wirtschaftliche Randbedingungen für den Betrieb der beteiligten Komponenten wie z.B.

- minimale Stillstands-, bzw. Laufzeit des Dieselgenerators, des Elektrolyseurs, bzw. der Brennstoffzelle vor nächster Schaltung,
- Minimierung der Anzahl von Betriebszyklen für Dieselgenerator, Elektrolyseur und Brennstoffzelle,
- möglichst konstanter Betrieb dieser Einheiten (d.h. Leistungsspitzen müssen vom Akkumulator aufgefangen werden) zur Verlängerung der Lebensdauer,
- Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität, sowie Einhaltung von Sicherheitsreserven (Akkumulator und Wasserstoffspeicher)

erfordern intelligente Strategien für den Betrieb der Gesamtanlage.

Die gegenseitige Beeinflussung der Komponentenbetriebstrategien, sowie die starke Abhängigkeit zwischen Betrieb und der notwendigen Anlagendimensionierung werden besonders in den komplexeren Systemvarianten (z.B. Konfiguration 4) deutlich. Hier wurden daher die in Kapitel 5 erläuterten

ten Verfahren der *Computational Intelligence* eingesetzt, um die optimale Dimensionierung der Anlage sowie die Einstellung der Regelungs-Parameter auf Basis der hochaufgelösten Jahresverläufe von Elektrizitätsverbrauch und Photovoltaik-Einspeisung zu ermitteln.

Abbildung 6.11 bis Abbildung 6.17 geben beispielhafte Ergebnisse der Simulationsstudie für die untersuchten Konfigurationen entsprechend Tabelle 6.1 wieder.

Der in den Abbildungen jeweils gezeigte charakteristische Beispieltag⁴⁴ steht dabei stellvertretend für die Vielzahl aller Untersuchungen, die unter Verwendung der

genannten Messwerte über den Zeitraum eines *vollständigen Jahres* durchgeführt wurden. Somit wurde sichergestellt, dass die Dimensionierung der Anlagenkomponenten – und hier insbesondere auch der Energiespeicher – für den gesamten Jahresverlauf bemessen ist.

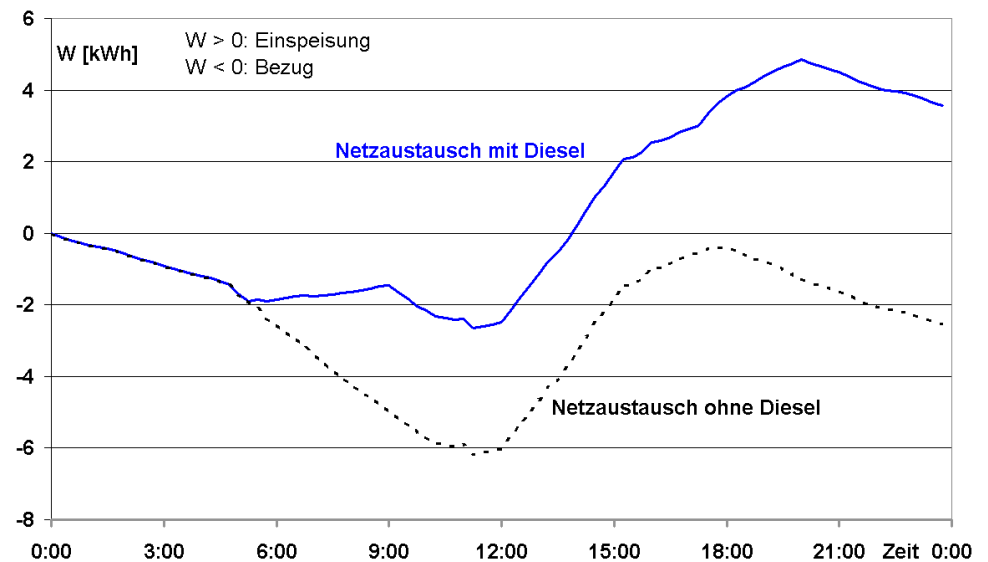
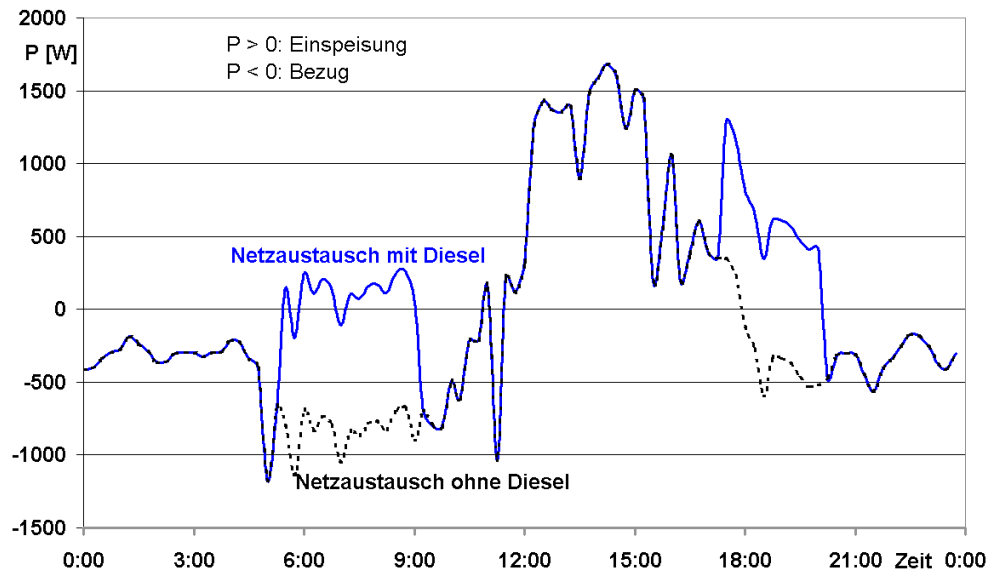


Abbildung 6.11: Netztaustauschleistung und -Energie der Hausversorgung ohne bzw. mit Dieselgenerator am Beispieltag

6.2.1 Photovoltaikanlage im Netzparallelbetrieb

Abbildung 6.10 zeigt den elektrischen Verbrauch und den generierten PV-Ertrag am Beispieltag. Die durch den Einsatz von Optimierungsverfahren ermittelte installierte PV-Leistung beträgt $3,6 \text{ kW}_{\text{peak}}$ (25 m^2) für die hier zu Grunde liegende *Konfiguration 1*. Das öffentliche Netz dient in diesem Fall dem Ausgleich der kurzzeitigen Diskrepanz zwischen Verbrauch und generierter PV-Leistung sowie darüber hinaus auch als zusätzliche Energiequelle, da der Ertrag der Photovoltaik-Anlage den Tages-Energiebedarf nicht decken kann. Den Leistungsaustausch mit dem Versorgungsnetz zeigt Abbildung 6.11 (gestrichelte Kurven), wobei die über ein Jahr kumulierte bezogene elektrische Energie 2121 kWh beträgt. Dies entspricht einem PV-Deckungsgrad von etwa 56 % und

⁴⁴ Es handelt sich um den 5. September 2003, einen herbstlichen Werktag mit wechselnder Bewölkung.

liegt bei Berücksichtigung der installierten PV-Leistung in guter Übereinstimmung zu den in [6-WIE03] angegebenen Daten einer Solarsiedlung in Gelsenkirchen.

6.2.2 Begrenzung der Bezugsleistung durch Dieselgenerator

Zur Reduzierung der maximalen Bezugsleistung und -dauer beispielsweise aufgrund eines schwachen Netzanschlusspunktes kann bei unveränderter PV-Anlage ein kleiner Dieselgenerator installiert werden (*Konfiguration 2*). Als einfache Betriebsstrategie soll der Dieselgenerator (Nennleistung $0,95 \text{ kW}_{el}$) während der regelmäßig auftretenden Lastspitzen in den Morgen-, bzw. den späteren Abendstunden eingesetzt werden. Er wird somit an Werktagen von 6 bis 10 Uhr sowie von 18 bis 21 Uhr mit seiner Nennleistung betrieben. Der Netzaustausch wird dadurch deutlich geglättet (siehe Abbildung 6.11) und außerdem der Tages-Energiebedarf zusammen mit der PV-Einspeisung nun vollständig gedeckt. Das Netz dient nun lediglich noch als Kurzzeit-Energiepuffer. Der höhere Grad an Autarkie bewirkt jedoch auch eine Steigerung der Arbeitskosten zur Versorgung der Verbraucher auf nun $0,28 \text{ €/kWh}$ (siehe Tabelle 6.1).

6.2.3 Netzunabhängigkeit durch Akkumulator

Die Simulationsrechnungen zeigen, dass eine erhöhte PV-Leistung von $5,6 \text{ kW}_{peak}$ sowie die Integration eines NiCd-Akkumulators (siehe [6-KER04]) mit 17 kWh Speicherkapazität eine völlige Unabhängigkeit vom öffentlichen Elektrizitätsnetz ermöglichen. Der Akkumulator übernimmt nun als Kurzzeitspeicher an

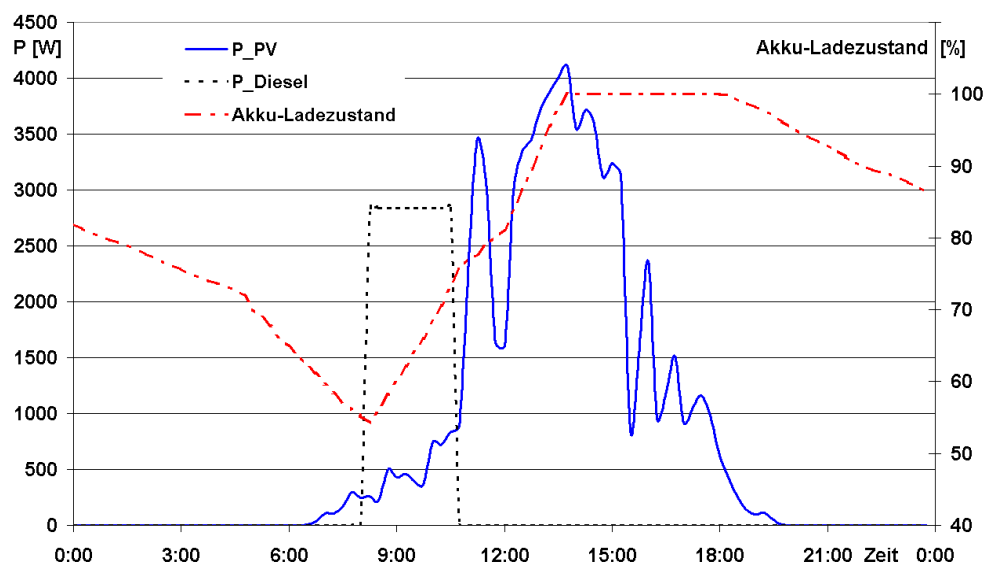


Abbildung 6.12: Hybridsystem aus PV, Akkumulator und Dieselgenerator am Beispieltag

Stelle des Netzes die Entkopplung zwischen solarer Generierung und Verbrauch (*Konfiguration 3*). Die maximale Lade-/Entladeleistung des Akkumulators wurde mit jeweils 5 kW berücksichtigt; für den Dieselgenerator wurde eine Zweipunktregelung in Abhängigkeit des Akkumulator-Ladezustandes vorgesehen:

- Dieselgenerator *ein* mit Nennleistung ($0,95 \text{ kW}$), wenn Akkumulator-Ladung kleiner als 55% ;
- Dieselgenerator *aus* wenn Akkumulator-Ladung größer als 75% .

Durch diese Hysterese wird die Anzahl und die Dauer der Betriebszyklen des Dieselgenerators begrenzt und gleichzeitig eine extreme Entladung des Akkumulators vermieden, Abbildung 6.12.

Innerhalb der Konfiguration 3 wurden weiterhin die Auswirkungen einer Änderung des Dieselpreises, sowie der installierten PV-Leistung auf die Arbeitskosten zur Versorgung der Lasten untersucht.

Wie in Abbildung 6.13 ersichtlich bestimmt die Fläche der PV-Anlage den Jahresanteil des Dieselgenerators an der Versorgung der Verbraucher. Aufgrund des Akkumulatorwirkungsgrades kann der Anteil 100 % übersteigen. Weiterhin ist zu erkennen, dass steigende Dieselpreise das Minimum der Arbeitskosten hin zu

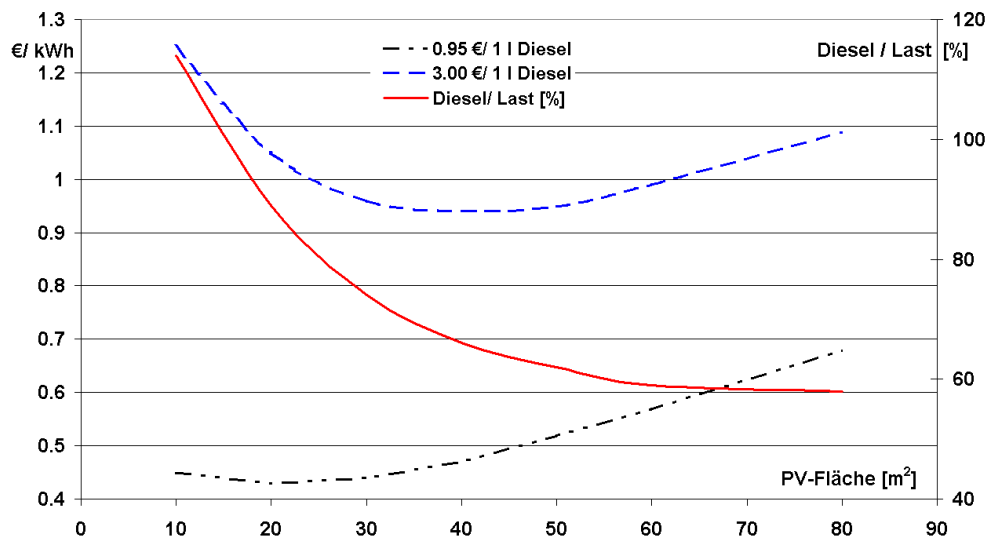


Abbildung 6.13: Zusammenhang zwischen Dieselpreis, Deckungsgrad, PV-Fläche, und Arbeitskosten

höherer installierter PV-Leistung verschieben (0,94 €/kWh bei $5,6 \text{ kW}_{\text{peak}} \equiv 40 \text{ m}^2$ und 3,00 €/l, 0,44 €/kWh bei $3,6 \text{ kW}_{\text{peak}} \equiv 25 \text{ m}^2$ und zum Zeitpunkt der Durchführung der Untersuchung (2005) üblichen Dieselpreisen von 0,95 €/l). Vergleichswerte aus der Literatur bewegen sich in ähnlicher Größenordnung (siehe [3-GLÖ03]).

6.2.4 Innovative Lösung mit Wasserstoffpfad

Ein Langzeit-Speicherpfad auf Wasserstoffbasis, bestehend aus Hochdruck-Elektrolyseur, H_2 -Tank und Brennstoffzelle tritt in *Konfiguration 4* an die Stelle des Dieselgenerators und führt zu einem rein regenerativen, autarken Energiesystem. Unter Anwendung des Verbraucherzählpfeilsystems können mit Hilfe von Abbildung 6.8 die folgenden Zusammenhänge zur Leistungsbilanz aller beteiligten Komponenten aufgestellt werden:

$$P_{\text{Akku}}(t) = (\eta_{\text{Umr,Akku}}(t))^k \cdot P_{\text{SaS}}(t)$$

mit

$$P_{\text{SaS}}(t) = P_{\text{Last}}(t) + P_{\text{PV}}(t) \cdot \eta_{\text{Umr,PV}}(t) + P_{\text{El}}(t) / \eta_{\text{Umr,El}}(t) + P_{\text{Bz}}(t) \cdot \eta_{\text{Umr,Bz}}(t) \quad (6.1)$$

$$k = 1 \quad \text{wenn} \quad P_{\text{SaS}}(t) < 0$$

$$k = -1 \quad \text{wenn} \quad P_{\text{SaS}}(t) \geq 0$$

mit den von der Zeit t abhängigen Größen:

P_{Akku} : aktuelle elektrische Leistung des Akkumulators

$\eta_{\text{Umr,Akku}}$: arbeitspunktabhängiger Wirkungsgrad des Akkumulator-Umrichters

P_{SaS} : aktuelle Leistungsbilanz an der Sammelschiene

P_{PV} : aktuell elektrisch generierte Leistung der PV-Anlage

$\eta_{\text{Umr,PV}}$: arbeitspunktabhängiger Wirkungsgrad des PV-Umrichters

P_{El} : aktuelle elektrische Leistung des Elektrolyseurs

$\eta_{\text{Umr,El}}$: arbeitspunktabhängiger Wirkungsgrad des Elektrolyseur-Umrichters

P_{Bz} : aktuelle elektrische Leistung der Brennstoffzelle

$\eta_{\text{Umr,Bz}}$: arbeitspunktabhängiger Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Umrichters

Um bei gegebener Komplexität dieses Systems ein technisch sinnvolles und wirtschaftlich optimales Betriebsverhalten zu erreichen, wurden weitere Betriebsregeln in die Simulation der Anlage

eingebunden. Das resultierende gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem wurde anschließend anhand der Methoden der *Computational Intelligence* (hier Genetischer Algorithmus, siehe Kapitel 5.3.2) gelöst.

Der Betrieb des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle (Langzeit-Speicher) wurde über eine Zweipunktregelung mit dem Ladezustand des Akkumulators (Kurzzeitspeicher) verknüpft, Abbildung 6.14.

Die Schwellenwerte wurden mit in die in Gleichung (6.2) dargestellte Optimierungsaufgabe einbezogen. Die Anfahrzeiten für den Elektrolyseur und die Brennstoffzelle wurden mit 70 Minuten bzw. 20 Minuten angesetzt; um die Beanspruchung dieser Komponenten zu reduzieren, wurde der Betrieb mit Nennleistung vorgesehen, wobei die aktuelle Leistung des Elektrolyseurs zusätzlich durch die maximal verfügbare Leistung aus Photovoltaik und Kurzzeitspeicher begrenzt wird, [3-GLÖ03]. Darüber hinaus wurde die mögliche Betriebszeit des Elektrolyseurs auf 9 bis 20 Uhr (nennenswerte solare Einstrahlung) begrenzt und ein Anfahren an das Überschreiten eines solaren Energieertrages⁴⁵ in den frühen Morgenstunden geknüpft. Die maximale Lade- und Entladeleistung des Akkumulators wurde hier mit jeweils 8 kW angesetzt. Tabelle 6.2 zeigt die innerhalb der Modellierung verwendeten vom Ladezustand abhängigen Selbstentladungsraten des Akkumulators sowie des Wasserstoffpfades. Details zu den Speichercharakteristika, sowie zum Zusammenhang zwischen Selbstentladungsrate und Verlauf des Ladezustandes sind in Kapitel 3 dargestellt (siehe Abbildung 3.12).

Der Zykluswirkungsgrad eines Lade- Entladevorganges wurde für den Kurzzeitspeicher mit 60,2 %, für den Wasserstoffpfad, inklusive Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle mit 37,2 % angesetzt.

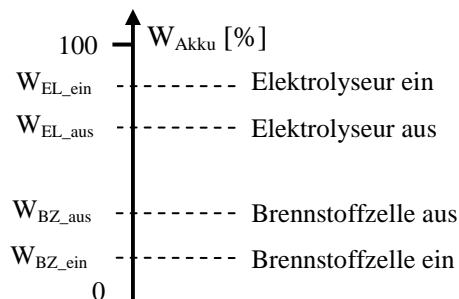


Abbildung 6.14: 2-Punkt-Regler für Brennstoffzelle und Elektrolyseur

Tabelle 6.2 Verwendete Selbstentladungsraten des Kurz- und Langzeitspeichers

Ladezustand [%]	20	40	60	80	100
Verluste pro Monat Akku [%]	8,9	10,4	12,5	13,1	13,7
Verluste pro Monat H ₂ [%]	0,10	0,12	0,14	0,15	0,16

Da auch für diese Konfiguration die bereits vorgestellten Mess-, sowie Einstrahlungswerte verwendet wurden, liegt dem im Folgenden vorgestellten Optimierungsproblem wiederum der Zeitraum eines Jahres zu Grunde.

Das Ziel der Optimierung besteht in der Minimierung der Arbeitskosten zur Versorgung der Verbraucher unter Einhaltung aller oben formulierten, sowie innerhalb von Gleichung (6.2) angegebenen Nebenbedingungen. Die 10 Variablen der Optimierung sind

- die Photovoltaik-Fläche ($A_{PV} \equiv$ installierte Peakleistung),
- die Nennleistung des Hochdruck-Elektrolyseurs ($P_{EL,n}$),
- die Nennleistung der Brennstoffzelle ($P_{BZ,n}$),
- die Speicherkapazität des Wasserstoff-Tanks ($W_{H_2,max}$),
- der Ladezustand des Wasserstoffspeichers zu Beginn der Simulation,
- die Speicherkapazität des Akkumulators ($W_{Akk,max}$), sowie
- die aus Abbildung 6.14 bekannten Schwellenwerte $W_{EL,ein}$, $W_{EL,aus}$, $W_{BZ,ein}$, $W_{BZ,aus}$.

⁴⁵ Ein solarer Energieertrag von 1 kWh bis 9 Uhr gilt als Indiz auf einen solar ertragreichen Tag. Falls verfügbar bietet die Modellierung alternativ eine Schnittstelle zur Verwendung einer Einstrahlungsprognose.

$$\min_x f(x) = \frac{1}{W_{Last}} \cdot \sum_i^n \frac{kosten_{Invest,i}(x)}{T_{LD}}$$

Nebenbedingungen:

$$W_{nv_last}(x) < 0.1 \text{ kWh},$$

$$\left| \frac{W_{H2,start}(x)}{W_{H2,end}(x)} - 1 \right| \leq 10\% \quad (6.2)$$

$$W_{EL,ein} - W_{EL,aus} \geq 10\%$$

$$W_{BZ,aus} - W_{BZ,ein} \geq 10\%$$

mit

W_{Last} : elektrische Jahresenergiebedarf der Verbraucher

$kosten_{Invest,i}$: Investitionskosten der Komponente i

T_{LD} : angesetzte Lebensdauer der Komponenten (20 Jahre)

$W_{nv,last}$: innerhalb des Jahres maximal erlaubte fehlende Energie zur Versorgung der Lasten

$W_{H2,start}; W_{H2,end}$: Ladezustand des H_2 -Speichers zu Beginn / Ende des betrachteten Zeitraumes

Die in Gleichung (6.2) formulierte Nebenbedingung zum Ladezustand des Langzeitspeichers zu Beginn bzw. am Ende des betrachteten Zeitraumes ($W_{H2,start}$ $W_{H2,end}$) muss dabei in die Optimierung aufgenommen werden, um eine jahreszyklische Fahrweise des Speichers zu gewährleisten. Die vorgegebenen Mindestabstände der Schwellwerte des Zweipunktreglers im Wasserstoffpfad dienen der Begrenzung der Betriebszyklen von Brennstoffzelle und Elektrolyseur. Alternativ können der Optimierung für beide Betriebszyklen auch absolute Obergrenzen vorgegeben werden, falls diese bekannt sind.

Die Lösung des gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems erfolgte mit Hilfe des in Kapitel 5 vorgestellten *Genetischen Algorithmus*. Für die gegebene Aufgabe als günstig identifizierte Parameter des Algorithmus sind 40 Individuen je Population, ein Generation-Gap von 90%, eine Mutations-Rate von 3,5%, sowie eine binäre 20-stellige Zahlendarstellung. Spezifika des Algorithmus, sowie allgemeine Informationen zu Verfahren der *Computational Intelligence* und *Genetischen Algorithmen* können dem Kapitel 5 entnommen werden. Die im Folgenden dargestellte Lösung der Optimierungsaufgabe lag nach etwa 150 Generationen vor, wobei eine Ausdehnung auf 10.000 Generationen das Ergebnis nur noch um weniger als 0,1% verbesserte.

Die aus der Optimierung resultierende Dimensionierung der einzelnen Komponenten der Konfiguration 4 mit innovativem Wasserstoffpfad, sowie die zugehörigen Arbeitskosten zur Versorgung der Verbraucher können der Tabelle 6.1 entnommen werden. Es ist auffällig, dass sich die Dimensionierung der Brennstoffzelle, sowie des Elektrolyseurs gut mit den in Kapitel 3 angegebenen Nennleistungen verfügbarer Aggregate deckt. Die zugehörigen Schwellwerte des Zweipunktreglers sind in Tabelle 6.3 angegeben.

Tabelle 6.3 Optimierte Schwellwerte des Zweipunktreglers im Wasserstoffpfad

	$W_{EL,ein}$	$W_{EL,aus}$	$W_{BZ,aus}$	$W_{BZ,ein}$
Ladezustand des Akkus [%]	61,3	50,9	29,7	18,6

Abbildung 6.15 fasst die für das gesamte Jahr untersuchten Ergebnisse der betrieblichen Modellierung unter Verwendung der in der Optimierung gefundenen Anlagen- und Reglerdimensionierungen anhand des Beispieltages (5. September 2003) zusammen. Der notwendige solare Energieertrag wurde hier in den Morgenstunden nicht erreicht, so dass der Elektrolyseur nicht betrieben wurde. Die über den Tag in der Photovoltaikanlage generierte elektrische Energie von etwa 20 kWh dient mit Unterstützung des Kurzzeitspeichers der Versorgung der Verbraucher, wobei der Ladezustand des Akkumulators eine gute Tageszyklichkeit aufweist.

Da der Ladezustand des Akkumulators zu keiner Zeit den Schwellwert von 18,6% unterschreitet, ist ein Betrieb der Brennstoffzelle am Beispieltag nicht notwendig.

Abbildung 6.16 gibt Aufschluss über den Betrieb der Brennstoffzelle sowie des Elektrolyseurs im Jahresverlauf. Der Elektrolyseur befindet sich aufgrund der oben ausführlich erläuterten Regeln sowie der Einstellungen im 2-Punktregler ausschließlich in den Frühlings- und Sommermonaten in Betrieb. Aufgrund der vom Optimierungsalgorithmus ermittelten hohen Nennleistung kann der Elektrolyseur so während der sonnenreichen Monate

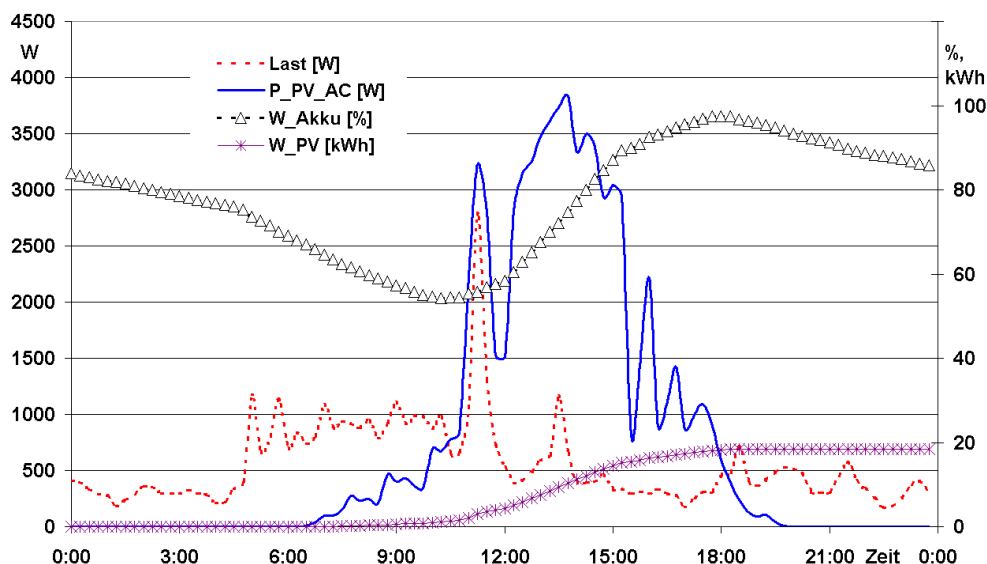


Abbildung 6.15: Ergebnisse der Systemkonfiguration 4 am Beispieltag im Herbst

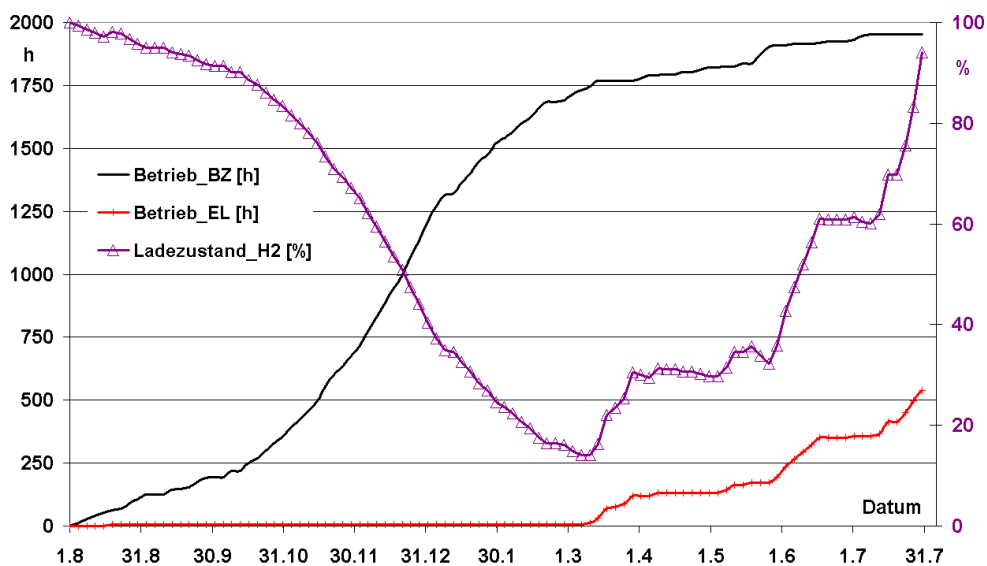


Abbildung 6.16: Ergebnisse der Systemkonfiguration 4 am Beispieltag im Herbst

in wenigen Wochen den über den Winter hinweg reduzierten Ladezustand des Wasserstoffspeichers wieder auffüllen. Dieser erreicht – wie auch als Nebenbedingung vorgegeben – am Ende des 12-monatigen Untersuchungszeitraumes (31.07.2003) wieder nahezu den anfänglichen Ladezustand (Jahreszyklizität).

Wie aus der Abbildung ersichtlich wird die wesentlich kleiner dimensionierte Brennstoffzelle dagegen über das ganze Jahr hinweg betrieben. Während sie in den Frühlings- und Sommermonaten nur gelegentlich zur Unterstützung des Kurzzeitspeichers benötigt wird, zeigt die starke Steigung der Kurve in den Wintermonaten hier einen besonders intensiven Betrieb an.

Der Einfluss einer Vergrößerung der Akkumulator-Kapazität auf den Betrieb von Brennstoffzelle und Elektrolyseur bei sonst gegenüber den Ergebnissen der Optimierung unveränderten Anlagen-Daten ist abschließend in Abbildung 6.17 gezeigt.

Die Anzahl der Betriebszyklen der Brennstoffzelle kann mit zunehmender Kapazität des Kurzzeitspeichers erheblich, die des Elektrolyseurs nur leicht reduziert werden. Auf Grund der steigenden Investitionskosten nehmen die Erzeugungskosten pro Kilowattstunde ebenfalls zu. Zur Einhaltung einer herstellerseitig vorgegebenen maximalen Zyklenzahl kann diese bei Bedarf natürlich mit in die Nebenbedingungen aufgenommen werden.

Zusammenfassend verdeutlichen Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16 die Komplexität des untersuchten dezentralen Versorgungssystems inklusive der sowohl kurz- als auch langfristig vorliegenden gegenseitigen betrieblichen Beeinflussung der Anlagenkomponenten. Um dennoch eine einfache und somit robuste Rege-

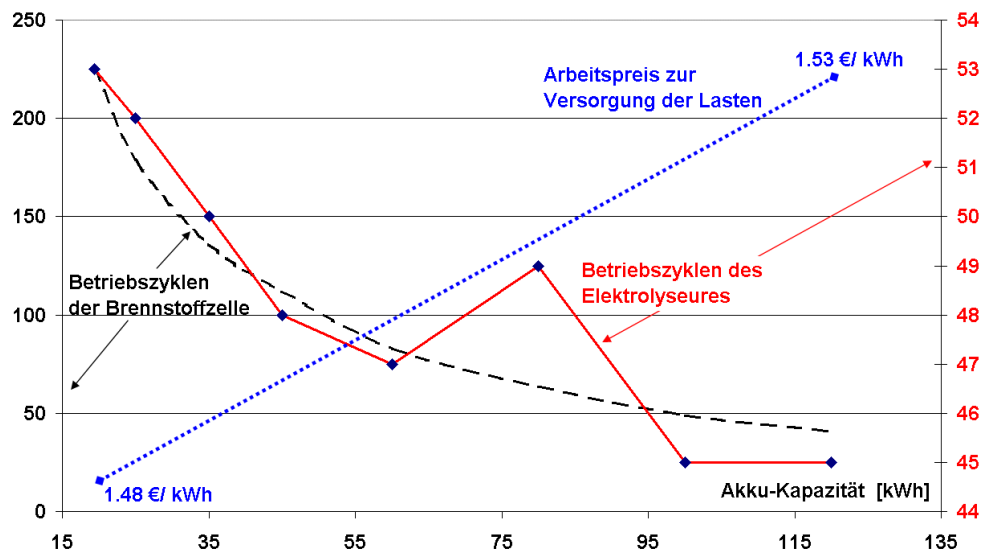


Abbildung 6.17: Betriebszyklen im Wasserstoffpfad in Abhängigkeit der Akkumulatorkapazität

lung des elektrischen Inselsystems zu gewährleisten, wurde hier der Ladezustand des Akkumulators als einzige Zustandsgröße zur Regelung des Systems ausgewählt. Neben der Komponentendimensionierung konnte der verwendete Optimierungsalgorithmus dabei erfolgreich zur Identifizierung der Parameter des 2-Punktreglers eingesetzt werden. Trotz der stochastischen Fluktuation von Elektrizitätsverbrauch und solarer Einstrahlung müssen die Variablen des Inselsystems somit nur einmal vor Betriebsbeginn ermittelt werden und sind dann im laufenden Betrieb unverändert gültig. Eine erneute Parameteridentifizierung des Zweipunktreglers im Optimierungsprozess zur Anpassung an ein geändertes Verbraucherverhalten ist möglich. Sie könnte beispielsweise im Abstand einiger Jahre innerhalb ohnehin notwendiger Wartungsarbeiten durchgeführt werden.

Wie bereits in Kapitel 3 hervorgehoben befinden sich Brennstoffzellen derzeit noch im prototypischen Stadium. Sowohl die angesetzten Investitionskosten als auch die geschätzte Lebensdauer (Abschreibungszeit) stellen somit Entwicklungsziele der jeweiligen Hersteller dar.

Die in der Tabelle 6.1 aufgeführten Ergebnisse der 4 untersuchten Systemkonfigurationen zeigen eine deutliche Steigerung der Arbeitskosten mit wachsendem Grad an Systemautarkie bzw. wachsendem Einsatz regenerativer Stromerzeugung. Diese Mehrkosten sind hauptsächlich auf die hohen Investitionskosten der PV-Module, des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle zurückzuführen. Wie bereits in Kapitel 3 am Beispiel der Photovoltaik dargestellt, lassen Untersuchungen der vergangenen Jahre bei einer Verdopplung der PV-Gesamtproduktion eine Verringerung der Modulpreise um etwa 20% erwarten. Unter der Annahme wachsender Kosten für fossile Energieträger ist also von einer Annäherung der Arbeitskosten innerhalb der verschiedenen Konfigurationen auszugehen. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang jedoch auch, dass besonders für die Brennstoffzelle die in den obigen Berechnungen angesetzte Lebensdauer von 20 Jahren unter Berücksichtigung der aktuellen Forschungsergebnisse auch mittelfristig ein ehrgeiziges Ziel darstellt.

6.2.5 Fazit und Ausblick

Die vorgestellte Simulationsstudie zur vergleichenden Untersuchung einer *photovoltaikbasierten Elektrizitätsversorgung* eines abgelegenen Wohngebäudes mit wachsendem Grad an Autarkie (Konfigurationen 1 bis 4) zeigt eine mögliche Anwendung der innerhalb der vorliegenden Arbeit entwickelten Komponentenmodelle für die Auslegung dezentraler Versorgungsstrukturen.

Der Fokus der auf realen Messwerten basierenden Untersuchungen wurde hier auf die Dimensionierung der beteiligten Systemkomponenten unter Berücksichtigung der in den Konfigurationen vorherrschenden technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen – inklusive der gegenseitigen betrieblichen Beeinflussung der Komponenten – gelegt. Innerhalb der komplexeren System-

konfiguration 4 konnte die mögliche Einbindung der in Kapitel 5 vorgestellten Methoden der *Computational Intelligence* in die betriebliche Modellierung der photovoltaik-basierten elektrischen Hausenergieversorgung aufgezeigt werden. Während es sich in der hier vorgestellten Studie ausschließlich um die Elektrizitätsversorgung handelte, können natürlich auch *kraft-wärmegekoppelte Systeme* untersucht werden. Die in diesem Fall wesentlich gesteigerte Komplexität bezüglich der Auslegung sowie des Betriebs des Energiesystems wird in Kapitel 6.5 dargelegt.

6.3 Betriebsführung von Windenergieanlagen und Windparks

Windenergieanlagen (WEA) und speziell deren rapide Zunahme sowie konzentrierte Ansammlung in Windparks stellen inzwischen einen nicht zu vernachlässigenden Einflussfaktor der regenerativen Generierung elektrischer Energie auf den Betrieb elektrischer Versorgungsnetze dar.

Im den nächsten Abschnitten werden daher die in Kapitel 3 vorgestellten Modelle zur *betrieblichen Simulation* der Windenergie beispielhaft anhand einer Untersuchung

- des Betriebsverhaltens eines Windparks mit 72 Einzelanlagen, sowie
- des kombinierten Betriebs einer WEA und eines Schwungmassenspeichers

verwendet. Abschließend wird kurz die erfolgreiche Einbindung der Modelle in einen Trainingssimulator zur Ausbildung von Betriebsführern angesprochen.

6.3.1 Energiemanagement im Windpark

Auch wenn heute noch nicht in der Praxis angewendet, bietet ein analog zum Betrieb konventioneller Kraftwerke an den Bedürfnissen des Netzes ausgerichtetes Windpark-Management große Vorteile in der Netzbetriebsführung, wobei – wie in den folgenden Abschnitten ersichtlich – die stochastisch geprägte Windenergie dennoch eine betriebliche Limitierung dargestellt.

Alle hier beispielhaft untersuchten Szenarien befassen sich mit einem Windpark mit 72 Einzelanlagen, welche rechtwinklig zueinander in 8 Zeilen und 9 Spalten mit einem Abstand von 4 Rotor-durchmessern aufgestellt sind, vergleiche Abbildung 3.46. Die Spezifika des Leistungsbeiwertes können Abbildung 3.39 entnommen werden; die weiteren technischen Daten der WEA zeigt Tabelle 6.4.

Tabelle 6.4 Technische Daten der Windenergieanlagen im Park

Generatortyp	Nennleistung	Rotordurchmesser	Nabenhöhe	Nennwindgeschwindigkeit	Rotorblattverstellung	Drehzahl [min ⁻¹]
DASM	2300 kW	90 m	80 m	14 m/s	ja	700-1300

DASM: doppeltgespeiste Asynchronmaschine

6.3.1.1 Sollwertsprung der vom Netzbetreiber angeforderten Wirkleistung

Abbildung 6.18a zeigt die zu Beginn der Untersuchung gegebene Anzahl aktiver WEA von 39. Der zu diesem Zeitpunkt gültige Parkfahrplan des Netzbetreibers gibt Sollwerte von $P_{Park,soll} = 58,7 \text{ MW}$, sowie $Q_{Park,soll} = 1 \text{ Mvar}$ vor, Abbildung 6.18b.

Der aktuelle Durchschnittswert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe beträgt $v_{wd} = 10,5 \text{ m/s}$, die Bodenrauigkeit wird mit $z_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ berücksichtigt, die spektrale Leistungsverteilung der Turbulenz ist durch $f = 0,2 \text{ Hz}$ und $n = 50$ charakterisiert, (siehe Kapitel 3.7.1 und Gleichung 3.17).

Unter Berücksichtigung der genannten Werte sowie der zugehörigen Windrichtung von $20,2^\circ$ stellen die WEA jeweils etwa 1,5 MW sowie 26 kvar zur Verfügung. Die Generatordrehzahl wurde entsprechend der hinterlegten Kurve zur leistungsoptimalen Anpassung der *Drehzahl* als Funktion der Windgeschwindigkeit auf 1300 min^{-1} eingestellt.

Aufgrund der relativ geringen Windgeschwindigkeiten im Zeitraum zwischen der vierzigsten und fünfzigsten Sekunde (markiert in Abbildung 6.18c) startet das Windpark-Management unter Ver-

wendung des in Gleichung (3.58) dargestellten Zusammenhangs zum Zeitpunkt $t = 47\text{ s}$ eine weitere WEA, die dann nach Berücksichtigung der eingestellten Anlaufzeit von 19 s mit dem Netz synchronisiert wird (Abbildung 6.18a).

Eine kurze Zeit später – zum Zeitpunkt $t = 70\text{ s}$ – trifft der neue Parkfahrplan des Netzbetreibers ein, welcher einen Wirkleistungsollwert von 70,0 MW, sowie einen unveränderten Blindleistungsollwert (1 Mvar) vorgibt, siehe Abbildung 6.18b. Die Wirkleistungsregler verändern die Rotorblattwinkel der aktiven WEA, können den neuen Sollwert jedoch nicht erreichen. Unter Berücksichtigung der eingestellten minimalen Zeit zwischen zwei Schalthandlungen von 47 s werden zum Zeitpunkt $t = 94\text{ s}$ 7 weitere WEA vom Parkmanagement gestartet. Abbildung 6.18b zeigt im markierten Ausschnitt die durch den hier als konstant angenommenen Eigenbedarf der anfahren- den Anlagen von 50 kW verursachte reduzierte Wirkleistungsabgabe des Windparks. Der reaktive Eigenbedarf der Anlagen von jeweils 50 kvar wird von der Blindleistungsregelung der aktiven doppeltege-

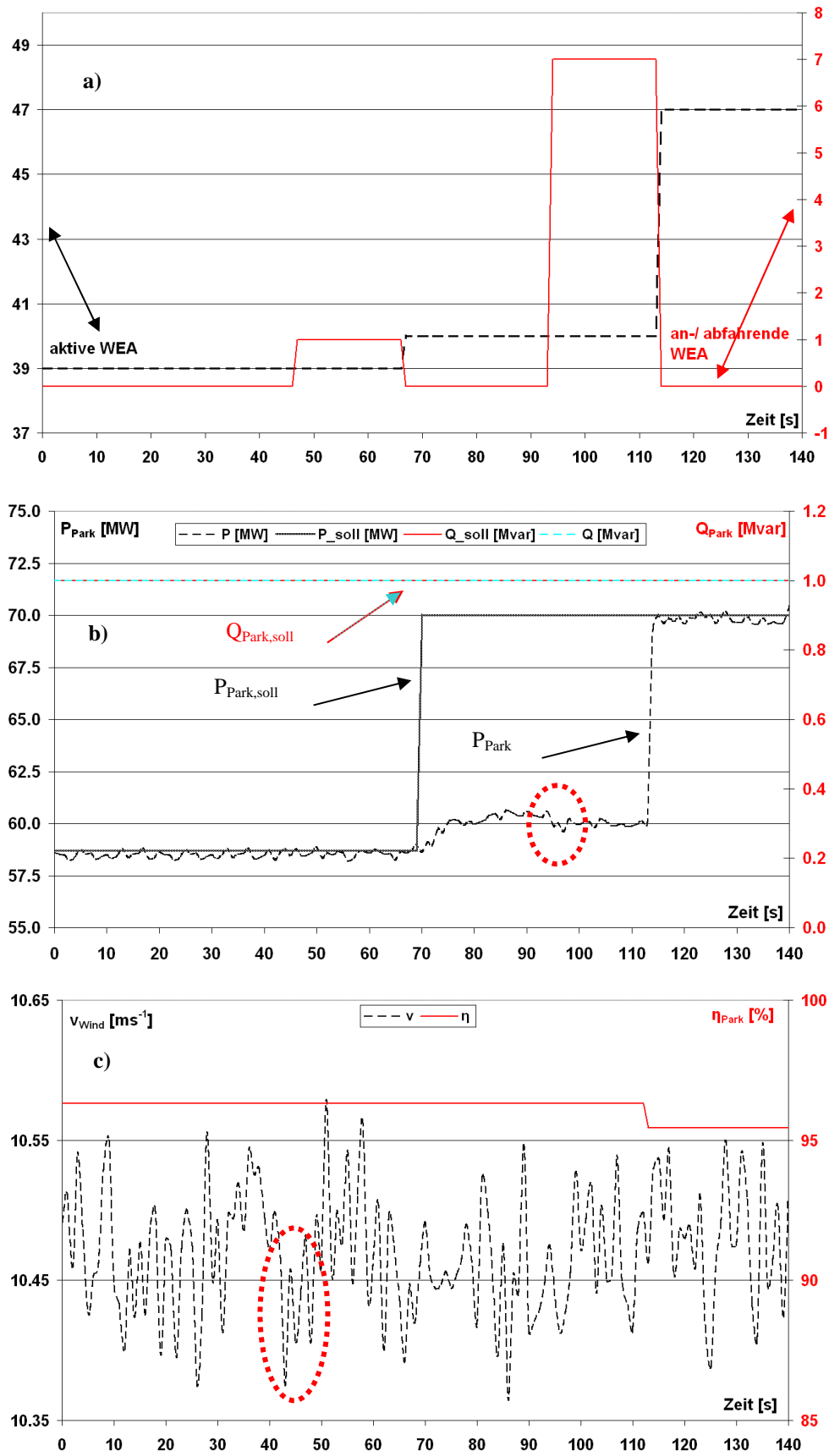


Abbildung 6.18: Sollwertänderung im Windpark

speisten Asynchrongeneratoren kompensiert. Nachdem die 7 anfahrenen WEA zum Zeitpunkt $t = 113 \text{ s}$ mit dem Netz synchronisiert wurden, wird der neue Wirkleistungssollwert innerhalb weniger Sekunden erreicht, Abbildung 6.18b.

Die im Kapitel der Nachlaufströmung (3.7.5.2) erläuterte Reduktion des Parkwirkungsgrades durch die abgeschattete Position der neuen WEA wird in Abbildung 6.18c ebenfalls deutlich. Durch das Anfahren der 8 zusätzlichen Anlagen konnte das kontinuierlich an den Netzbetreiber übermittelte *kurzfristig verfügbare Wirkleistungsband* (siehe auch Abbildung 3.53) des Windparks von 61,5 MW auf 73,0 MW erhöht werden. Das *langfristig* durch das Anfahren aller WEA maximal *verfügbare Wirkleistungsband* bleibt unter Berücksichtigung der aktuellen Umweltbedingungen unverändert auf 113,0 MW.

6.3.1.2 Änderung der im Park vorherrschenden Windrichtung

Ausgehend von den nun 47 aktiven Anlagen sowie einem Wirkleistungssollwert des Windparks von 70 MW wird in einem neuen Szenario (Startzeitpunkt $t = 0$ s) eine lineare Änderung der Windrichtung von $20,2^\circ$ auf $10,0^\circ$ untersucht; die Richtungsänderung an der Nulllinie des Parks beginnt zum Zeitpunkt $t = 25$ s und ist nach 10 Sekunden abgeschlossen, siehe Abbildung 6.19a.

Die veränderten Windverhältnisse breiten sich wie in Kapitel 3.7.5.1 entwickelt mit der vorherrschenden durchschnittlichen Windgeschwindigkeit $v_{wd} = 10,5$ m/s im Park aus und reduzieren so innerhalb von etwa 8 Minuten den aus Kapitel 3.7.5.2 bekannten Parkwirkungsgrad erheblich von 95,4% auf 76,1%, siehe Abbildung 6.19a.

Der Wirkleistungssollwert kann trotz Anpassung der Rotorblattwinkel der aktiven WEA nicht konstant gehalten werden (Abbildung 6.19b), so dass das Energiemanagement, angestoßen durch die kontinuierliche Abnahme des Parkwirkungsgrades, in 7 Schritten 13 weitere WEA anfährt, Abbildung 6.19c.

Die eingestellte minimale Zeit von 47 s zwischen zwei Schalthandlungen ist ebenfalls in der Abbildung ersichtlich.

Nach etwa 6 Minuten wird der Wirk-

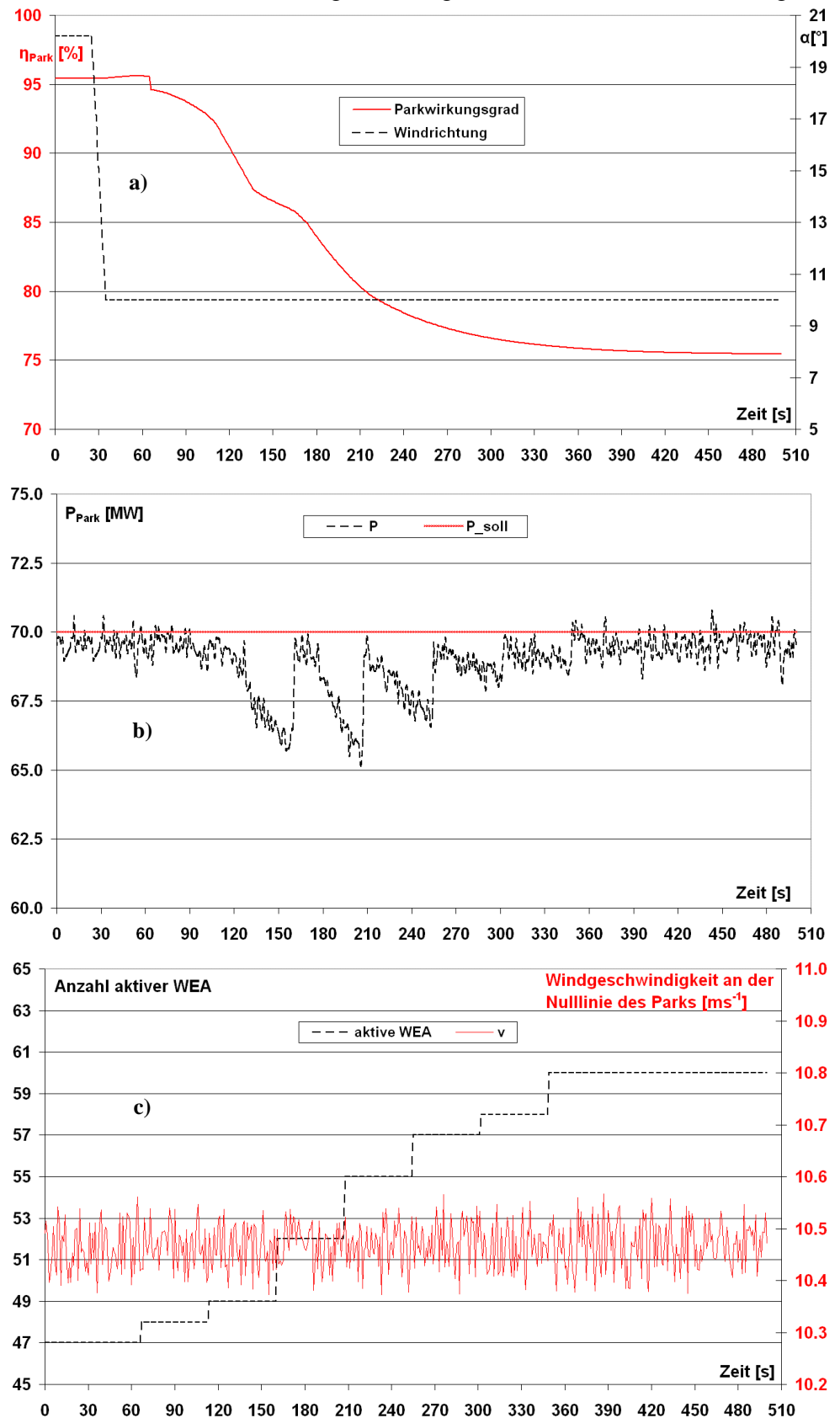


Abbildung 6.19: Änderung der Windrichtung im Park

leistungssollwert von 70 MW mit nunmehr 60 aktiven WEA wieder erreicht, Abbildung 6.19b. Das an den Netzbetreiber übermittelte *langfristig verfügbare Wirkleistungsband* muss aufgrund der veränderten Windrichtung von 113,0 MW auf 90,1 MW angepasst werden, siehe Abbildung 3.53 und Kapitel 3.7.6.

6.3.1.3 Abnahme der Windgeschwindigkeit

Im weiteren Betrieb des Windparks wird der lineare Rückgang der mittleren Windgeschwindigkeit an der Nulllinie des Parks von 10,5 m/s auf 6,0 m/s innerhalb von 15 Minuten untersucht. Innerhalb der ersten beiden Minuten kann der nach wie vor existierende Wirkleistungssollwert von 70 MW durch die Rotorblattregelung eingehalten werden, Abbildung 6.20.

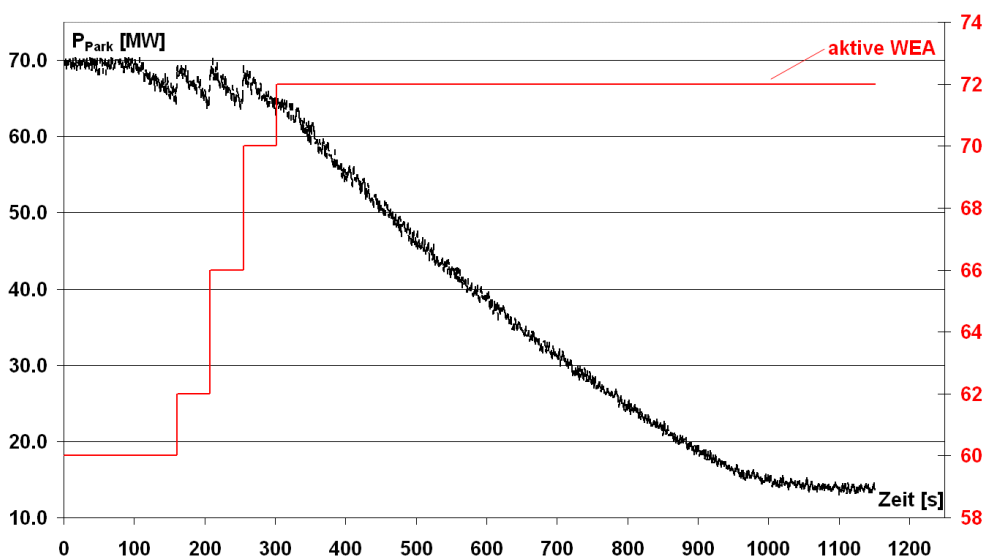


Abbildung 6.20: Abnahme der Windgeschwindigkeit

In den folgenden Minuten werden die noch verfügbaren 12 WEA schrittweise vom Energiemanagement des Windparks gestartet, bis etwa zum Zeitpunkt $t = 300$ s alle 72 WEA synchronisiert und in Betrieb sind. Der weitere Rückgang der Windgeschwindigkeit kann nicht mehr ausgeglichen werden, so dass aufgrund des aus Gleichung (3.30) bekannten kubischen Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit und Energieinhalt ein erheblicher Unterschied zwischen dem Wirkleistungssollwert des Windparks von 70,0 MW und der tatsächlich bereitgestellten Leistung von 13,1 MW zu beobachten ist.

6.3.2 Kombiniertes Betrieb von Windenergieanlage und Schwungmassenspeicher

Als weitere Anwendung der in Kapitel 3 entwickelten Komponenten dezentraler Energieversorgungssysteme soll im Folgenden der Einfluss eines Kurzzeitspeichers auf das Betriebsverhalten einer einzelnen WEA untersucht werden.

Im Fokus dieser Untersuchungen steht die mögliche Einflussnahme eines Schwungmassenspeichers auf die *Vergleichmäßigung* der mit dem Versorgungsnetz ausgetauschten elektrischen Wirkleistung einer WEA bei fluktuierender Windgeschwindigkeit und somit die mögliche Aufwertung der regenerativ bereitgestellten elektrischen Energie.

Wie beispielsweise aus den Untersuchungen in Kapitel 6.3.1.1, sowie den Simulationsergebnissen aus Abbildung 6.18 bekannt, bietet die Rotorblattverstellung moderner WEA die Möglichkeit die aerodynamischen Eigenschaften der Turbine zu verändern und somit Einfluss auf die generierte elektrische Wirkleistung zu nehmen. Aufgrund der erheblichen Massenträgheit der Rotorblätter kann so zwar die über viele Sekunden gemittelte Leistungsabgabe einer WEA verändert werden, die kurzzeitigen Fluktuationen der Windgeschwindigkeit werden jedoch weiterhin in Form einer sich stetig ändernden Wirkleistungsabgabe an das elektrische Versorgungsnetz weiter gegeben.

Die untersuchte WEA mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator und einer Nennleistung von 2,3 MW besitzt die aus den letzten Szenarien bekannten technischen Charakteristika (siehe auch Tabelle 6.4 und Abbildung 3.39). Die betriebliche Modellierung des *Schwungmassen-Energiespeichers* basiert auf den in Abbildung 3.12 ersichtlichen aus [3-TÄU02] entnommenen

Kenndaten. Die elektrische Nennleistung des Schwungmassenspeichers beträgt 300 kW, der Speicherinhalt ist auf 6 kWh sowie eine korrespondierende Drehzahl von 25.000 min⁻¹ begrenzt. Den angenommenen, vom Arbeitspunkt abhängigen Wirkungsgrad eines Be-/Entladezyklus' zeigt Tabelle 6.5.

Tabelle 6.5 Wirkungsgrad des Schwungmassenspeichers

Arbeitspunkt [pu]	0,20	0,40	0,60	0,80	1,00
Wirkungsgrad [%]	90,1	91,0	92,0	93,0	95,0

In der vorliegenden Untersuchung wurde für maximale Gradienten der Rotorblattverstellung von 3°/s bzw. 5°/s jeweils der Einfluss des oben charakterisierten Schwungmassenspeichers auf den

Wirkleistungsaustausch mit dem elektrischen Versorgungsnetz betrachtet. Die vorherrschende, hier synthetisch generierte Windgeschwindigkeit im Betrachtungszeitraum zeigt Abbildung 6.21. Die Wirkleistungsregelung der WEA ist über den gesamten Betrachtungszeit-

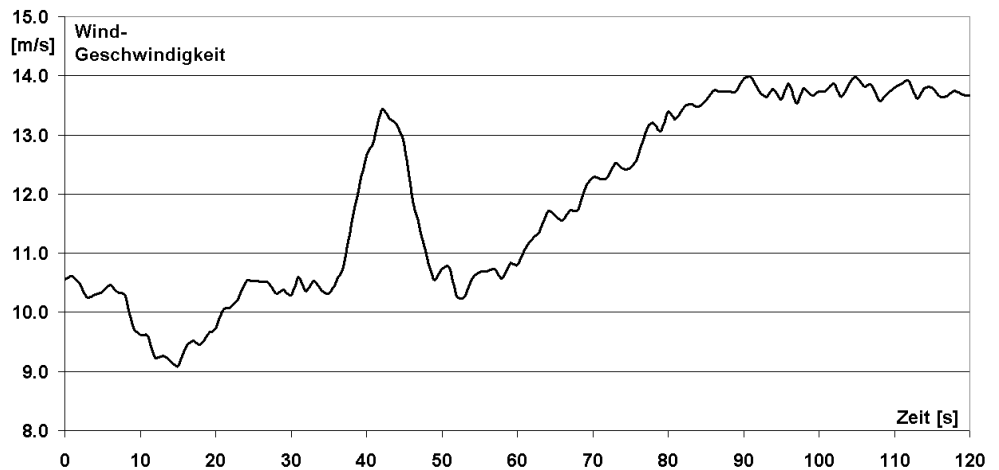


Abbildung 6.21: Windgeschwindigkeit innerhalb des untersuchten Zeitraumes

raum auf 1,55 MW eingestellt; abweichende Leistungsabgaben der WEA werden unter Berücksichtigung seiner technischen Eigenschaften und Grenzen vom Schwungmassenspeicher ausgeglichen.

Abbildung 6.22 und Abbildung 6.23 stellen für maximale Rotorblattgradienten von 3°/s bzw. 5°/s die Simulationsergebnisse des Leistungsaustausches mit dem elektrischen Netz mit und ohne Schwungmassenspeicher vergleichend gegenüber, wobei die unterschiedliche Skaleneinteilung der Ordinaten zu beachten ist.

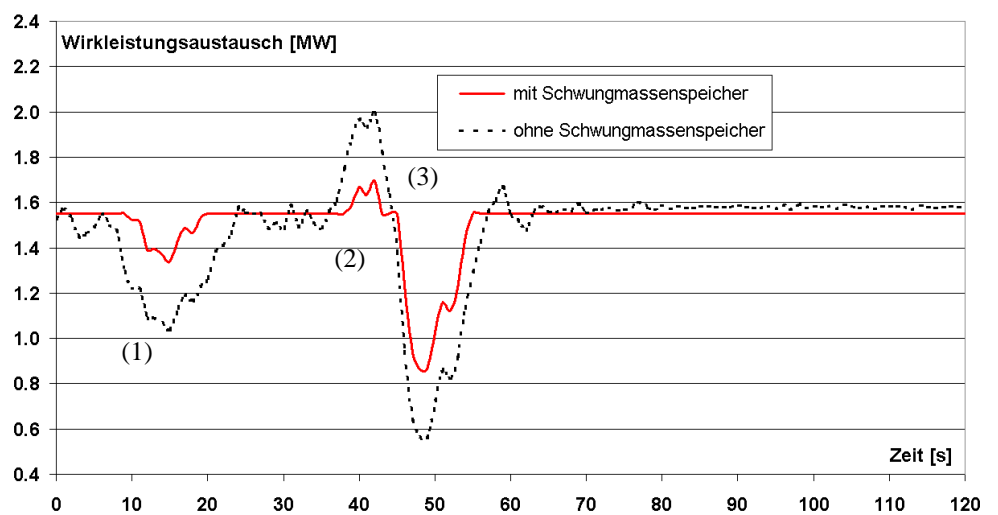


Abbildung 6.22: Einfluss des Schwungmassenspeichers bei einer Begrenzung des Rotorblattgradienten auf 3 °/s

Die gestrichelt dargestellten Untersuchungen *ohne Schwungmassenspeicher* zeigen die Auswirkungen der maximalen Geschwindigkeit der Rotorblattwinkel auf die Dynamik der WEA.

Während die Windflaute zwischen der zehnten und zwanzigsten Sekunde (Abschnitt 1 in den Abbildungen) aufgrund des bereits zuvor nahezu optimal eingestellten Leistungsbeiwertes in beiden Fällen nicht ausgeglichen werden kann, reduziert der höhere Gradient die Auswirkung der nachfolgenden Windböe auf

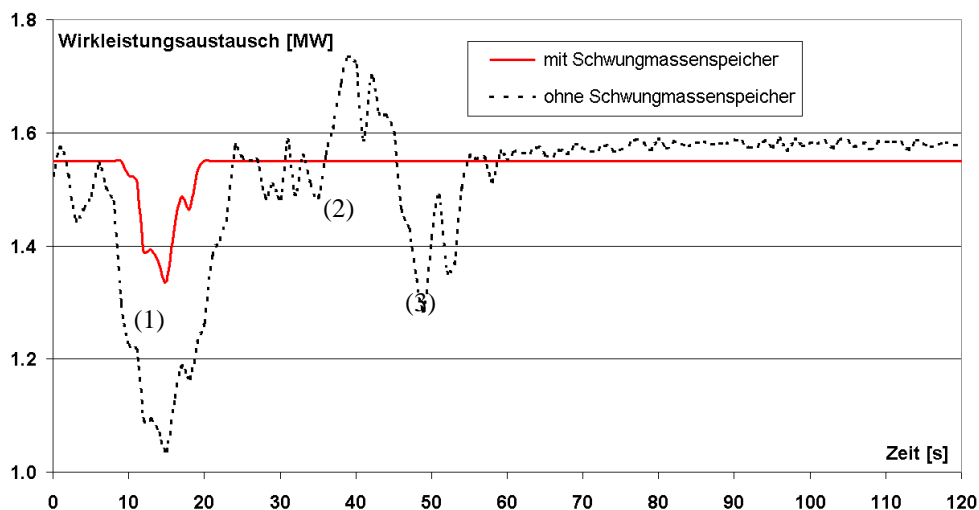


Abbildung 6.23: Einfluss des Schwungmassenspeichers bei einer Begrenzung des Rotorblattgradienten auf 5 °/s

das Einhalten des Wirkleistungssollwertes erheblich, siehe Abbildung 6.23.

Durch das zusätzliche Einbringen des *Schwungmassenspeichers* können in beiden betrachteten Fällen die Auswirkungen der fluktuierenden Windgeschwindigkeit auf die Leistungseinspeisung über weite Bereiche vollständig ausgeglichen werden, wobei wiederum der höhere Blattwinkelgradient eine konstantere Leistungsabgabe ermöglicht. Detaillierte Angaben zur Qualitätsverbesserung der regenerativ bereitgestellten Energie in den dargestellten 3 Abschnitten zeigt Tabelle 6.6. Das dargestellte Über- bzw. Unterangebot der bereitgestellten Energie ist dabei auf den Sollwert von 1,55 MW bezogen.

Tabelle 6.6 Qualität der bereitgestellten Wirkleistung bei fluktuierender Windgeschwindigkeit

Abschnitt	Maximaler Rotorblattgradient 3°/s			Maximaler Rotorblattgradient 5°/s		
	Abweichung		Reduktion	Abweichung		Reduktion
	ohne	mit		ohne	mit	
	Schwungmassenspeicher			Schwungmassenspeicher		
	[kWh]		[%]	[kWh]		[%]
1	-0,284	-0,058	79,3	-0,284	-0,058	79,3
2	0,113	0,021	81,3	0,054	0,000	100,0
3	-0,320	-0,204	36,4	-0,065	0,000	100,0

Des Weiteren kann in beiden Diagrammen die geringe bleibende Regelabweichung des eingesetzten Proportionalreglers beobachtet werden.

6.3.3 Training von Betriebsführern

Eine ganz andere praktische Anwendung der entwickelten Windenergie-Modelle stellt deren Integration in einen bestehenden Trainingssimulator für Netzbetriebsführer dar. Der angesprochene Simulator (siehe [6-SPA01]) beinhaltet ein vollständiges SCADA-System, welches zur detailgetreuen Abbildung eines elektrischen Versorgungssystems aus *Leitstellen-Sicht* auf Modelle

- der Netzstruktur (inklusive Schalter, Transformatorstufenschalter, Schutz- und Sicherheitstechnik, Synchronisierereinrichtungen, usw.),
- des Lastverhaltens, sowie
- der Energieerzeugung (thermische, nukleare und Wasser-Kraftwerke, und Gasturbinen)

zugreift. Die in [6-ROG05] ausführlich beschriebene Einbindung der Modelle dezentraler und regenerativer Energiewandler erlaubt somit die Berücksichtigung von deren Charakteristika in der netzspezifischen Schulung von Betriebsführern in Netzleitstellen.

6.4 Dynamischer Betrieb eines dampfreformerbasierten PEM-Brennstoffzellensystems

Nachdem in Kapitel 4 die im Rahmen der Arbeit entwickelten dynamischen Einzelkomponentenmodelle eines dampfreformerbasierten Brennstoffzellen-Systems zur elektrischen und thermischen Hausenergieversorgung vorgestellt wurden, soll im Folgenden die darauf basierende

- Entwicklung lokaler und übergeordneter Regelkonzepte, sowie die
- Untersuchung stationärer Arbeitspunkte und
- systemweiter dynamischer Lastwechsel

des Gesamtsystems betrachtet werden, siehe Abbildung 6.24.

Ziel der Untersuchungen stellt der *Reglerentwurf für ein reales reformerbasiertes PEM-Brennstoffzellen-Gesamtsystem* zur Hausenergieversorgung in Kraft-Wärme-Kopplung dar.

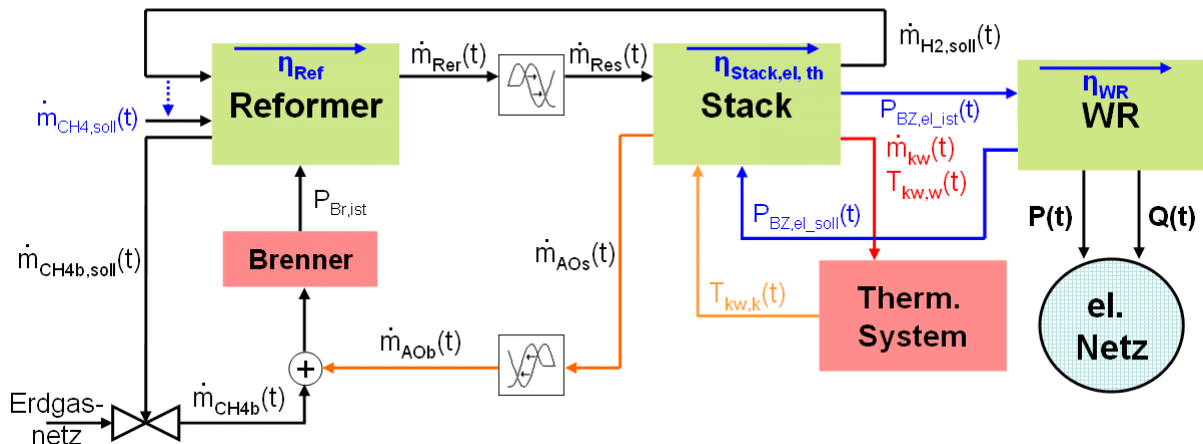


Abbildung 6.24: Entwickeltes Gesamtmodell eines dampfreformerbasierten PEM-Brennstoffzellen-Systems

6.4.1 Regelung der elektrischen Leistung des Stacks

Das innerhalb dieser Arbeit anhand der vorliegenden und verifizierten Modellierung der einzelnen Komponenten (siehe Kapitel 4) entwickelte Reglerkonzept des Brennstoffzellenstacks inklusive der Leistungs-, Unterspannungs- und Lambdaeuglung zeigt Abbildung 6.25.

Der elektrische Wirkleistungssollwert P_{BZ,el_soll} (siehe auch Abbildung 6.24) wird entsprechend der anliegenden Last $P(t)$ vom Regler des Wechselrichters vorgegeben. Innerhalb des Leistungsreglers wird der zugehörige Sollwert der Stackstromdichte J_{soll} ermittelt, wobei dieser zusätzlich durch den Wasserstoffgehalt im Reformatgas, sowie die Überwachung der

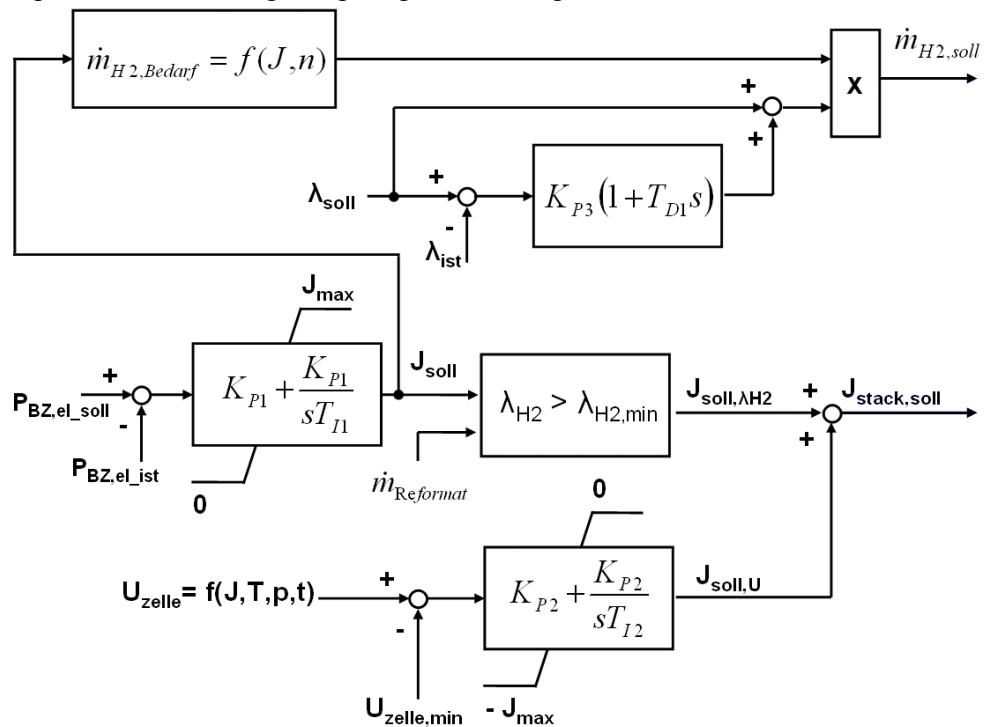


Abbildung 6.25: Regelkonzept des Brennstoffzellenstacks

Mindestzellspannung auf $J_{stack,soll}$ limitiert wird, siehe Kapitel 4.1.2. Die in Abbildung 6.25 angegebene Limitierung „ $\lambda_{H_2} > \lambda_{H_2,min}$ “ steht stellvertretend für eine vorzugebende minimale Stöchiometrie (maximale Brenngasausnutzung μ_f), die zur sicheren Stackversorgung auch in dynamischen Lastwechseln zu keinem Zeitpunkt unterschritten werden darf. In den in Kapitel 6.4.7 untersuchten dynamischen Lastwechseln wurde diese Grenze aus Erfahrungen am Teststand auf $\lambda_{H_2} > 1,1$ ($\mu_f = 0,909$) eingestellt. J_{soll} dient unter Berücksichtigung des eingestellten Lambda-Sollwertes λ_{soll} weiterhin zur Ermittlung des notwendigen H_2 -Massenstromes, welcher an die Regelung des Reformers übergeben wird, siehe Abbildung 6.24.

Tabelle 6.7 fasst die mit Hilfe des *Ziegler-Nichols-Verfahrens* (siehe [3-UNB01]) ermittelten Reglerparameter basierend auf der in Kapitel 4.1 erläuterten Modellierung der PEM-Brennstoffzelle zusammen.

Tabelle 6.7 Parameter der den Stack betreffenden Regler

	Leistungsregelung	Unterspannungsregelung	Lambda-regelung
K_P	0,157	4,725	252,0
K_I	92,353	555,88	-
K_D	-	-	5,470

Alle angegebenen Verstärkungen können über die bekannten Zusammenhänge in die entsprechenden Zeitkonstanten überführt werden: $T_I = K_P/K_I$, $T_D = K_D/K_P$.

6.4.2 Regelung der Stacktemperatur und thermischen Leistung

Die Temperaturregelung des Brennstoffzellenstacks wurde als P-Regler in das Modell implementiert; sie greift auf die aus Gleichung (4.55) bekannte Abbildung des Wärmetauschers zurück, an den die Brennstoffzelle den im Gebäude nutzbaren Anteil ihrer thermischen Leistung abgibt.

Zur Ausregelung des Temperatursollwertes $T_{Stack,soll}$ nimmt der Regler – unter Berücksichtigung des maximal möglichen Wertes – Einfluss auf den Massenstrom \dot{m}_{kw} des Kühlwassers (siehe Abbildung 6.26) und beeinflusst so die Rücklauftemperatur $T_{kw,ein}$ des in den Stack einlaufenden Kühlwassers, siehe Gleichung (4.24). Die Trägheit des Kühlwasserkreislaufes wird durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung anhand

$$G(s) = \frac{1}{a \cdot s + 1} \quad (6.3)$$

abgebildet.

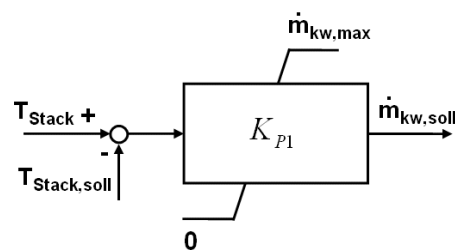


Abbildung 6.26: Temperaturregelung des Brennstoffzellenstacks

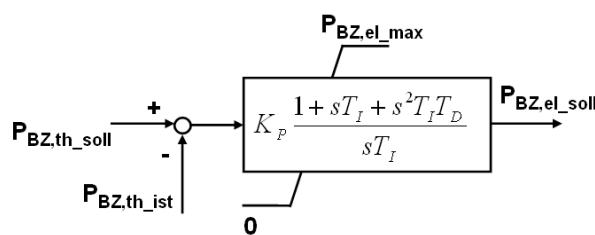


Abbildung 6.27: Regelung der vom Stack abgegebenen thermischen Leistung

Die in Abbildung 6.27 dargestellte Regelung der vom Stack abgegebenen thermischen Leistung kann im Bedarfsfall der aus Abbildung 6.25 bekannten Regelung der elektrischen Stackleistung vorgelagert werden und erlaubt so durch die im PID-Regler generierte Vorgabe eines Sollwertes der elektrischen Stackleistung einen *wärmegeführten Betrieb* des Systems. Tabelle 6.8 fasst wiederum die ermittelten Parameter zusammen.

Tabelle 6.8 Regelparameter des thermischen Stacksystems

	Temperaturregelung	Regelung der th. Leistung	Verzögerungsglied
K_P	200	50	-
K_I	-	60	-
K_D	-	0,72	-
a	-	-	0,5 s

6.4.3 Regelkonzept des Dampfreformer- und Brennersystems

Der aktuell notwendige Wasserstoffmassenstrom wird dem Reformer von der in Abbildung 6.25 dargestellten Lambdaeregelung vorgegeben.

Anhand der aus (4.38) bekannten Gesamtreaktionsgleichung der Dampfreformierung, sowie der im Modell des Reformers ermittelten Zusammensetzung des Reformatgases kann hieraus entsprechend

$$\dot{v}_{CH_4, \text{soll}}(t) = \dot{v}_{H_2}(t) \cdot \left(\frac{1}{4} + \frac{con_{CH_4, \text{rest}}(t)}{con_{H_2}(t)} \right)$$

mit

$$\dot{v}_{CH_4, \text{soll}}(t): \text{benötigter Methanvolumenstrom [l/s]} \tag{6.4}$$

$$\dot{v}_{H_2}(t): \text{benötigter Wasserstoffvolumenstrom [l/s]}$$

$$con_{CH_4, \text{rest}}(t): \text{aktuelle Methankonzentration im Reformatgas}$$

$$con_{H_2}(t): \text{aktuelle Wasserstoffkonzentration im Reformatgas}$$

der aktuelle Methanbedarf des Dampfreformerprozesses ermittelt werden, wobei auch der im Reformerprozess nicht umgewandelte Methananteil Berücksichtigung findet.

Aufgrund der hier unter der Annahme *idealer Gase* und Einsatz des Dalton-Gesetzes verwendeten *Äquivalenz* des Volumenanteils, des molaren Anteils und des Druckanteils eines Gases (siehe auch Kapitel 4.1.2) ist in der Gleichung der Methan-Volumenstrom berücksichtigt. Dieser kann anschließend in den in Abbildung 6.24 dargestellten Massenstrom überführt werden.

Die Zusammensetzung des Reformatgases hängt wie aus Kapitel 4.2 bekannt von der Betriebstemperatur des Dampfreformers ab (siehe Abbildung 4.18), wobei zum Erreichen eines Kompromisses zwischen Wasserstoffkonzentration, Methanumsetzung und Kohlenmonoxidgehalt eine Betriebstemperatur von etwa 750°C bis 770°C angestrebt wird. Abbildung 6.28 zeigt das entwickelte Konzept zur Regelung der Dampfreformer-Temperatur, welches auf dem in Kapitel 4.2.2 erläuterten Temperaturmodell des Reformers basiert.

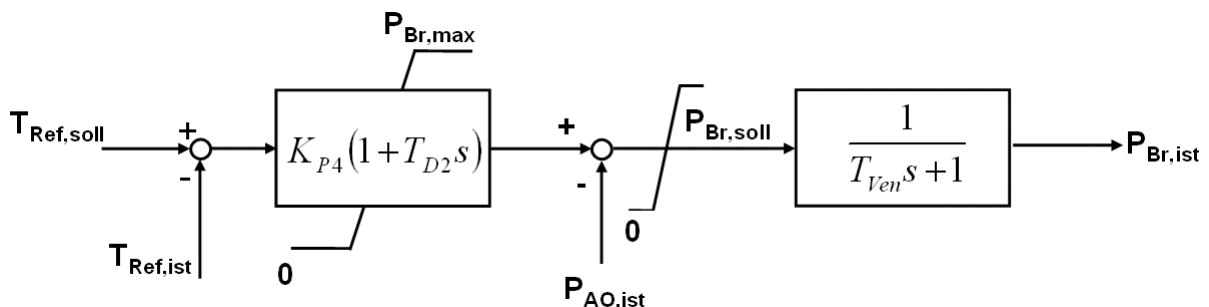


Abbildung 6.28: Konzept zur Regelung der Dampfreformer-Temperatur

Neben dem Vergleich der Soll-Temperatur $T_{Ref, \text{soll}}$ mit dem aktuell vorherrschenden Wert $T_{Ref, \text{ist}}$ finden auch die maximale Brennerleistung, die aktuelle thermische Leistung des Anoden-Offgases (siehe Kapitel 4.3.1), die Zeitkonstante des Ventils zur Methanbereitstellung, sowie die Produktgaslaufzeiten zwischen Stack und Reformer (siehe Abbildung 6.24 und Kapitel 4.3.3) Berücksichtigung. Die ebenfalls auf Basis des Ziegler-Nichols-Verfahrens ermittelten Parameter des PD-

Regelers lauten $K_{P4}=180,0 \cdot 10^3$ und $K_{D2}=50,0 \cdot 10^3$, die Zeitkonstante des Ventils wurde anhand von Erfahrungen am Teststand mit $T_{ven} = 0,1$ s berücksichtigt.

6.4.4 Feldorientierte Regelung des Wechselrichters

Das auf der Parktransformation basierende Konzept zur separaten Regelung der vom Wechselrichter abgegeben Wirk- und Blindleistungskomponente ist in Abbildung 6.29 dargestellt und aus der Literatur (z.B. [3-SIL06], [3-KOC05]) bekannt.

Der Referenzwert der d- und q-Komponente des Stromreglers ($i_{d,soll}$, $i_{q,soll}$) werden dabei hier durch den Wirk- und Blindleistungssollwert des Leistungsreglers (P_{soll} , Q_{soll}) vorgegeben und dienen nach Transformation in das Originalsystem (abc) zur Bildung der Schaltpunkte des pulsweitenmoduliert betriebenen Wechselrichters, siehe Kapitel 4.4.

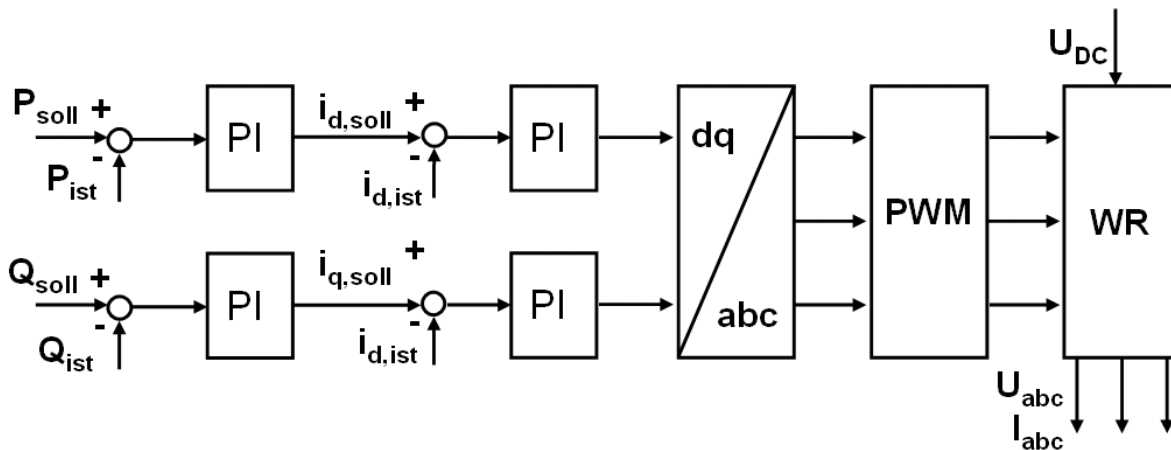


Abbildung 6.29: Separate Wirk- und Blindleistungsregelung des Wechselrichters

Abbildung 6.30 zeigt beispielhaft den innerhalb der Arbeit am Teststand unmittelbar am Netzanschlusspunkt gemessenen Kurvenverlauf des vom Wechselrichter (hier SMA Hydro-Boy) in das Netz eingepreisten Stromes bei Voll- ($U_{DC} = 72$ V, $I_{DC} = 28$ A) und Teillast ($U_{DC} = 36$ V, $I_{DC} = 10$ A). Die in Kapitel 4.4 angesprochene Taktfrequenz des Wechselrichters beträgt hier 16 kHz.

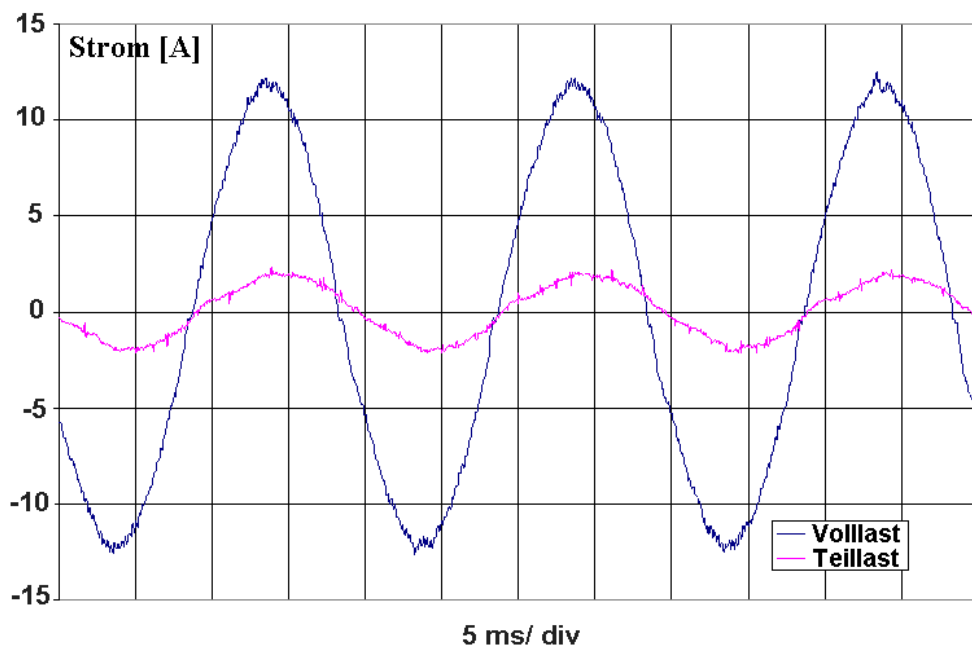


Abbildung 6.30: Verlauf des vom Wechselrichter eingespeisten Stromes

Der Strom ist weitestgehend sinusförmig; der moderate Anteil höherer Frequenzen (\geq Taktfrequenz) wird durch die Netzimpedanz in aller Regel ausreichend gedämpft.

Alle dargestellten Komponenten der Regelung stehen innerhalb der Bibliothek der verwendeten Simulationsumgebung MATLAB/Simulink (siehe [3-SIM06]) zur Verfügung und wurden verwendet.

6.4.5 Eigenbedarf der Peripheriekomponenten

Der Eigenbedarf der Peripheriekomponenten (siehe Abbildung 6.24) ist vom Arbeitspunkt abhängig und hat erheblichen Einfluss auf den Wirkungsgrad sowie das Betriebsverhalten des Gesamtsystems. Die in das Modell des Brennstoffzellen-Gesamtsystems implementierten Leistungsnennwerte der Peripheriekomponenten sind in Tabelle 6.9 zusammengefasst und basieren auf den im Teststand vorhandenen, bzw. in [4-BRA06] recherchierten Werten.

Tabelle 6.9 Nennleistung der integrierten Pumpen im Gesamtsystem

Pumpeneinsatz	Verbrennungsluft	Erdgas	BZ-Kathodenluft
Nennleistung [W]	34	65	54
Pumpeneinsatz	Airbleed	Reformerwasser	Kühlwasser
Nennleistung [W]	4,5	3	3,5

Da keine Datenblätter der implementierten Pumpen zur Verfügung standen, wurde die arbeitspunktabhängige Leistungsaufnahme jeweils als Funktion der von der Brennstoffzelle abgegebenen Leistung anhand

$$P_{Pumpe} = 0,5 \cdot P_{Pumpe,nenn} \quad , \text{ für } P_{BZ} / P_{BZ,nenn} < 0,5$$

$$P_{Pumpe} = P_{BZ} / P_{BZ,nenn} \cdot P_{Pumpe,nenn} \quad , \text{ für } P_{BZ} / P_{BZ,nenn} \geq 0,5$$

mit:

$$P_{Pumpe} : \text{aktuelle Pumpenleistung [W]} \quad (6.5)$$

$$P_{Pumpe,nenn} : \text{Nennleistung der Pumpe [W]}$$

$$P_{BZ} : \text{aktuelle elektrische Leistung der Brennstoffzelle [W]}$$

$$P_{BZ,nenn} : \text{elektrische Nennleistung der Brennstoffzelle [W]}$$

abgebildet. Beliebige andere Zusammenhänge können als Kennlinie hinterlegt werden.

6.4.6 Stationäre Untersuchungen eines PEM-Brennstoffzellensystems

Im Folgenden sind zunächst die mit Hilfe des innerhalb der Arbeit entwickelten *Gesamtmodells* eines dampfreformerbasierten Brennstoffzellensystems (siehe Abbildung 6.24) durchgeführten Untersuchungen stationärer Systemarbeitspunkte dargestellt, bevor im darauffolgenden Kapitel dann auf die Dynamik eingegangen wird. Die Parametrierung des Stack-, und des Dampfreformermodells erfolgte anhand der aus Kapitel 4 bekannten Spezifikationen unter Verwendung der in Kapitel 6.4 vorgestellten Regelkonzepte. Die Nennleistung des Brenners wurde mit 2,5 kW berücksichtigt, siehe auch [4-BRA06].

Alle dargestellten Ergebnisse sind auf eine vom Wechselrichter abgegebene elektrische Wirkleistung von 600 W bezogen; es wird keine Blindleistung übertragen. Unter Berücksichtigung des elektrischen Eigenbedarfs der Peripheriekomponenten (siehe Kapitel 6.4.5), sowie des für diesen Arbeitspunkt gültigen Wirkungsgrades des Wechselrichters (etwa 85,2%), stellt dies die elektrische AC-Nennleistung des untersuchten Gesamtsystems dar.

Die vom Stack dazu bereitgestellte DC-Leistung beträgt etwa 840 W. Eine weitere Leistungserhöhung des Stacks wird bei hohen Nutzungsgraden (z.B. $\mu_f = 0,9$, siehe Abbildung 6.32) von dem auf 0,45 V eingestellten Unterspannungsregler verhindert; bei niedrigeren Nutzungsgraden stellt die maximale Wasserstoffleistung des Reformers von 2500 W den limitierenden Faktor dar.

Der in Abbildung 6.31 dargestellte Wirkungsgrad des Dampfreformerprozesses wurde anhand

$$\eta_{\text{Reformer}} = \frac{P_{H_2}}{P_{CH_4,Ref} + P_{CH_4,Br} + P_{BZ,AO}}, \text{ mit:}$$

P_{H_2} : Wasserstoffleistung im generierten Reformatgas [W]

$P_{CH_4,Ref}$: dem Reformer zugeführte Methanleistung [W]

$P_{CH_4,Br}$: dem Brenner zugeführte Methanleistung [W]

$P_{BZ,AO}$: thermische Leistung des rückgeführten Anoden-Offgases des Stacks [W]

ermittelt. Der elektrische Gesamtwirkungsgrad des Systems bestimmt sich analog zu

$$\eta_{el} = \frac{P_{WR,el}}{P_{CH_4,Ref} + P_{CH_4,Br}}, \text{ mit}$$

$P_{WR,el}$: vom Wechselrichter abgegebene Wirkleistung [W]

(6.6)

(6.7)

Der oben in Abbildung 6.31 dargestellte Wirkungsgrad des Dampfreformers ist erwartungsgemäß eine Funktion des aus Gleichung (4.22) bekannten Stackumsatzgrades μ_f , dessen Sollwert in der betrachteten Studie von $\mu_f = 0,7$ bis $\mu_f = 0,9$ variiert wurde. Der auch in der nachfolgenden Studie tatsächlich eingestellte arbeitspunktabhängige Nutzungsgrad wird im Modell unter Berücksichtigung aller vorgestellten Limitierungen (z.B. maximale H_2 -Leistung des Reformers) ermittelt, siehe Kapitel 4 und Kapitel 6.4.

Da bei geringen Umsatzgraden die im Anoden-Offgas (AO) verfügbare Wasserstoffleistung ansteigt, ist der Reformerswirkungsgrad in erster Näherung um-

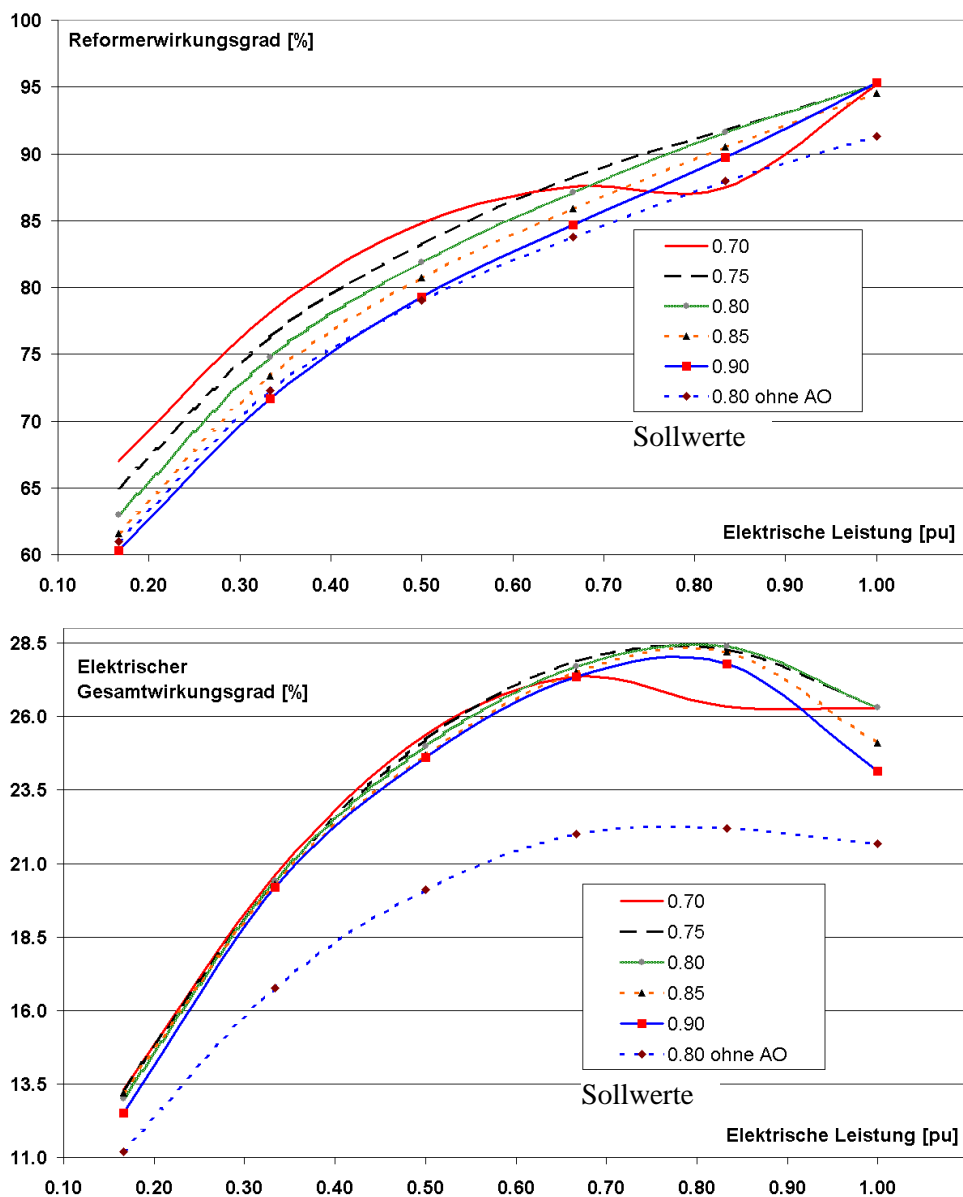


Abbildung 6.31: Reformerwirkungsgrad und elektrischer Gesamtwirkungsgrad als Funktion der eingespeisten elektrischen Leistung für Nutzungsgrad-Sollwerte $\mu_f = 0,70$ bis $\mu_f = 0,90$. (AO: Anoden-Offgas)

gekehrt proportional zum Umsatzgrad. Für $\mu_f = 0,7$ und elektrische Leistungen größer $0,6 pu$ zeigt Abbildung 6.31 überlagerte stark nicht lineare Effekte. Die hier erkennbare Reduktion des Refor-

merwirkungsgrades beruht im Wesentlichen darauf, dass die thermische Leistung im Anoden-Offgas in diesem Arbeitspunktebereich die notwendige Reaktionsenthalpie des Dampfreformerprozesses übersteigt. Während die aus Abbildung 6.28 bekannte Temperaturregelung des Reformers die Betriebstemperatur ansonsten durch die Zugabe von Methan konstant auf dem vorgegebenen Sollwert von $764,2^\circ\text{C}$ hält, wird hier ein Teil der zugeführten Energie des Offgases zur Aufheizung des Reformers über den Sollwert hinaus verwendet, so dass der Wirkungsgrad sinkt. Der beschriebene Effekt ist auch im elektrischen Gesamtwirkungsgrad (Abbildung 6.31 unten) deutlich erkennbar.

Die generelle Bedeutung der *Anodenabgasrückführung* für das Gesamtsystem macht Abbildung 6.31 für einen Nutzungsgrad von $\mu_f = 0,8$ („0,8 ohne AO“) ebenfalls deutlich. Der dem Brenner hier nicht zur Verfügung stehende Energieinhalt des Offgases reduziert den Wirkungsgrad des Reformers sowie den elektrischen Wirkungsgrad des Gesamtsystems erheblich; im Nennbetriebpunkt betragen die Einbußen $\Delta\eta_{\text{Reformer}} = 95,2\% - 91,3\% = 3,9\%$ bzw. $\Delta\eta_{\text{el}} = 26,3\% - 21,7\% = 4,6\%$ und bestätigen exakt die am bekannten Teststand durchgeführten Messungen, siehe [4-HEI04].

Unter Verwendung von

$$\eta_{\text{BZ,el}} = \frac{P_{\text{BZ,el}} - P_{\text{BZ,EB}}}{P_{\text{H}_2}} \quad (6.8)$$

mit:

$P_{\text{BZ,el}}$; $P_{\text{BZ,EB}}$: vom Stack abgegebene elektrische Leistung; el. Systemeigenbedarf [W]

zeigt Abbildung 6.32 weiterhin den Stackwirkungsgrad (links) sowie die Stackspannung (rechts) als Funktion des Umsatzgrades.

Erwartungsgemäß führt ein hoher Umsatzgrad des zugeführten Wasserstoffs zu einem hohen elektrischen Stackwirkungsgrad. Trotz der im Regler eingestellten μ_f -Sollwerte (siehe Abbildung 6.25, $\mu_f = 1/\lambda_{\text{H}_2}$) steigt – hervorgerufen durch die limitierte H_2 -Leistung des Reformers – ab einer abgegebenen elektrischen Leistung von etwa $0,8 \text{ pu}$ die Brenngasausnutzung und erreicht im Nennbetriebpunkt einen minimalen Wert von $\mu_f = 0,853$. Alle Kurven für $\mu_{f,\text{soll}} < 0,853$ treffen sich bei Nennbetrieb somit in einem Punkt. Ab einer elektrischen Leistung von etwa $0,50 \text{ pu}$ ist in Abbildung 6.32 weiterhin der negative Einfluss des Eigenbedarfs auf den Wirkungsgrad zu erkennen, siehe Gleichung (6.5).

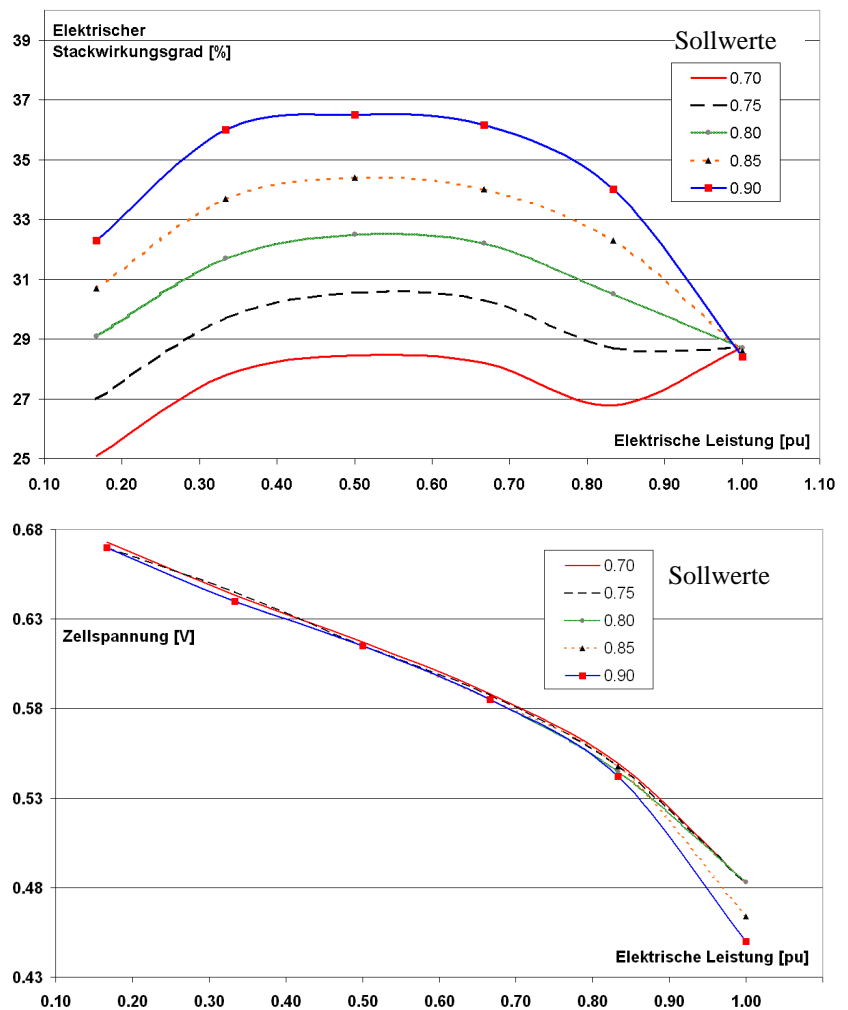


Abbildung 6.32: Elektrischer Stackwirkungsgrad und Zellspannung als Funktion der eingespeisten elektrischen Leistung für Nutzungsgrad-Sollwerte $\mu_f = 0,70$ bis $\mu_f = 0,90$

Abbildung 6.32 zeigt im rechten Teil weiterhin den aus Kapitel 4.1 bekannten Einfluss eines steigenden Umsatzgrades auf die Zellspannung, welcher besonders bei hohen Strömen – bei identischer abgegebener Leistung der Zellen – zu einer erheblichen Reduktion der resultierenden Zellspannung führt. Während ein hoher Umsatzgrad somit positiven Einfluss auf den Stackwirkungsgrad hat, wird gleichzeitig durch die reduzierte DC-Spannung am Eingang des Wechselrichters dessen Wirkungsgrad reduziert, siehe Kapitel 4.4.

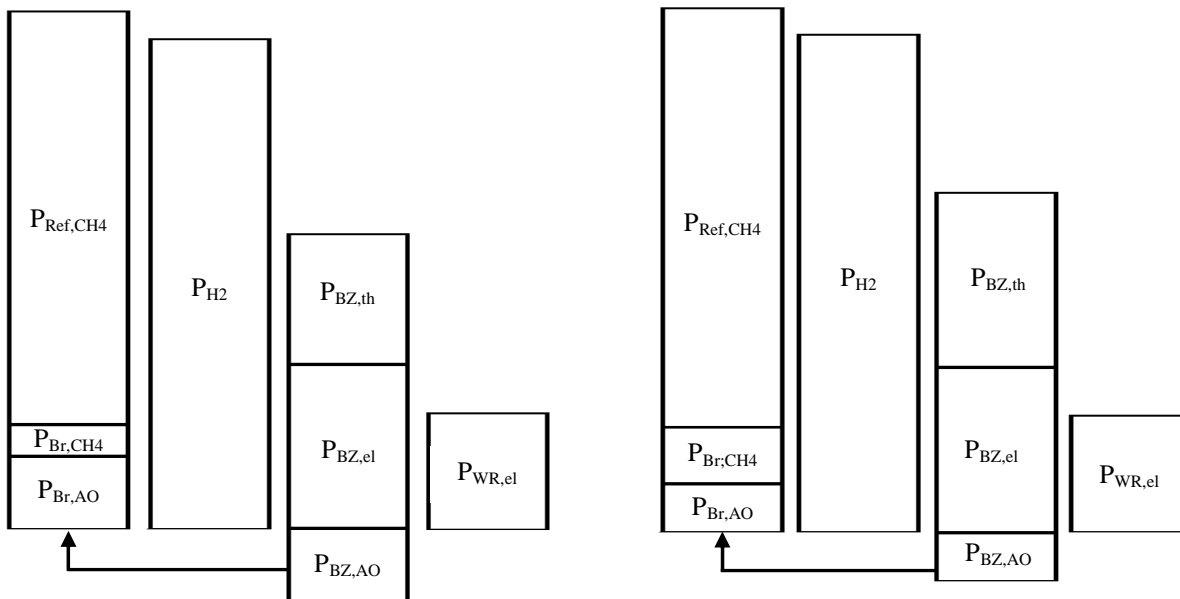


Abbildung 6.33: Sankey-Diagramme des dampfreformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems

a) $\mu_f=0,8$ $P_{el} = 1$ pu

b) $\mu_f=0,9$ $P_{el} = 1$ pu

Die Simulationsergebnisse ohne Anodenabgasrückführung unterscheiden sich erwartungsgemäß für die in Abbildung 6.32 dargestellten Größen nicht von der entsprechenden Darstellung mit Rückführung und wurden daher hier nicht dargestellt.

Abbildung 6.33 fasst innerhalb der dargestellten *Sankey-Diagramme* den Leistungsfluss des Gesamtsystems vom Brenner über den Dampfreformer, den Brennstoffzellenstack (inklusive der Anoden-Offgasnutzung) sowie den Wechselrichter für zwei oben untersuchte Wasserstoffnutzungsgrade ($\mu_f = 0,8$ und $\mu_f = 0,9$) zusammen. Die Höhe der Blöcke ist proportional zu ihrer Leistung. Zusammen mit den in Tabelle 6.10 angegebenen Zahlenwerten lassen sich alle Umwandlungsschritte des im Modell beschriebenen Systems somit graphisch anschaulich nachvollziehen.

Tabelle 6.10 Leistungsaufteilung innerhalb der Komponenten (alle Leistungen in Watt)

μ_f	$P_{Ref,CH4}$	$P_{Br,CH4}$	$P_{BZ,AO}$	P_{H2}	$P_{BZ,th}$	$P_{BZ,el}$	$P_{WR,el}$
0,8	2127	157	372	2527	668	837	600
0,9	2157	287	245	2564	897	845	600

Die hier nur in Auszügen dargestellten Ergebnisse der betrachteten Studie des dampfreformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems verdeutlichen noch einmal dessen Komplexität, sowie die starke gegenseitige Beeinflussung der beteiligten Komponenten, wobei u.a. auch die bereits in Kapitel 3.2.3 angesprochene Variabilität der Stromkennzahl einer Brennstoffzelle herausgestellt werden konnte.

Die im Modell berechneten Wirkungsgrade des Gesamtsystems, Stacks, sowie des Reformers inklusive der Anoden-Offgasnutzung stehen dabei in guter Übereinstimmung zu den aus der Literatur (z.B. [6-WBZ05], [4-HEI04]) bekannten Daten und verifizieren somit noch einmal die Genauigkeit des entwickelten Modells des dampfreformerbasierten Brennstoffzellen-Gesamtsystems.

6.4.7 Dynamische Untersuchungen eines PEM-Brennstoffzellensystems

Die Untersuchung *dynamischer Lastwechsel* mit Hilfe des entwickelten Gesamtmodells eines dampfreformerbasierten Brennstoffzellensystems (siehe Abbildung 6.24) ist im Folgenden dargestellt.

Die Parametrierung der Komponenten sowie die Einstellung der Regler wurde bereits in Kapitel 6.4.6 angegeben. Zusätzlich wurde die aus Kapitel 6.4.1 bekannte maximale Brenngasausnutzung innerhalb der Stackregelung auf $\mu_{f,max} = 0,909$ ($\lambda_{H_2,min} = 1,1$) eingestellt, so dass auch im dynamischen Lastwechsel zu keinem Zeitpunkt die sichere Brenngasversorgung des Stacks unterbrochen wird. Alle dargestellten elektrischen Leistungen beziehen sich auf die vom Wechselrichter abgegebene Wirkleistung; es wird keine Blindleistung übertragen.

Abbildung 6.34 und Abbildung 6.35 stellen das Systemverhalten bei einem zum Zeitpunkt $t = 6s$ vorgegebenen elektrischen Lastsprung von $300 W_{el}$ auf $500 W_{el}$ für zwei unterschiedliche Nutzungsgrade μ_f vergleichend gegenüber. Der Verlauf der Spannung entspricht den bereits aus Kapitel 4.1.4 (siehe Abbildung 4.8) bekannten Effekten an der *Phasengrenze* zwischen Elektrode und Elektrolyten, an der der *elektrische Stromfluss* mit dem *ionischen Teilchenfluss* verknüpft wird. In beiden Fällen ermöglicht die durch den Nutzungsgrad vorgegebene H_2 -Leistungsreserve dem Leistungsregler – unter Beachtung des vorgegebenen maximalen Nutzungsgrades von $\mu_{f,max} = 0,909$ – bereits innerhalb weniger Millisekunden eine Anpassung der Stackleistung. Erwartungsgemäß bietet dabei der Betrieb mit geringerem Nutzungsgrad ($\mu_f = 0,8$) die bessere Dynamik.

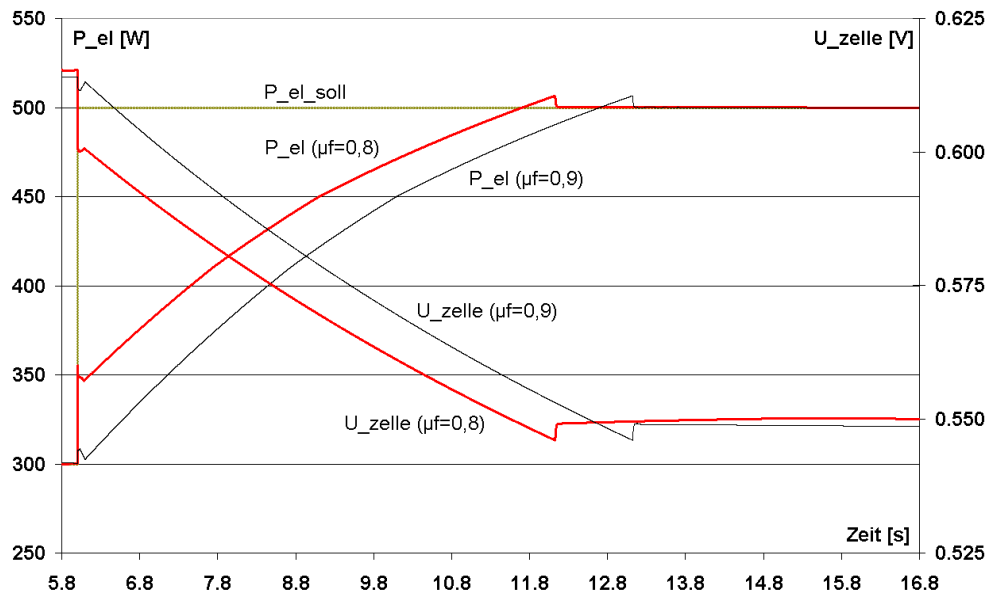


Abbildung 6.34: Elektrische Leistung und Zellspannung nach einem Lastsprung von $300 W_{el}$ auf $500 W_{el}$

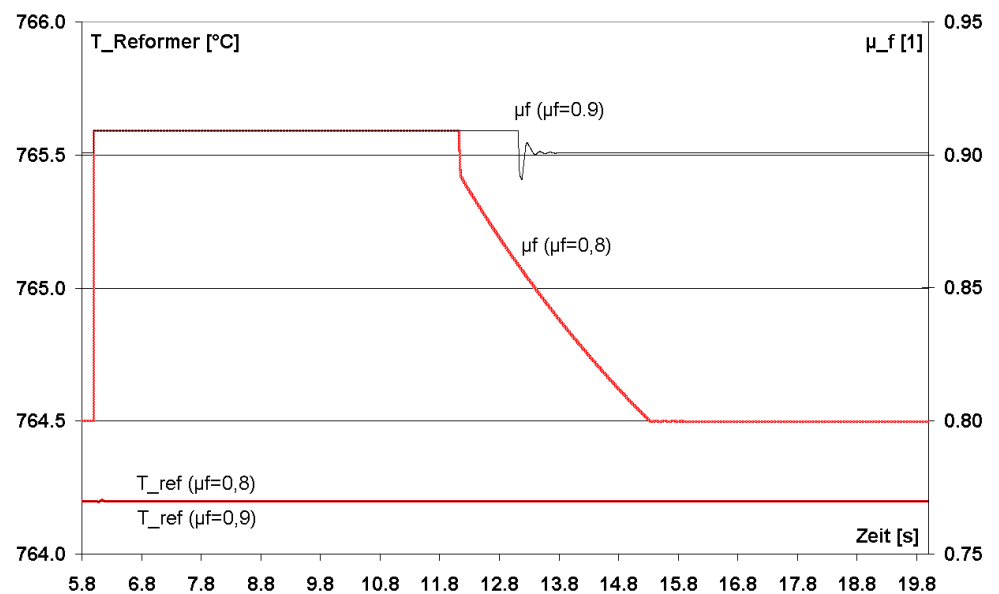


Abbildung 6.35: Reformertemperatur und Nutzungsgrad nach einem Lastsprung von $300 W_{el}$ auf $500 W_{el}$

Erwartungsgemäß bietet dabei der Betrieb mit geringerem Nutzungsgrad ($\mu_f = 0,8$) die bessere Dynamik.

Der in den nächsten Sekunden folgende, das Verhalten des Gesamtsystems bestimmende Ausgleichsvorgang wird durch die wesentlich geringere Dynamik des Dampfreformers (siehe Kapitel 4.2.3, Abbildung 4.22) verursacht, welcher den gesteigerten Wasserstoffbedarf bereitzustellen hat.

Während der neue Leistungswert zum Zeitpunkt $t = 12,2s$ ($\mu_f = 0,8$), bzw. $t = 13,2s$ ($\mu_f = 0,9$) erreicht wird (siehe Abbildung 6.34), werden die eingestellten Sollwerte der Brenngasnutzung μ_f erst zum Zeitpunkt $t = 15,4s$, bzw. $t = 13,7s$ wieder erreicht (siehe Abbildung 6.35). Die Betriebstemperatur des Reformers (siehe Abbildung 6.34) kann dabei in beiden Fällen über den gesamten Lastwechsel konstant gehalten werden.

Eine entsprechende Untersuchung ohne Rückführung des Anoden-Offgases auf den Brenner wurde für die beiden Nutzungsgrade ebenfalls durchgeführt. Da sich keine Unterschiede im Verlauf der untersuchten Größen ergaben, wurden diese hier nicht zusätzlich dargestellt.

Das Systemverhalten bei einer *sprunghaften Reduktion der elektrischen Last* von $500 W_{el}$ auf $300 W_{el}$ zum Zeitpunkt $t = 6s$ wurde für die gleichen hier als Beispiel gewählten Brennstoffnutzungsgrade ebenfalls untersucht, siehe Abbildung 6.36 und Abbildung 6.37. Aufgrund des nun im Überfluss vorhandenen Brenngases wird der elektrische Ausgleichsvorgang ausschließlich durch die Effekte an der Phasengrenze bestimmt; der neue Leistungswert wird für beide voreingestellten Nutzungsgrade bereits nach etwa 40 ms erreicht.

Die dynamische Reduktion der elektrischen Leistung lässt jedoch die Nutzungsgrade auf $\mu_f = 0,54$ bzw. $\mu_f = 0,48$ einbrechen, so dass der Energieinhalt im Anoden-Offgas drastisch ansteigt und sogar den Bedarf der Dampfreformerreaktion übersteigt; als Folge steigt die Betriebs-

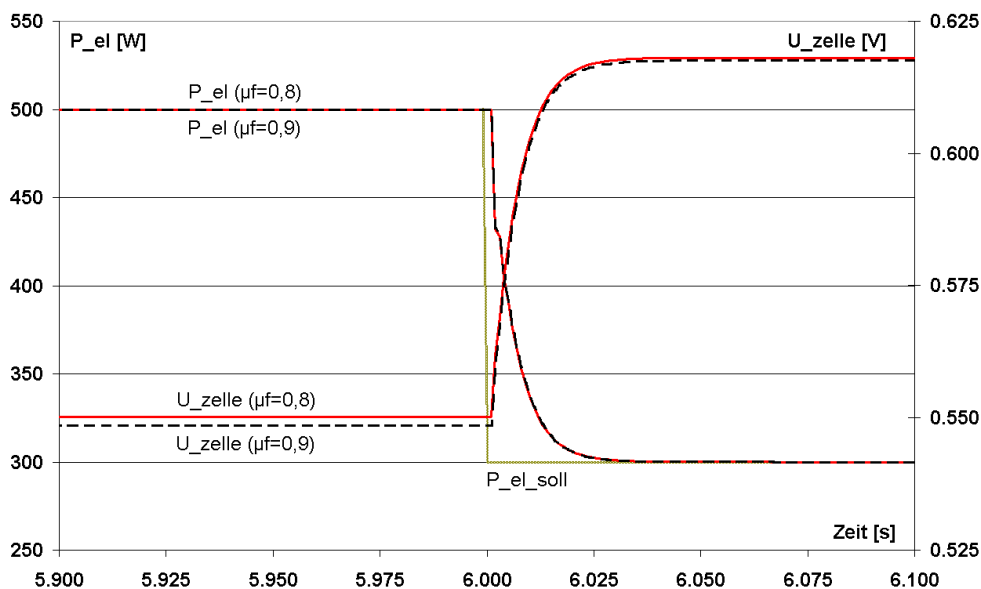


Abbildung 6.36: Elektrische Leistung und Zellspannung nach Lastsprung von $500 W_{el}$ auf $300 W_{el}$

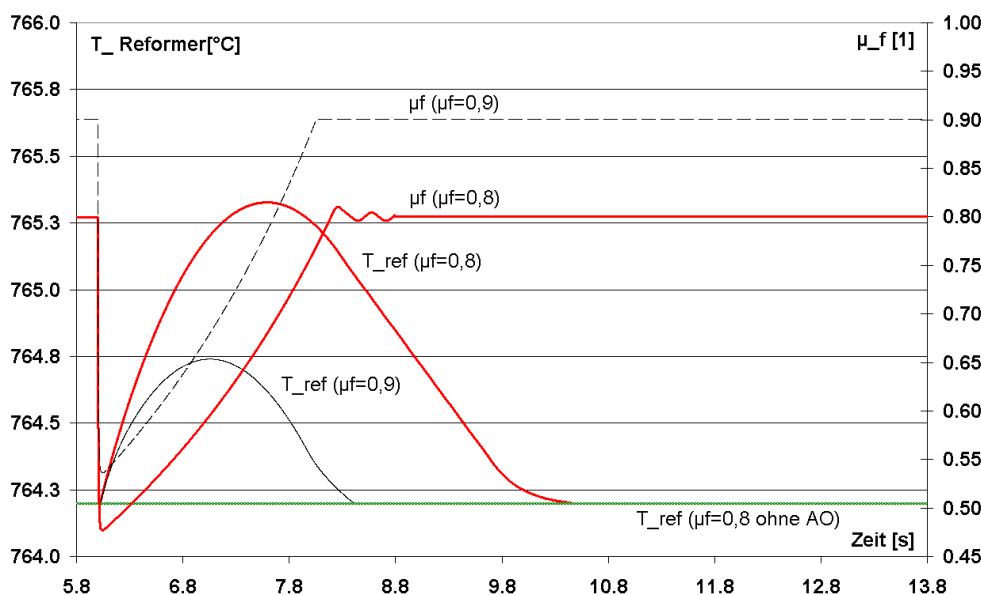


Abbildung 6.37: Reformertemperatur und Nutzungsgrad nach Lastsprung von $500 W_{el}$ auf $300 W_{el}$

temperatur steigt und sogar den Bedarf der Dampfreformerreaktion übersteigt; als Folge steigt die Betriebs-

temperatur des Reformers. Die Anpassung des Reformatvolumenstromes an den neuen Sollwert wird durch die Dynamik des Dampfreformers bestimmt, so dass die Reformertemperatur erst nach einigen Sekunden wieder ausgeglet werden kann. Die Sollwerte der Nutzungsgrade werden zum Zeitpunkt $t = 8,8s$ bzw. $t = 8,1s$ wieder erreicht.

Beachtenswert ist der Verlauf der Reformertemperatur *ohne Anodengasrückführung*. Aufgrund der in dieser Betriebsart nicht vorhandenen Kopplung zwischen Stacknutzungsgrad und thermischer Leistung des Reformerbrenners kann hier die Temperatur im gesamten Lastwechsel konstant gehalten werden. Neben dem positiven Einfluss der Anoden-Offgasrückführung auf den Systemwirkungsgrad (siehe Kapitel 6.4.6) stellt diese – wie bereits aus Kapitel 4.1.2 bekannt – somit auch höhere Anforderungen an die in das System zu implementierende Regelstruktur.

Da die fehlende Anoden-Offgasrückführung keinen Einfluss auf die anderen dargestellten Größen aufwies, wurden diese Ergebnisse nicht zusätzlich dargestellt.

6.4.8 Wärmegeführter Betrieb, Lastwechsel

Nachfolgend wird der in die Modellierung implementierte *wärmegeführte Betrieb* des Brennstoffzellensystems mit Hilfe der Untersuchung eines thermischen Lastwechsels vorgestellt.

Die Parametrierung der Systemkomponenten sowie die Einstellung der bereits bekannten Regler entspricht den in Kapitel 6.4.6 und 6.4.7 gegebenen Daten.

Abbildung 6.38 zeigt den Verlauf der Stacktemperatur, sowie die an den Wärmetauscher abgegebene thermische Leistung während eines zum Zeitpunkt $t = 8s$ vorgegebenen

thermischen Lastsprungs von $500 W_{th}$ auf $450 W_{th}$; zum Zeitpunkt $t = 11s$ wird der Sollwert wieder auf den ursprünglichen Wert von $500 W_{th}$ geändert. Der Temperatur-Sollwert beträgt über den gesamten Zeitraum $58^{\circ}C$.

Der neue Leistungs-Sollwert wird jeweils innerhalb von etwa $1,5s$ erreicht, wobei die Stacktemperatur gleichzeitig um weniger als $0,02K$ variiert.

Zu erkennen ist ebenfalls die bleibende Regelabweichung (ca. $0,01K$) des als P-Regler ausgeführten Temperaturreglers.

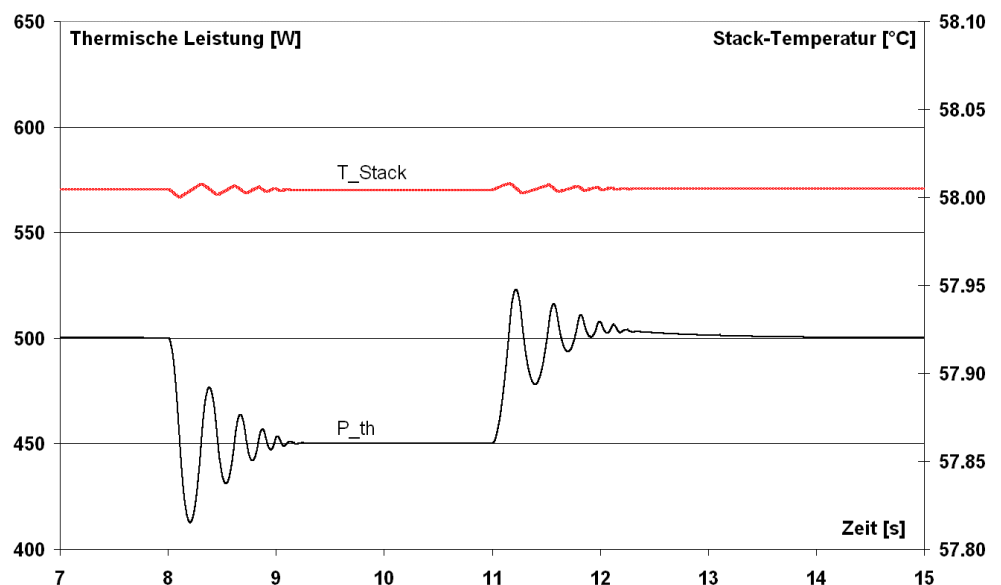


Abbildung 6.38: Temperatur und thermisch abgegebene Leistung des Stacks

6.5 Management eines Mikro-KWK-Systems zur Hausenergieversorgung

Als letztes Beispiel einer dezentralen Versorgungsstruktur wird die Anwendung der in Kapitel 5 erläuterten intelligenten und adaptiven Managementwerkzeuge auf ein μ -KWK-System zur Hausenergieversorgung vorgestellt. Abbildung 6.39 skizziert die untersuchte – für eine Hausversorgung typische – Struktur und gibt einen Überblick über die Einbindung der im Rahmen der Arbeit entwickelten Managementmodule.

Alle beteiligten Systemkomponenten sowie deren Interaktion wurden unter Verwendung der aus Kapitel 3 bekannten Modellbibliothek im betrieblichen Detail bei einer Schrittweite von einer Minute abgebildet.

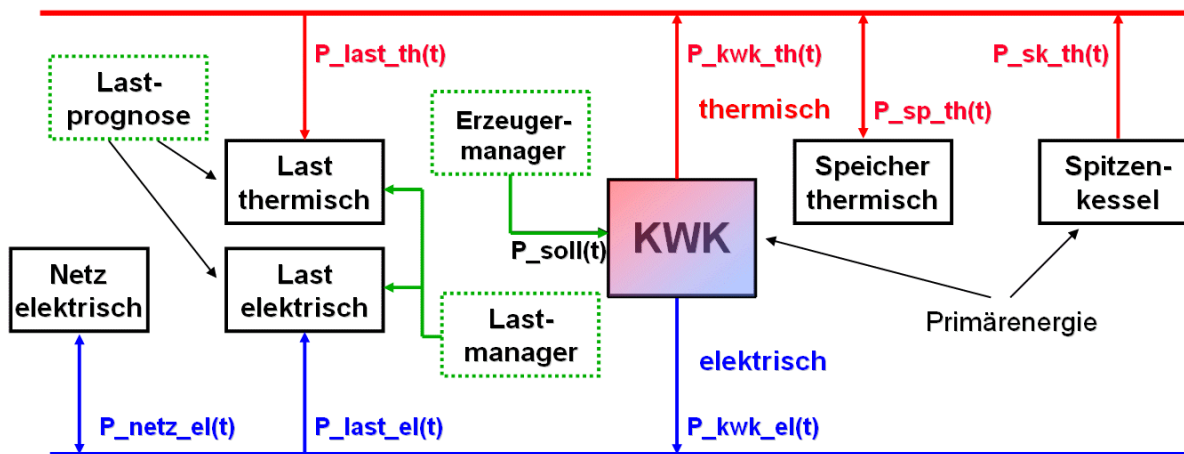


Abbildung 6.39: Struktur eines μ -KWK-System zur Hausenergieversorgung

6.5.1 Charakteristika des untersuchten μ -KWK-Systems

Tabelle 6.11 fasst die berücksichtigten Charakteristika der KWK-Anlage – für die in der hier dargestellten Untersuchung ein Gasmotor mit Synchrongenerator und Abgaswärmenutzung gewählt wurde – sowie des Spitzenkessels zusammen. Eine Kennlinie der stationären Arbeitspunkte sowie des Startvorganges der KWK-Anlage sind in Abbildungen 3.4 und 3.5 verfügbar. Das hinterlegte Verhalten eines Abfahrvorganges der KWK-Anlage zeigt Abbildung 6.40. Die in Kapitel 3.2.5 beschriebene Totzeit zwischen einer elektrischen und thermischen Leistungsänderung wurde mit 2 Minuten berücksichtigt.

Tabelle 6.11 Verwendete Charakteristika der KWK-Anlage und des Spitzenkessels

		P_{\min} [kW]	P_{\max} [kW]	$\Delta+$ [kW/s]	$\Delta-$ [W/s]	K_{start} [€]	n_{ein} [1]	n_{wechsel} [1]	$T_{\text{ein,min}}$ [Min]	$T_{\text{aus,min}}$ [Min]
KWK	el	1	5	0,2	-0,25	0,1	10	24	4	1
	th	1,6	8	0,05	-0,06					
SK	th	16	16	16	-16	0,0	1440	1440	1	1

mit:

KWK: Größen der KWK-Anlage

SK: Größen des Spitzenkessels

el: elektrische Charakteristika

th: thermische Charakteristika

P_{\min} : minimal mögliche Leistung

P_{\max} : maximal mögliche Leistung

$\Delta+$: maximaler Leistungsgradient in positiver Richtung

$\Delta-$: maximaler Leistungsgradient in negativer Richtung

K_{start} : dem Startvorgang zugeordnete Wartungskosten der Anlage

n_{ein} : Maximale Anzahl der Einschaltvorgänge pro Tag

n_{wechsel} : Maximale Anzahl der Lastwechsel pro Tag

$T_{\text{ein,min}}$: Mindestbetriebsdauer nach Einschalten der Anlage

$T_{\text{aus,min}}$: Mindeststillstandsdauer nach Abschalten der Anlage

Wie aus Kapitel 3.2.5 bekannt ermöglichen die pro Startvorgang hinterlegten Kosten K_{start} die Berücksichtigung von betriebsbezogenen Wartungskosten (z.B. Verschleiß, Betriebsmittelverbrauch) der Anlage. Bei durchschnittlich etwa 2 Start-Stopp-Vorgängen am Tag entspricht der hinterlegte Faktor einem jährlichen Kostenbeitrag von etwa 70 €

Die Leistungsänderung des Spitzenkessels wird ohne Zeitverzögerung abgebildet; sein Wirkungsgrad wird unabhängig vom Arbeitspunkt mit 96% berücksichtigt.

Das Volumen des thermischen Speichers beträgt 600 l, die maximale Be- und Entladeleistung 22,9 kW. Die Nennbetriebstemperatur des Speichers und die Temperatur des Kaltwasserzulaufs betragen 65 °C bzw. 15 °C. Der Wirkungsgrad eines Be-Entladevorganges des Speichers ist mit 95%, die Selbstentladungsrate mit 0,1 kWh pro Stunde berücksichtigt.

Der Betrieb des Spitzenkessels ist über einen Zweipunktregler mit dem Füllstand des thermischen Speichers (< 20%: ein, > 25%: aus) verknüpft.

Die berücksichtigten Arbeitskosten für den Bezug von Erdgas sowie Bezug und Einspeisung von elektrischer Energie sind in Abbildung 3.31 dargestellt. Die ebenfalls berücksichtigten monatlichen Grundtarife betragen für elektrischen Bezug und Einspeisung jeweils 7,47 €, für den Bezug von Erdgas 4,18 € und entsprechen damit aktuellen Tarifen der Energieversorgungsunternehmen.

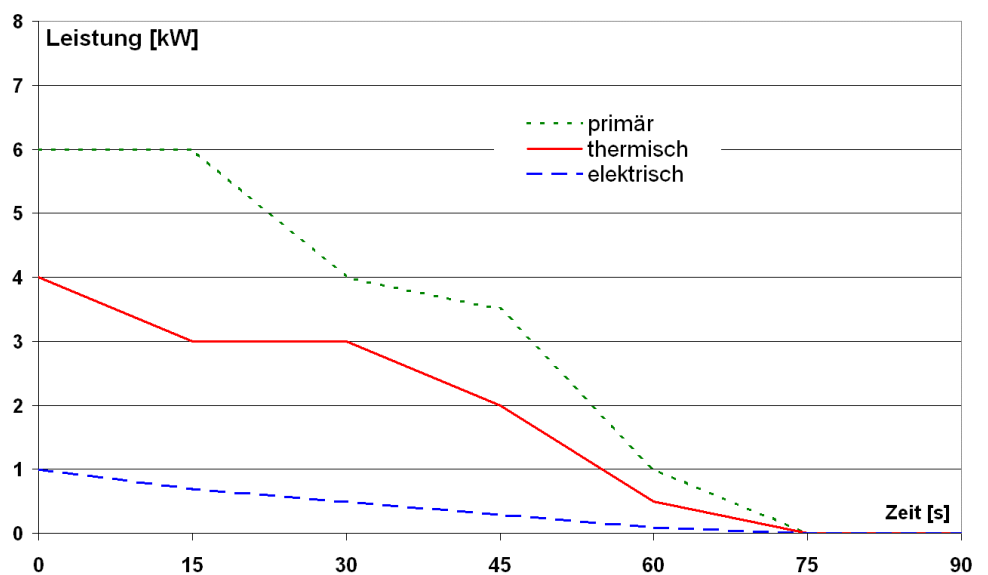


Abbildung 6.40: Charakteristik eines Abschaltvorganges der KWK-Anlage (Gasmotor)

Da die Einbindung innovativer Energieversorgungssysteme in ein Gebäude im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen oder im Rahmen eines Neubaus durchgeführt wird, wurden in der vorliegenden Untersuchung zum Einsatz adaptiver Managementkonzepte in der Hausenergieversorgung Einfamilienhäuser in Niedrigenergiebauweise zu Grunde gelegt.

Mittelwerte der über einen Zeitraum von 2 Jahren ermittelten Messwerte von 22 Einfamilienhäusern fasst Tabelle 6.12 zusammen; die Daten entstammen [3-VAS02] und wurden bereits in Kapitel 3.1.2 vorgestellt.

Tabelle 6.12 Charakteristika des Energieverbrauches der Einfamilienhäuser

Wohnfläche [m ²]	Schrittweite der Messung [Min]	Personen [1]	W _{el} [kWh/(Pers·a)]	W _{ww} [l/(Pers·d)]	W _{hz} [kWh/(m ² ·a)]
140	15	4	930	30	39

mit:

W_{el} : jährlicher elektrischer Energiebedarf pro Person

W_{ww} : täglicher thermischer Energiebedarf zur Warmwasserbereitung pro Person

W_{hz} : jährlicher Heizenergiebedarf pro Quadratmeter

Abbildung 6.41 stellt den aus den vorliegenden Messwerten zusammengefassten wöchentlichen elektrischen und thermischen⁴⁶ Energieverbrauch über den Zeitraum eines Jahres vergleichend gegenüber.

Der elektrische Bedarf – mit einem Maximum

$W_{max} = 116 \text{ kWh}$ in den Wintermonaten – weist einen Zusammenhang zum Verlauf der Jahreszeiten auf ($W_{max}/W_{min} = 1,7$), besitzt jedoch auch innerhalb eines Monats eine erhebliche Streuung ($W_{max}/W_{min} = 1,3$).

Der thermische Bedarf wird erwartungsgemäß wesentlich durch die Jahreszeiten – und somit

durch die mittleren Außentemperaturen – bestimmt. Das gemessene Wertespektrum umfasst ein Maximum von 559 kWh sowie einen minimalen thermischen Bedarf von etwa 16 kWh ($W_{max}/W_{min} = 34,9$).

Eine Besonderheit in den Messwerten stellen zwei aufeinander folgende Wochen Ende Juli dar, in denen der thermische Bedarf auf 0 kWh zurückgeht; aufgrund des vollständig fehlenden Warmwasserbedarfes handelt es sich offensichtlich um Urlaubswochen. Der in diesem Zeitraum aufgezeichnete minimale elektrische Bedarf von 30,5 kWh spiegelt somit die elektrische Grundlast des Hauses von etwa 182 W (z.B. Kühlgeräte und Netzteile von Elektrogeräten) wider. Bezogen auf den oben dargestellten maximalen wöchentlichen elektrischen Bedarf im Winter trägt die stets vorhandene Grundlast somit einen Anteil von etwa 26% am elektrischen Energiebedarf, vergleiche Abbildung 6.42.

Abbildung 6.42 zeigt weiterhin für einen Ausschnitt des betrachteten Jahreszeitraumes den in einer Winterwoche detailliert gemessenen elektrischen und thermischen Leistungsverlauf. Die Messwerte bestätigen die kaum vorhandene Korrelation zwischen elektri-

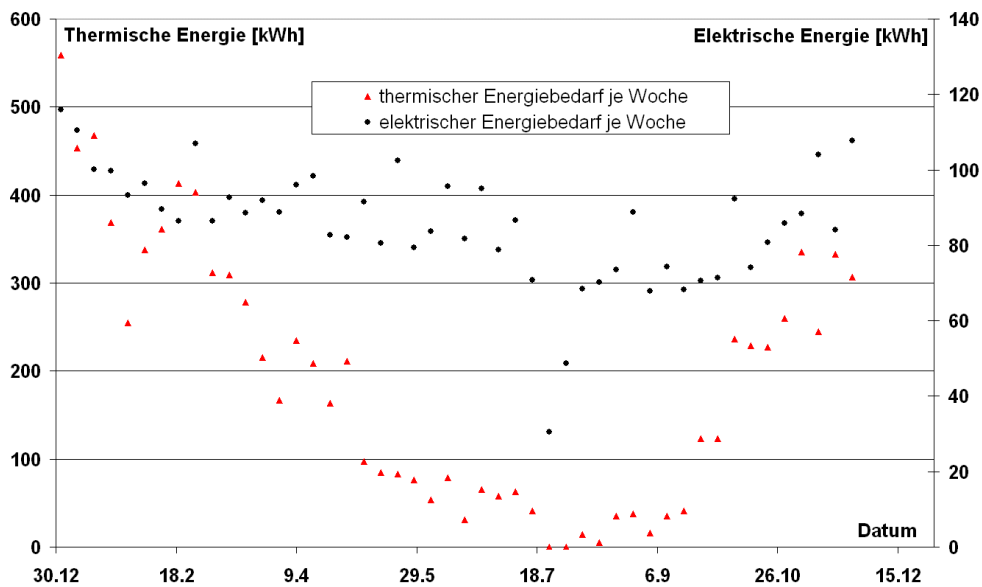


Abbildung 6.41: Wöchentlicher Energieverbrauch des Einfamilienhauses über den Zeitraum eines Jahres

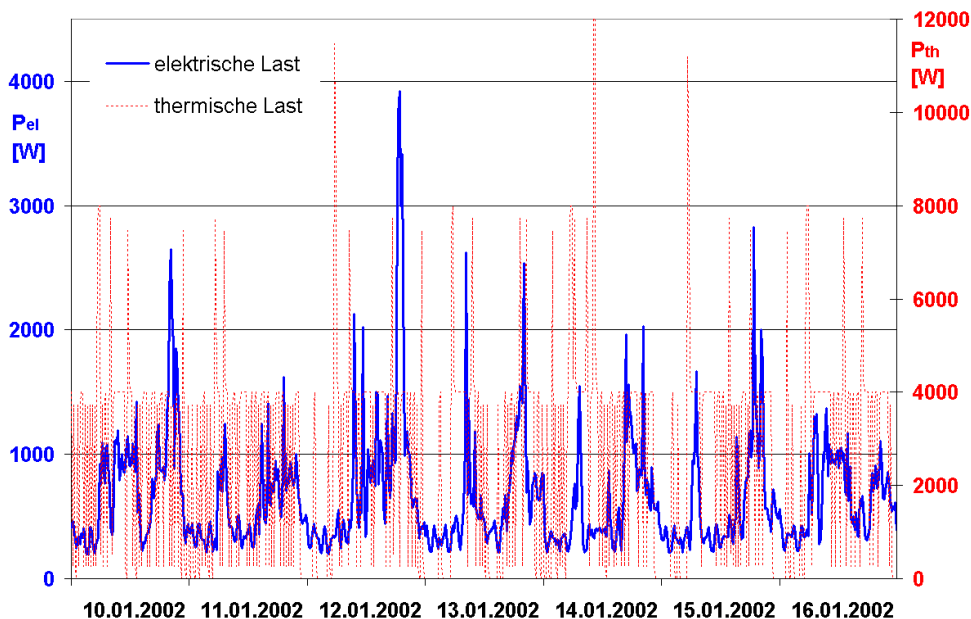


Abbildung 6.42: Elektrische und thermische Leistungsmesswerte (Messintervall 15 Minuten) einer Januarwoche

⁴⁶ Beinhaltet die Energie zu Heizzwecken und zur Warmwasserbereitung.

schem und thermischem Bedarf innerhalb eines Wohngebäudes.

Im thermischen Verbrauch ist im Wesentlichen die regelmäßig auftretende Nachtabsenkung der Heizung zu erkennen; der elektrische Bedarf weist eine Tageszyklizität auf, wobei im Verlauf einer Woche erhebliche Überlagerungen beobachtet werden können.

Im Gegensatz zu dem in Abbildung 6.41 angegebenen wöchentlichen elektrischen Energieverbrauch weist der aus den 15-Minutenwerten gewonnene Verlauf der elektrischen Leistung erhebliche Unterschiede zwischen Maximum und Minimum auf ($P_{max}/P_{min} = 18$), siehe auch Abbildung 3.3.

Die ermittelten Eigenschaften bestätigen noch einmal die bereits aus Kapitel 3 und Kapitel 5 bekannten hohen Anforderungen an ein Management von KWK-Anlagen im Bereich der Hausenergieversorgung.

6.5.2 Erzeugermanagement

Das Optimierungsziel des aus Kapitel 5.1.1 bekannten Erzeugermanagements wurde mit der *Minimierung der Betriebskosten* zur gesicherten Versorgung der elektrischen und thermischen Lasten vorgegeben. Die Einhaltung aller wirtschaftlichen und technischen Restriktionen wird durch die formulierten Nebenbedingungen sichergestellt.

$$Kosten_{gesamt} = Kosten_{Prim} + Kosten_{Netz} - Vergütung_{Netz} + Kosten_{wart}$$

$$\min Kosten_{gesamt} = f(Lasten_{el,th}, KWK_{Sollwerte}, Tarife_{el,Gas})$$

$$KWK_{Sollwerte}(Lasten_{el,th})$$

Nebenbedingungen::

- lückenlose Versorgung aller Verbraucher
- Einhaltung technischer Bedingungen (siehe Kapitel 6.5.1), beispielsweise
 - maximale KWK-Gradienten
 - maximale Anzahl von Einschaltvorgänge,
- wirtschaftliche Gegebenheiten
 - Netztarife für Elektrizität und Gas
 - berücksichtigte Wartungskosten der KWK-Anlage

(6.9)

Abbildung 6.43 zeigt die durch den in Kapitel 5 beschriebenen Optimierungsprozess ermittelte Betriebsweise der KWK-Anlage beispielhaft für die aus Abbildung 6.42 bekannte Winterwoche. Die detaillierte Betrachtung eines Wochentages ist in Abbildung 6.44 dargestellt.

Die *Wochendarstellung* verdeutlicht ein generelles Abschalten der KWK-

Anlage in den Nachstunden, sowie einen individuellen

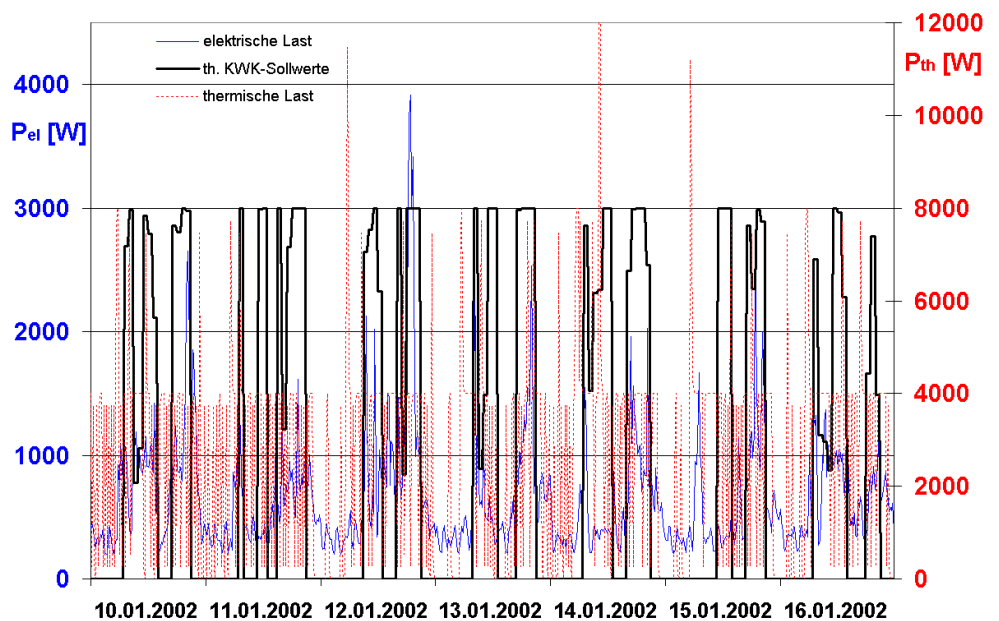


Abbildung 6.43: Ermittelte optimale Betriebsweise der KWK-Anlage über die betrachtete Winterwoche

- an den Verbrauch,
 - die Tarife (siehe Abbildung 3.31) und
 - die technischen Randbedingungen der KWK-Anlage
- angepassten Betrieb im Verlauf des Tages.

Die für den 12. Januar gegebene *Detailbetrachtung* zeigt keine direkte Beziehung zwischen dem Lastverlauf und dem zugehörig ermittelten optimalen Betrieb der KWK-Anlage, der generell in 2 aktive Abschnitte in den Morgenstunden sowie dem späteren Nachmittag und Abend unterteilt werden kann. Beide Betriebszeiträume der KWK-Anlage beinhalten erhebliche

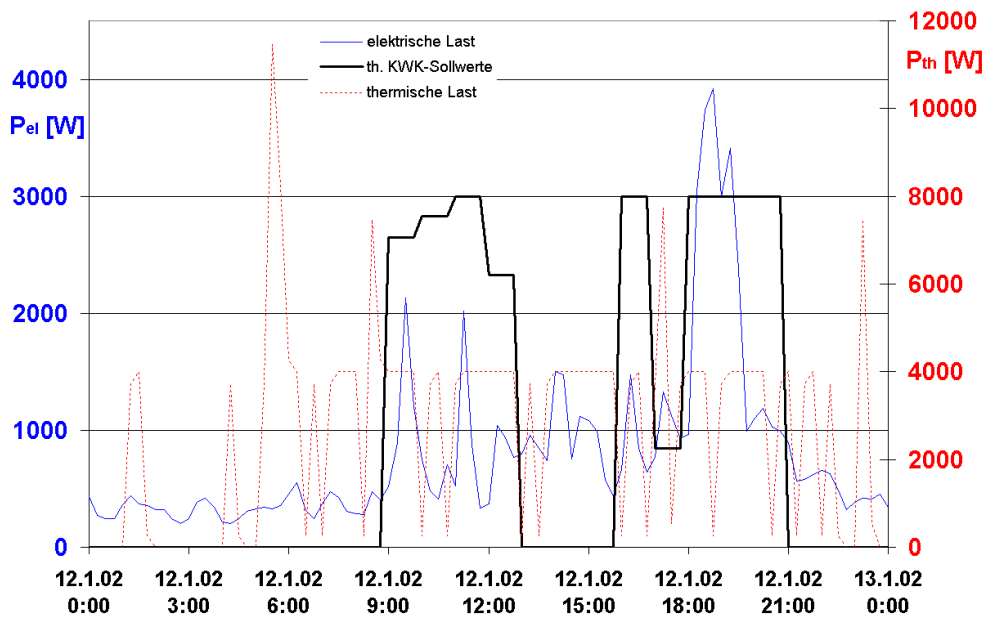


Abbildung 6.44: Ermittelte optimale Betriebsweise der KWK-Anlage eines Tages innerhalb der betrachteten Woche

elektrische Lastspitzen und genügen so der in Kapitel 5.1 formulierten Nutzung der im Koppelbetrieb generierten elektrischen Leistung zur Vermeidung von elektrischem Netzbezug; ein Vergleich mit Abbildung 3.31 bestätigt außerdem die verstärkte Netzeinspeisung zu Hochtarifzeiten.

Zur Ermittlung der optimierten Sollwerte wurde die in Kapitel 5.3.2.3 erläuterte *Ant-Colony-Optimization* mit der aus [5-SOC04] bekannten Erweiterung auf gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme eingesetzt; eine Population von 20 Ameisen und 10 gewichtete Gaussfunktionen konnten in den angestellten Untersuchungen als günstig identifiziert werden. Eine weitere problem-spezifische Anpassung der Parameter des Optimierungsalgorithmus⁴⁷ wurde nicht vorgenommen.

Der in Kapitel 5.1.1 erläuterte Schritt der Generalisierung durch die automatisierte Anpassung der Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln des Fuzzysystems wurde innerhalb von ANFIS unter Verwendung der folgen 16 Einflussgrößen

- aktueller elektrischer Verbrauch,
- Prognose des elektrischen Verbrauches in 15 und in 120 Minuten,
- vor 15 Minuten vorhandener und aktueller thermischer Verbrauch,
- innerhalb der vergangenen 2 Stunden verbrauchte thermische Energie,
- Prognose für in den kommenden 2 Stunden verbrauchte thermische Energie,
- aktueller Arbeitspunkt der KWK Anlage,
- vor 15 Minuten vorhandener und aktueller Füllstand des thermischen Speichers,
- aktuelle Tarife für Bezug und Einspeisung elektrischer Energie und Bezug von Erdgas,
- in 15 Minuten gültige Tarife für Bezug und Einspeisung elektrischer Energie und Bezug von Erdgas

durchgeführt. Die Zusammensetzung⁴⁷ und Anzahl der Einflussgrößen stellen in Hinblick auf die Abbildungsgenauigkeit und die Rechendauer (wenige Minuten) die beste ermittelte Lösung der gegebenen Aufgabe dar, siehe Kapitel 5.2. Während innerhalb angestellter Untersuchungen eine Erhöhung der Anzahl der Einflussgrößen einen überproportionalen Anstieg der Rechenzeit hervorrief, konnte die erreichte Abbildungsgenauigkeit nicht weiter gesteigert werden; je nach Auswahl

⁴⁷ Zur Ermittlung der Zusammensetzung wurden auch Autokorrelationsverfahren aus [3-Mal06] verwendet.

zusätzlicher Informationen wurde diese sogar verschlechtert. Abbildung 6.45 stellt einen Wochen-ausschnitt der unter ANFIS zum *Training* und *Checking* verwendeten Datensätze gegenüber, wobei der optimierte und der mit Hilfe von ANFIS ermittelte thermische Sollwert der KWK-Anlage über der Zeit in Schritten von 15 Minuten aufgetragen sind.

Während die Übereinstimmung im Training-Datensatz nahezu ideal ist, sind im Checking-Datensatz – der die Generalisierung der gelernten Zusammensetzung abbildet – erwartungsgemäß Unterschiede zwischen den optimierten und mit Hilfe von ANFIS ermittelten Werten zu erkennen, wobei die Abbildungsqualität als völlig ausreichend bezeichnet werden kann.

Die zur Versorgung der Lasten notwendigen Betriebskosten für den Einsatz einfacher Betriebsstrategien, sowie des entwickelten Erzeugermanagements stellt die später betrachtete Tabelle 6.13 vergleichend gegenüber.

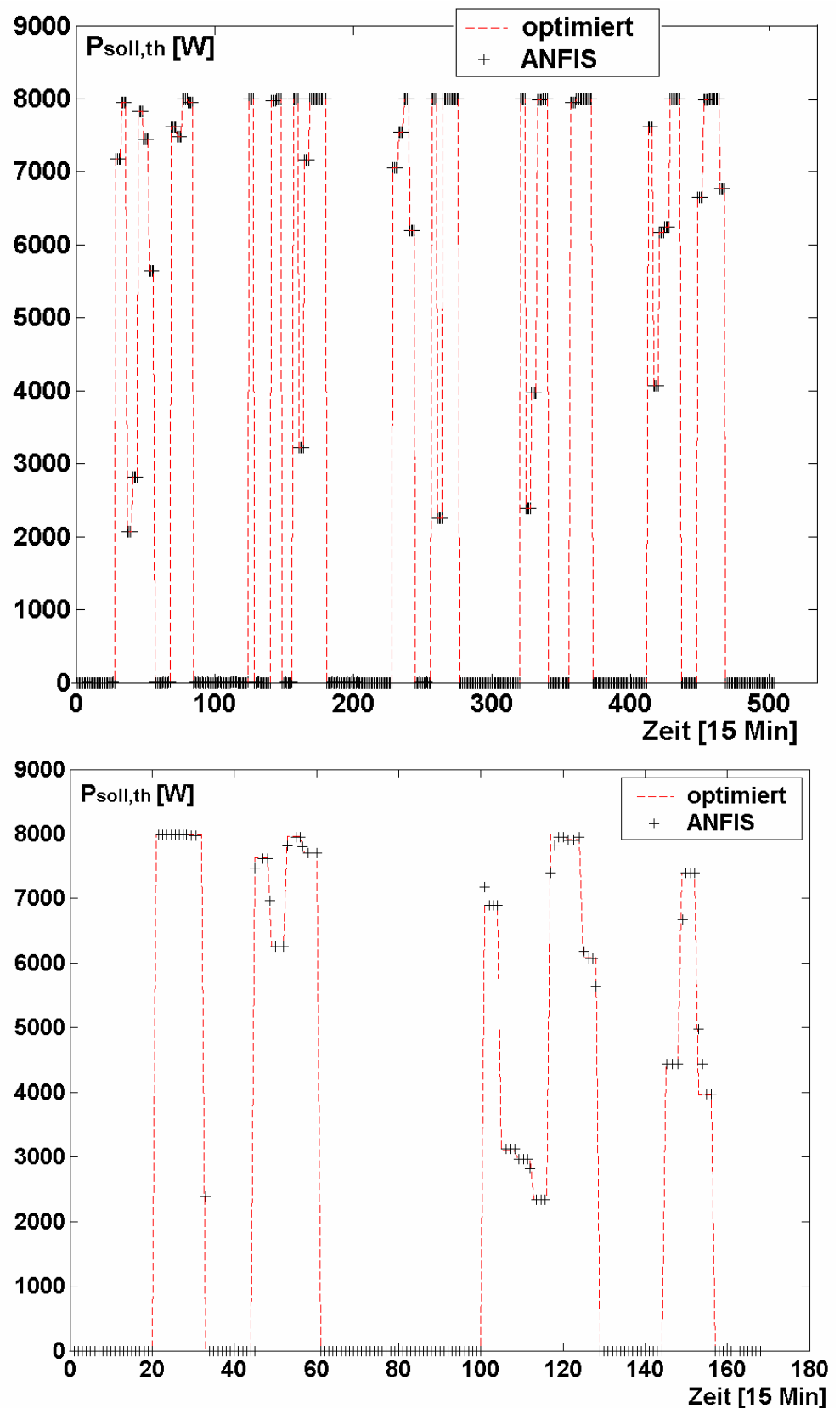


Abbildung 6.45: Auszüge eines verwendeten Training- (links) und Checking-Datensatzes (rechts)

6.5.3 Lastmanagement

Als Optimierungsziel des aus Kapitel 5.1.2 bekannten Lastmanagements wurde ebenfalls die Minimierung der Betriebskosten zur gesicherten Versorgung der elektrischen und thermischen Lasten vorgegeben. Wie

auch in Gleichung (6.9) ersichtlich kann der Algorithmus dazu nun zusätzlich noch Einfluss auf die am Lastmanagement beteiligten Lasten nehmen. Außer den bereits vorgestellten Nebenbedingungen wird nun die Einhaltung der individuellen Zeitfenster für einzelne elektrische Verbraucher sichergestellt.

Detaillierte Lastverläufe typischer im Haushalt gebräuchlicher Verbraucher (siehe Abbildung 6.46 links) konnten dazu im Rahmen der Arbeit im *inHaus-Innovationszentrum* für intelligente Raum- und Gebäudesysteme (siehe [5-SCH05a]) in hoher zeitlicher Auflösung von einer Sekunde aufgenommen werden. Diese wurden anschließend zur synthetisierten Generierung der aus [3-VAS02] bekannten elektrischen Lastkurve eines Einfamilienhauses unter Annahme plausibler Einsatzzeiten der jeweiligen Geräte verwendet, die an dem hier entwickelten Lastmanagement teilnahmen. Abbildung 6.46 zeigt beispielhaft den aus gemessenen Einzellasten synthetisierten Lastverlauf der aus Abbildung 6.42 bekannten elektrischen Gesamtlast am 12.

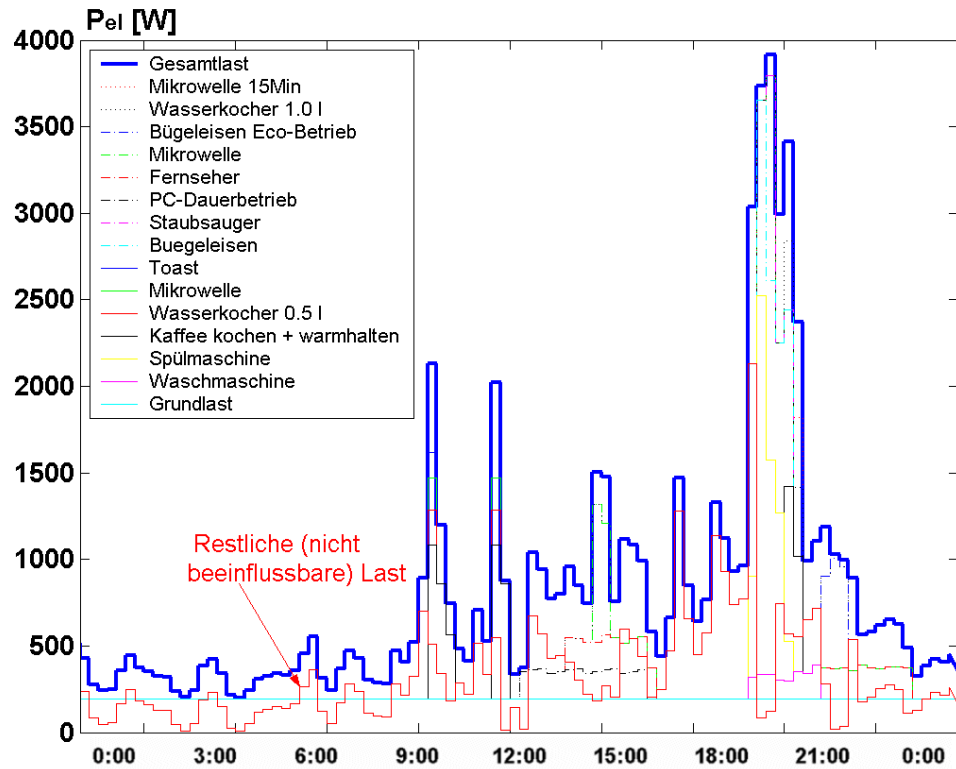


Abbildung 6.46: Synthetisierte Einzellasten

Abbildung 6.46 links) konnten dazu im Rahmen der Arbeit im *inHaus-Innovationszentrum* für intelligente Raum- und Gebäudesysteme (siehe [5-SCH05a]) in hoher zeitlicher Auflösung von einer Sekunde

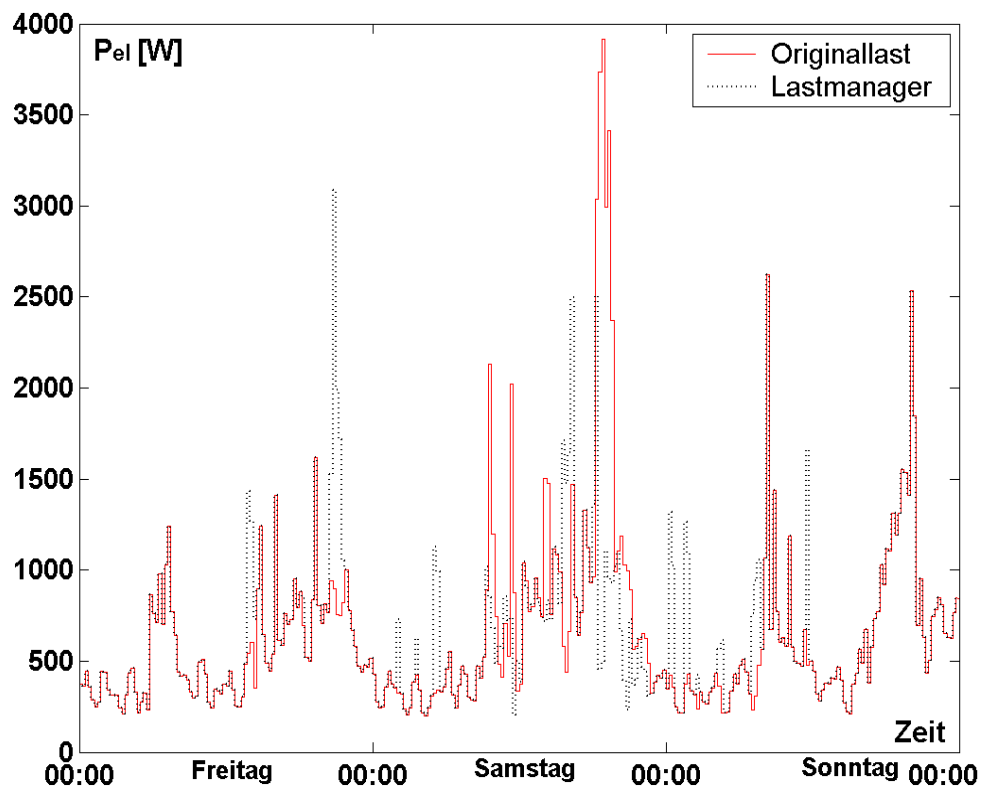


Abbildung 6.47: Ergebnisse des Lastmanagers

Januar. Neben den am Lastmanagement teilnehmenden Einzellasten ist hier ebenfalls der aus Gleichung (5.1) bekannte, nicht beeinflussbare Rest dargestellt.

Abbildung 6.47 stellt die elektrische Gesamtlast im ursprünglichen Verlauf sowie nach der Einflussnahme des Lastmanagements vergleichend gegenüber. Sowohl die in Kapitel 5.1.2 geforderte Reduktion von Lastspitzen als auch der Betrieb flexibler Verbraucher zu Niedrigtarifzeiten (vergleiche Abbildung 3.31) wird dabei vom Modul des Lastmanagements sichergestellt.

Tabelle 6.13 fasst die Betriebskosten zur Versorgung der Lasten während der hier beispielhaft betrachteten Januarwoche (siehe Abbildung 6.42) bei Anwendung einfacher Betriebsstrategien der KWK-Anlage sowie unter Verwendung der im Rahmen der Arbeit entwickelten Module des Erzeuger- und Lastmanagements zusammen.

Als Basis des Vergleiches kann die in der Tabelle hervorgehobene Versorgung der Verbraucher *ohne den Einsatz der KWK-Anlage* herangezogen werden; in diesem Fall werden alle elektrischen Lasten über das elektrische Netz, alle thermischen Lasten über den Spitzenkessel versorgt (dies entspricht der derzeit üblichen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung). Wird die KWK-Anlage stattdessen anhand einer einfachen Betriebsstrategie über die gesamte Woche an ihrer *unteren Leistungsgrenze* betrieben, so erhöhen sich die Kosten zur Versorgung der Lasten bezogen auf den genannten Basisfall um 1,7%.

Wird der KWK-Anlage als konstanter Sollwert *Nennleistungsbetrieb* vorgegeben, so führt dies zu einer häufigen Überschreitung der maximalen Speichertemperatur und somit einer völligen Abschaltung der KWK-Anlage (siehe Kapitel 3.2.5). Aufgrund der in Tabelle 6.11 erläuterten Wartungskosten von 0,10 € pro Startvorgang sowie der ungünstigen Einspeisesituation (nachts hohe ins Netz eingespeiste Leistung bei geringem Ertrag) erhöht diese Betriebsweise die Kosten zur Versorgung der Verbraucher erheblich.

Im Gegensatz dazu können die Betriebskosten unter Verwendung des *Erzeugermanagements* um etwa 17 % bezogen auf die Versorgung ohne KWK-Anlage reduziert werden.

Ein zusätzlicher Betrieb des *Lastmanagements* führt abhängig von dem in Klammern angegebenen – hier für alle am Lastmanagement beteiligten Einzelverbraucher gültigen – *Zeitfenster*⁴⁸ zu einer weiteren Reduktion der Betriebskosten um bis zu 6% gegenüber dem alleinigen Einsatz des Erzeugermanagements.

Tabelle 6.13 Einfluss der Managementmodule auf die wöchentlichen Betriebskosten

Betrieb KWK	immer P_{nenn}	immer P_{min}	immer aus	Erzeuger-management	Lastmanagement (1h)	Lastmanagement (6h)	Lastmanagement (12h)
Kosten [€]	139,16	54,14	53,22	44,00	43,29	42,47	41,20

mit:

P_{nenn} : Nennleistung der KWK-Anlage

P_{min} : minimale Leistung der KWK-Anlage

Die in der Tabelle zusammengefassten Ergebnisse verdeutlichen somit noch einmal den quasi unverzichtbaren Einfluss eines intelligenten Managements auf eine Hausenergieversorgung mit μ -KWK-Anlage.

6.5.4 Lastprognose

Abschließend soll noch die Anwendung des im Rahmen der Arbeit entwickelten, in Kapitel 5.1.3 erläuterten, Verfahrens zur Lastprognose in der Haus- und Siedlungsversorgung auf die aus Kapitel 6.5.1 bekannten Messdaten betrachtet werden.

⁴⁸ Maximaler Einfluss des Lastmanagements auf die Einzelverbraucher, siehe Kapitel 5.1.2.

Wie in Abbildung 5.3 gezeigt basiert die hier implementierte Prognose der 6 diskreten Lastpunkte der nachfolgenden 90 Minuten auf den vergangenen 13 Leistungsmesswerten (*Zeitfenster von 3 Stunden*).

Zur praktischen Anwendung des entwickelten Verfahrens stellt neben der *Prognosequalität* auch der zur Adaption des Systems an das Nutzerverhalten notwendige *Umfang an archivierten Messdaten* ein entscheidendes Kriterium dar.

Abbildung 6.48 zeigt die dazu angestellten Untersuchungen, wobei die elektrische

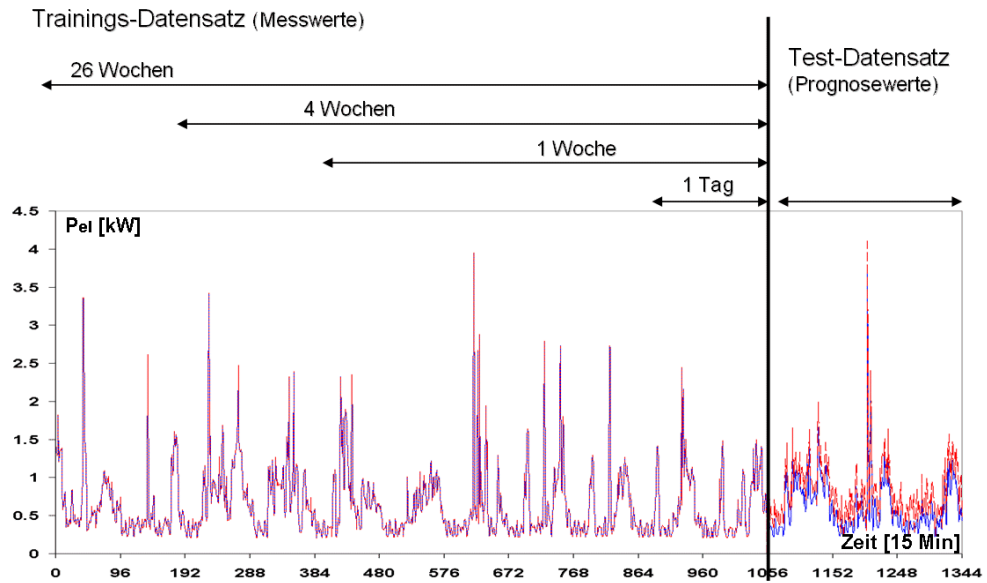


Abbildung 6.48: Trainings- und Testdatensatz der Lastprognose

Leistung über der in 15-Minutenschritten aufgetragenen Zeitachse von 2 Wochen dargestellt ist.

Die Aufgabe bestand jeweils darin, ausgehend vom Zeitpunkt 1056 mit Hilfe der oben erläuterten 13 Leistungsmesswerte die nachfolgenden 6 Lastpunkte zu prognostizieren. Um statistische Aussagen treffen zu können wurde die beschriebene Lastprognose über die Dauer von 3 Tagen bis zum Zeitpunkt 1344 durchgeführt. Das dem System zuvor zur Adaption an das Nutzerverhalten zur Verfügung gestellte Messwertearchiv wurde von einem Tag bis 26 Wochen variiert, siehe Abbildung 6.48 und Abbildung 6.49.

Die in Abbildung 6.49 dargestellten zugehörigen Prognosefehler stellen den *relativen mittleren Fehler* über die untersuchten 3 Tage dar. Sie werden – hier am Beispiel der 15-Minuten-Prognose – über den Mittelwert des Fehlers

$$\text{mittelwert_fehler} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |P_{\text{Prog}+15}(t) - P_{\text{Messwert}+15}(t)|$$

mit:

n : Anzahl der 15-Minutenschritte, bei 3 Tagen $3 \cdot 96 = 288$

$P_{\text{Prog}+15}$: prognostizierter Verbrauch in 15 Minuten [W]

$P_{\text{Messwert}+15}$: der zum prognostizierten Verbrauch zugehörige Messwert

und den Mittelwert der Last

$$\text{mittelwert_last} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n P_{\text{Messwert}}(t) \quad (6.11)$$

wie folgt berechnet:

$$\text{mittelwert_fehler_rel} = \frac{\text{mittelwert_fehler}}{\text{mittelwert_last}} \cdot 100\% \quad (6.12)$$

Die in Abbildung 6.49 oben dargestellten Kurven des Prognosefehlers zeigen die *Adaption* der Lastprognose an die Nutzergewohnheiten, sowie den Einfluss des zur Verfügung gestellten Messwertearchivs.

Während mit Archivdaten eines Tages eine Prognose kaum möglich ist, beinhalten Archivdaten über 2 Wochen bereits einen hohen Informationsgehalt über das zu prognostizierende Nutzerverhalten der *nahen Zukunft* (15 und 30 Minuten); die beobachtbare Abnahme der Prognosegüte der nahen Zukunft bei verfügbaren Archivdaten von mehr als 2 Wochen kann durch das Phänomen des *overfittings* erklärt werden; hier wird das Fuzzy-System zu speziell an die Trainingsdaten (Archivdaten) angepasst, wobei gleichzeitig die Fähigkeit zur Generalisierung auf unbekannte Eingangsgrößen nachlässt. Nach 26 Wochen stellt sich die maximal erreichbare Prognosegüte für weiter entfernte Zeitpunkte (> 45 Minuten) ein.

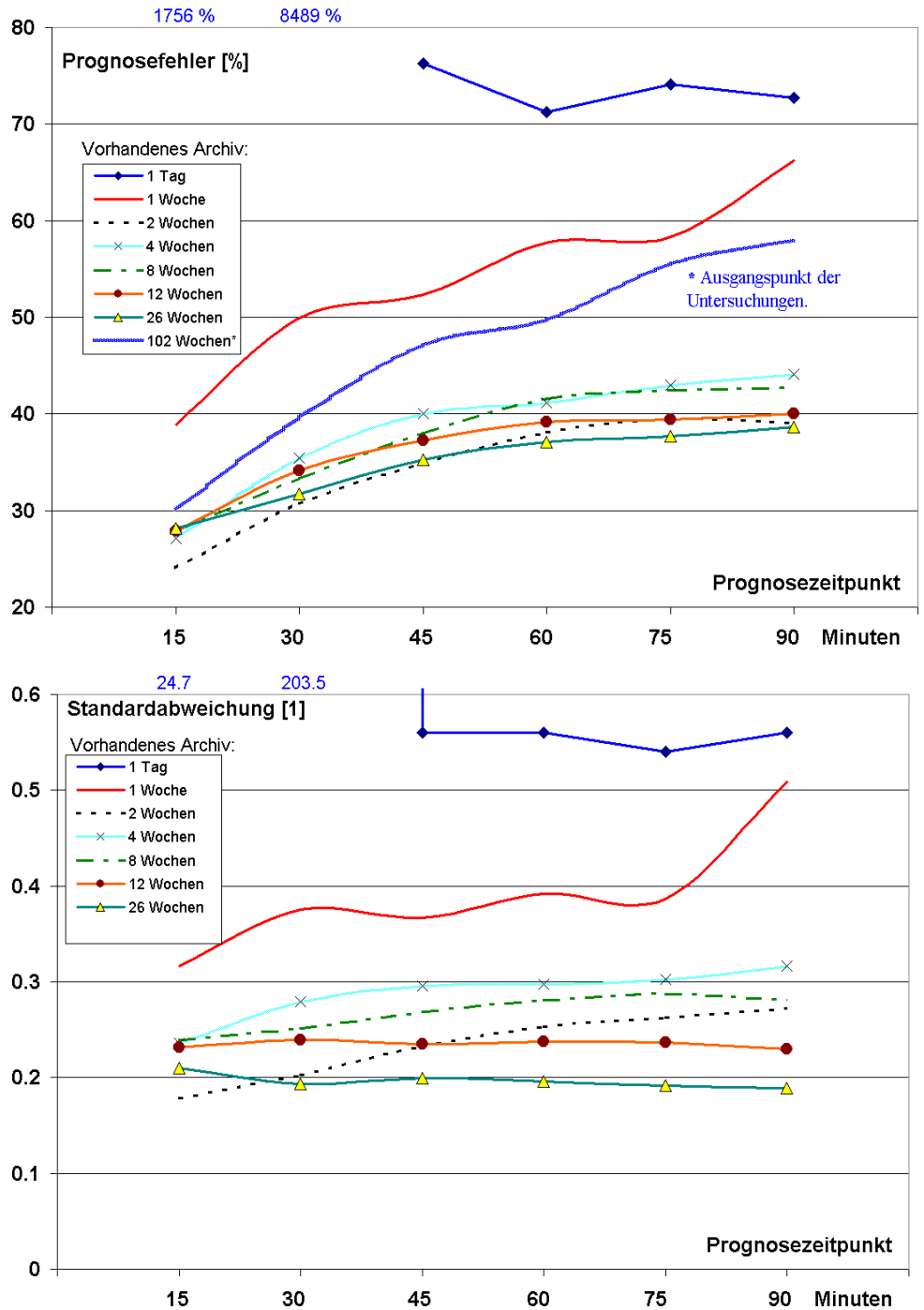


Abbildung 6.49: Prognosefehler und Standardabweichung im Einfamilienhaus

Der ebenfalls dargestellte Verlauf des Prognosefehlers bei einem verfügbaren Archivdatensatz von 102 Wochen („Ausgangspunkt der Untersuchungen“) basiert auf der für *große elektrische Versorgungsnetze* verwendeten Auswahl an Einflussgrößen (siehe Kapitel 5.1.3) und stellt den Ausgangspunkt der innerhalb der Arbeit angestellten Untersuchungen dar. Die hier sehr hohe Anzahl notwendiger Archiv-Wochen ist für einen praktischen Einsatz des Prognosetools insbesondere in Anwendungen der Hausenergieversorgung kaum tragbar.

Neben der *Verbesserung der Prognosegüte* konnte durch die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode sowohl

- der *notwendige Datensatz* zur Adaption an das Nutzerverhalten von 2 Jahren auf 2 bis 26 Wochen, als auch
- die zur Parametrierung des Fuzzysystems *notwendige Rechenzeit*⁴⁹ von 2 Tagen auf wenige Minuten

reduziert werden.

Unter Berücksichtigung des beispielsweise aus Abbildung 3.3 bekannten Lastverlaufes eines Einfamilienhauses mit einem Verhältnis von maximaler zu minimaler Leistung von etwa 15 bis 25 stellen die neuen Entwicklungen somit einen wesentlichen Fortschritt zum praktischen Einsatz eines Prognosetools in der Hausenergieversorgung dar.

Die in Abbildung 6.49 ebenfalls gezeigte Standardabweichung steht in guter Übereinstimmung zum Verlauf des Prognosefehlers und nimmt mit steigendem Archivumfang tendenziell ab.

Abbildung 8.2 im Anhang beinhaltet als Vergleich die ebenfalls untersuchte Adaption des Lastprognosetools an das spezifische Nutzerverhalten eines zweiten Einfamilienhaus aus [3-VAS02], wobei für den Prognosefehler und die Standardabweichung nahezu identische Ergebnisse erzielt wurden.

Die Anwendung der in Abbildung 6.48 dargestellten Untersuchungen der entwickelten Lastprognose auf die aus [3-PLA02] und Abbildung 3.3 bekannte *Solarsiedlung mit 69 Wohneinheiten* zeigt Abbildung 6.50.

Prognoseziel war hier also nicht der Lastverlauf einer einzelnen Wohneinheit, sondern die von der Siedlung in Summe verbrauchte elektrische Leistung.

Während der generelle Verlauf des Adaptionsverfahrens quasi identisch verläuft, fällt besonders der hier wesentlich kleinere absolute Prognosefehler auf, der im gesamten Prognosebereich zwischen 5% und 6,5% liegt. Aufgrund der hohen Anzahl an Verbrauchern in der Siedlung wirken sich hier die auch in Kapitel 5.1.3 angesprochenen statistischen Effekte positiv auf die Prognostizierbarkeit des Lastverlaufes aus.

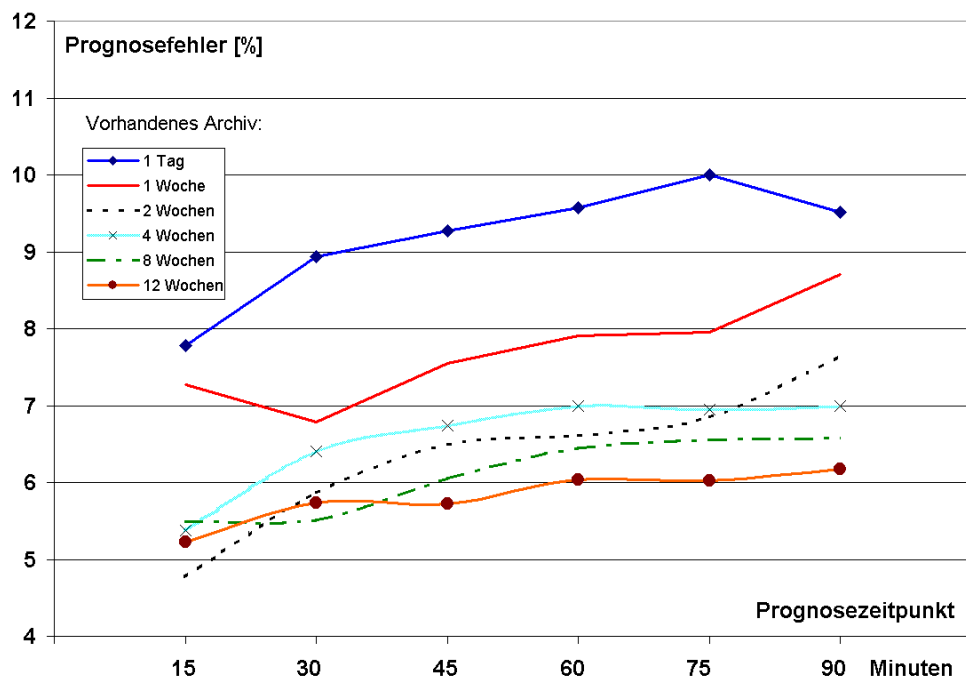


Abbildung 6.50: Prognosefehler einer Siedlungsstruktur

⁴⁹ Die angegebene Rechendauer wurde mit einem modernen PC (512 MB, 1,3 GHz) ermittelt.

7 Zusammenfassung

Der Anteil regenerativer und auf Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basierender dezentraler Anlagen insbesondere zur Haus- und Siedlungsversorgung wird in den kommenden Jahren stetig ansteigen und erheblichen Einfluss auf den Betrieb bestehender – bisher zentralistisch organisierter – sowie neu aufzubauender Energiesysteme haben.

Zur detaillierten Untersuchung des genannten Einflusses auf elektrische und thermische Versorgungsstrukturen wurden daher im Rahmen der vorliegenden Arbeit die *betrieblichen* Charakteristika von aktuell als Serienprodukt oder Prototyp verfügbaren Komponenten dezentraler Energieversorgungsanlagen einschließlich Energiespeichern recherchiert.

Aufbauend darauf wurde eine *Modell-Bibliothek dezentraler Systemkomponenten* erstellt; die in MATLAB/Simulink entwickelten Simulationsmodelle für

- stochastische regenerative Quellen wie Photovoltaik und Windkraftanlagen,
- steuerbare Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung auch in Kraft-Wärme-Kopplung (z.B. auf Basis von Stirling-, oder Gasmotoren und Brennstoffzellen),
- elektrische und thermische Speicher unterschiedlicher Technologien für den Kurz- und Langzeitbereich,
- verschiedene Typen elektrischer Drehstrom-Generatoren, sowie
- Umrichter zur Anbindung von Gleichstromkomponenten und drehzahlvariablen elektrischen Maschinen

wurden jeweils anhand von Literaturdaten und Messwerten parametrisiert und verifiziert. Unter Berücksichtigung der implementierten Modellierungs-Schrittweiten von einer Sekunde bis zu einigen Minuten ermöglichen die Modelle somit detaillierte Untersuchungen des *betrieblichen Klemmenverhaltens* der Einzelkomponenten, sowie deren *Interaktion innerhalb eines Versorgungssystems* auch über lange Zeiträume (Wochen oder Monate).

Zur komponenten- und systemweiten Untersuchung stationärer Arbeitspunkte und dynamischer Lastwechsel eines *dampfreformerbasierten PEM-Brennstoffzellen-Gesamtsystems*⁵⁰ inklusive der Möglichkeit zu Konzeption, Test und Verifikation von lokalen und übergeordneten Regelkreisen wurde darüber hinaus eine dynamische⁵¹ Modellierung entwickelt. Die mit Hilfe von Messwerten eines entsprechenden Laborsystems parametrisierten und verifizierten Modelle der Einzelkomponenten beinhalten beispielsweise

- die Wasserstoffgenerierung unter Berücksichtigung der Kinetik des Dampfreformierungsprozesses,
- die Konzentrationsverluste im Strömungskanal und die elektro-chemischen Ausgleichsvorgänge an der Phasengrenze einer in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Brennstoffzelle,
- einen Wärmetauscher und Wechselrichter zur Nutzung der bereitgestellten thermischen und elektrischen Leistung,
- einen mit Erdgas und Ausnutzung des Anoden-Offgases betriebenen Reformer-Brenner.

Der Betrieb dezentraler Energieversorgungssysteme erfordert ein an die jeweiligen Gegebenheiten und Begrenzungen angepasstes Management, welches sich gerade bei sehr kleinen Systemen (z.B. Hausenergieversorgung) flexibel auch an das Nutzerverhalten adaptieren muss. Das hierzu realisierte Konzept beinhaltet die Komponenten

- *Erzeugermanagement* zur Vorgabe von Leistungs-Sollwerten an die dezentrale Energieversorgungsanlage,
- *Lastmanagement* zur gezielten Freigabe von Betriebszeiten bestimmter Verbraucher für einen effizienten Betrieb des Systems und

⁵⁰ PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran (engl.: Proton Exchange Membran)

⁵¹ Die implementierte Modellierungs-Schrittweite beträgt hier eine Millisekunde.

- *Lastprognose* zur Berücksichtigung für die Zukunft erwarteter elektrischer bzw. thermischer Lastverläufe in aktuellen Entscheidungen

Flexibilität und automatisierte Adaption des Managements an wechselnde Betriebsanforderungen konnten durch Verfahren der *Computational Intelligence* erreicht werden.

Mit Hilfe der im Rahmen der Arbeit entwickelten Bausteine wurden abschließend Untersuchungen unterschiedlichster dezentraler Energieversorgungsstrukturen durchgeführt:

- Unter Verwendung von an einer realen Photovoltaik-(PV)-Anlage aufgezeichneten Messwerten⁵² wurde die betriebliche PV-Modellierung inklusive optionaler 2-achsiger Modulnachführung verifiziert; diese konnte anschließend unter Nutzung von vorliegenden Messdaten⁵³ aus einem Einfamilienhaus beispielhaft zur Untersuchung der Auslegung verschiedener Varianten einer dezentralen Haus-Elektrizitätsversorgung mit wachsendem Grad an energetischer Autarkie verwendet werden. Durch die Einbindung von Kurzzeit- (Akkumulator) und Langzeitspeichern (Wasserstoff-Pfad) konnten hierbei ebenfalls deren Auswirkungen auf den Jahresbetrieb betrachtet werden.
- Das betriebliche Verhalten eines Windparks mit 72 Einzelanlagen wurde unter Nutzung des entwickelten Energiemanagements und der aggregierten Simulation einer großen Zahl von Windenergieanlagen untersucht. Außerdem wurde der Einfluss eines Schwungmassenspeichers auf die Vergleichmäßigung der von einer einzelnen Windenergieanlage an das Netz abgegebenen Leistung betrachtet.
- Für die in einem Teststand vorhandenen Einzelkomponenten Brennstoffzelle und Dampfreformer konnte auf Basis des modellierten Gesamtsystems ein übergeordnetes Regelungskonzept entwickelt werden. Die angestellten Untersuchungen zeigten u.a. die durch Rückführung des Anoden-Offgases erzielbaren Zugewinne im Systemwirkungsgrad, sowie den Einfluss des H₂-Nutzungsgrades auf die Dynamik des Gesamtsystems und die Wirkungsgrade der Subsysteme.
- An Hand der detaillierten betrieblichen Anlagen-Modellierung wurde der Einsatz der entwickelten Managementmodule für den Betrieb eines KWK-Systems zur Hausenergieversorgung vorgestellt. Die hier gewonnenen Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz eines intelligenten Managements quasi unverzichtbar für das Erreichen von Energie- und Betriebskosteneffizienz einer solchen Anlage ist.

Die in der Arbeit beschriebenen Entwicklungen und Untersuchungen wurden alle auf einem PC vorgenommen. Für einen zukünftigen praktischen Einsatz der *Management-Module* innerhalb von KWK-Systemen der Hausenergieversorgung bietet es sich an, die Algorithmen auf einen Mikrocontroller zu portieren.

⁵² Es lagen 30-Sekunden-Werte über ein komplettes Jahr aus einer PV-Anlage am Niederrhein vor.

⁵³ Die Messwerte des elektrischen, sowie des Warmwasser- und Heizenergiebedarfes standen über den Zeitraum eines Jahres in Schritten von 15 Minuten zur Verfügung.

8 Anhang

8.1 Ersatzschaltbilder elektrischer Generatoren

Die folgende Liste zieht die in den Ersatzschaltbildern der elektrischen Generatoren verwendeten Abkürzungen.

R_s	Ständerwiderstand	X_σ	Streureaktanz
R_r'	Ständerseitig bezogener Läuferwiderstand	d-Achse	in Richtung des Erregerfeldes
$X_{\sigma s}$	Ständerstreureaktanz	q-Achse	In Richtung quer zum Erregerfeld
$X_{\sigma r}$	Läuferstreureaktanz	i_a	Ankerstrom
X_h	Hauptreaktanz	u_p	Polradspannung
s	Schlupf	ε	Erregergrad
R_a	Ankerwiderstand	β	Polradwinkel (gemessen zwischen \underline{u}_n und \underline{u}_p)

8.2 PEM-Brennstoffzelle

8.2.1 Temperaturabhängige Charakteristika

Fällt Wasser gasförmig an, so gilt $\Delta H_u^0 = -241,8 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$ (unterer Heizwert). Liegt das Produktwasser hingegen flüssig vor, so gilt $\Delta H_o^0 = -285,8 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$ (oberer Heizwert). Die Differenz von $44,01 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$ zwischen oberem und unterem Heizwert wird für die Änderung des Aggregatzustandes benötigt und ist unter dem Begriff *latente Wärme* bekannt. Tabelle 8.1 fasst unter Verwendung des oberen Heizwertes die charakteristischen Größen der beschriebenen Redoxreaktion zusammen.

Tabelle 8.1 Temperaturabhängige Charakteristika der Brennstoffzellenreaktion

T [°C]	ΔG_o^0 [kJ/mol]	U_{rev}^0 [V]	η_{max} [%]
25	-237.2	1.23	83
80	-228.2	1.18	80
100	-225.2	1.17	79
200	-220.4	1.14	77
400	-210.3	1.09	74
600	-199.6	1.04	70
800	-188.6	0.98	66
1000	-177.4	0.92	62

8.2.2 Aktivität

Innerhalb eines chemischen Prozesses $a\cdot A + b\cdot B \rightarrow c\cdot C + d\cdot D$ stellt die Aktivität a ein Maß für die Effektivität der Wechselwirkung zwischen dem Reaktanden dar. Da es sich bei der Brennstoffzelle um einen Gasreaktor handelt, kann der für ideale Gase geltende Zusammenhang $\alpha = \frac{P}{P^0}$ angewendet werden, wobei P den Partialdruck⁵⁴ des Gases und P^0 den Standarddruck (1 bar) bezeichnet. Beachtet man weiterhin, dass für ideale Gase der Volumenanteil, der molare Anteil und der Druckanteil (Partialdruck) identisch sind, folgt bezogen auf die obige Reaktionsgleichung für die Änderung der freien Enthalpie aus den Gesetzen der Thermodynamik

⁵⁴ Die Summe aller Partialdrücke eines Gasgemisches bildet den Gesamtdruck des Gemisches.

$$\Delta G = \Delta G_o^0 + RT \cdot \ln \frac{C^c \cdot D^d}{A^a \cdot B^b}$$

mit

R : allgemeine Gaskonstante $R = 8.3143 \text{ J} \cdot (\text{mol} \cdot \text{K})^{-1}$

T : absolute Temperatur [K]

A, D : molare Konzentrationen der jeweiligen Moleküle

a, d : zugehörige Stöchiometrien

(8.1)

8.2.3 Tafelgleichung

Auch im stromlosen Zustand findet an der Kathode sowohl die in Gleichung 4.2 beschriebene Reaktion, als auch die zugehörige Umkehrreaktion statt, so dass sich ein Gleichgewichtszustand gemäß $O_2 + 4e^- + 4H^+ \leftrightarrow 2 H_2O$ einstellt. Der dabei vorhandene Ladungsträgertransport wird als *Austauschstromdichte* J_0 bezeichnet. Für wasserstoffbasierte Brennstoffzellen kann aufbauend auf den Untersuchungen von *Tafel* die resultierende Durchtrittsspannung

$$U_D = \frac{R \cdot T}{2 \cdot \alpha \cdot F} \cdot \ln \left(\frac{J}{J_0} \right), \text{ für } J > J_0$$

$$U_D = 0, \text{ für } J \leq J_0$$

(8.2)

α : Durchtrittsfaktor, $0 \leq \alpha \leq 1$

beschrieben werden. Befindet sich der Durchtrittsfaktor α für unterschiedlichste Materialien im Bereich zwischen 0,1 und 0,5, so variiert die Austauschstromdichte abhängig von der aktiven Oberfläche, sowie vom Elektrodenmaterial - welches als Katalysator der Reaktion dient - um bis zu 10 Größenordnungen, so dass J_0 die Charakteristik der Durchtrittsspannung dominiert.

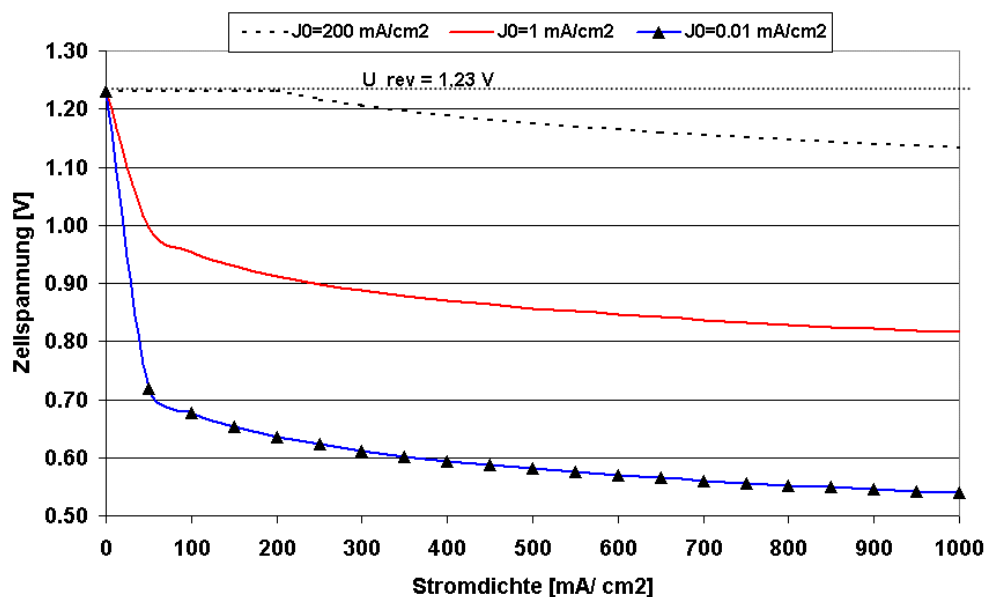


Abbildung 8.1: Zellspannung als Funktion der Durchtrittsüberspannung

8.2.4 Spannungsabfall durch Konzentrationsverluste

Unter Verwendung einer limitierenden Stromdichte J_1 , deren Brennstoffbedarf dem über Diffusion maximal verfügbaren Stofftransport entspricht stellt [4-LAR03] die Konzentrationsspannungsverluste als

$$U_K = -\frac{R \cdot T}{a \cdot F} \cdot \ln \left(1 - \frac{J}{J_1} \right)$$

a : 4 für Sauerstoff, 2 für Wasserstoff

(8.3)

dar. Obwohl der Effekt der Konzentrationsverluste hier analytisch über den aus der Literatur bekannten Zusammenhang der Nernstspannung (siehe auch Kapitel 4.1.1.1) hergeleitet wird, gilt er nur für die Brennstoffzellenversorgung mit reinem Sauerstoff und Wasserstoff.

Der in der vorliegenden Arbeit fokussierte Betrieb der Brennstoffzelle mit Hilfe einer Reformierung von Erdgas kann mit dem beschriebenen Ansatz nach Angaben aus [4-LAR03] nur unzureichend abgebildet werden. Hier wurde daher der in Kapitel 4.1.1.4 beschriebene empirische Ansatz zur Berücksichtigung des Spannungsabfalles durch Konzentrationsverluste verwendet, welcher einen wesentlich höheren Freiheitsgrad zur Anpassung an ein reales System bietet.

8.3 Dynamische Modellierung eines PEM-Brennstoffzellensystems

8.3.1 Elektrisches Zellersatzschaltbild

Aus Gleichung (4.34) folgt

$$I_{rev} = \frac{U_{rev}}{R_{dk}} - \frac{U_z}{R_{dk}} - I_z \cdot \frac{R_{ohm}}{R_{dk}}, \text{ sowie unter Berücksichtigung von}$$

$$\dot{U}_{rev} = 0, \quad (8.4)$$

$$\dot{I}_{rev} = -\frac{\dot{U}_z}{R_{dk}} - \dot{I}_z \cdot \frac{R_{ohm}}{R_{dk}}.$$

Über die weiteren Zwischenschritte

$$\dot{U}_{ds} = -\dot{I}_{rev} \cdot R_{dk} \quad (8.5)$$

und

$$I_{ds} = -C_{ds} \cdot R_{dk} \cdot \dot{I}_{rev} \quad (8.6)$$

folgt

$$\frac{U_{rev} - U_z - I_z \cdot R_{ohm}}{R_{dk}} + C_{ds} \cdot R_{dk} \cdot \left(-\frac{\dot{U}_z}{R_{dk}} - \dot{I}_z \cdot \frac{R_{ohm}}{R_{dk}} \right) = I_z. \quad (8.7)$$

8.4 Wechselrichter

8.4.1 Feldorientierte Regelung

Mit Hilfe der als *Park-Transformation* bekannten Umwandlung können die zeitvarianten Phasenspannungen \underline{U}_a , \underline{U}_b , \underline{U}_c in die korrespondierenden Größen \underline{U}_d , \underline{U}_q des mitrotierenden Referenzsystems überführt werden.

$$\begin{aligned} \underline{U}_d &= \frac{2}{3} \cdot (\underline{U}_a \cdot \sin(\alpha) + \underline{U}_b \cdot \sin(\alpha - \frac{2\pi}{3}) + \underline{U}_c \cdot \sin(\alpha + \frac{2\pi}{3})) \\ \underline{U}_q &= \frac{2}{3} \cdot (\underline{U}_a \cdot \cos(\alpha) + \underline{U}_b \cdot \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}) + \underline{U}_c \cdot \cos(\alpha + \frac{2\pi}{3})) \\ \underline{U}_0 &= \frac{1}{3} \cdot (\underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c) \end{aligned} \quad (8.8)$$

mit

ω : Winkelgeschwindigkeit [rad/s] des mitrotierenden Referenzsystems.

8.5 Lastprognose

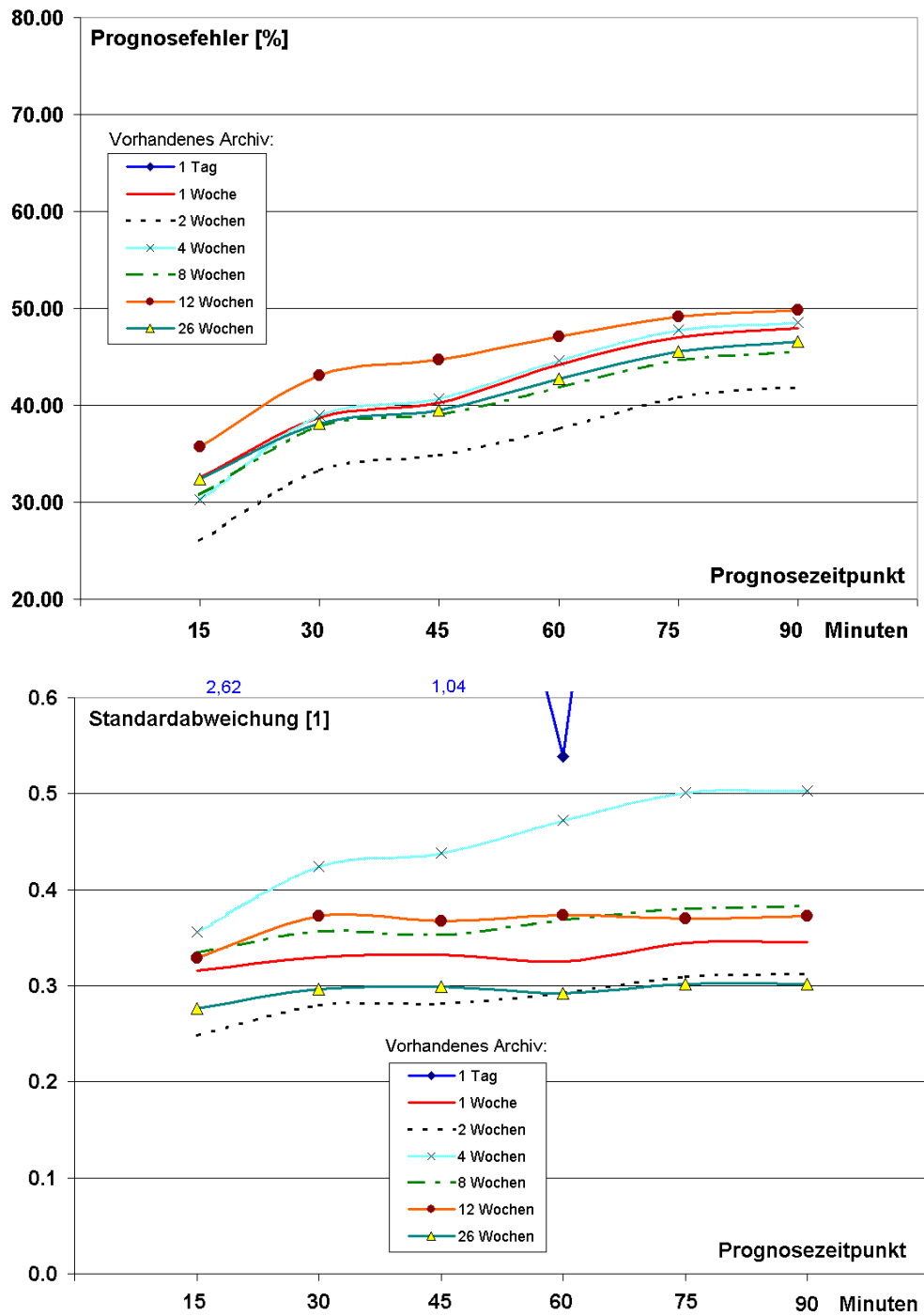


Abbildung 8.2: Prognosefehler und Standardabweichung eines zweiten Einfamilienhauses der gleichen Siedlung

9 Literaturverzeichnis

[2-AGE04] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen - Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2003 - Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes - Stand: Oktober 2004, Deutschland 2004

[2-IPC07] Alley, R.; et. al.: Climate Change 2007: The Physical Science Basis, International Panel on Climate Change, 2007

[2-IWF06] IWF, World Economic Outlook Database, 2006

[2-KIE06] Kiesel, F.: VDEW-Erhebung „Regenerativanlagen“ 2005, ew Das Magazin für die Energie Wirtschaft, Ausgabe 26, 2006

[2-SHE01] Shell-Studie, Energy Needs, Choices and possibilities – Scenarios to 2050, 2001

[2-STA06] Staschus, K.; Wegner, B.: Elektrizitätswirtschaft, BWK – Das Energiefachmagazin, Ausgabe 4, 2006

[2-THO06] Thöne, E.; Fahl, U.: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation, BWK – Das Energiefachmagazin, Ausgabe 4, 2006

[3-AND74] Andresen, E., Fischer, H.,J.: Theorie elektrischer Maschinen, Mitschrift der Vorlesung an der Technischen Hochschule Darmstadt, 1974-75

[3-AND83] Anderson, P.M.; Bose, A.: Stability simulation of wind turbine systems, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.102, Nr.12, 1983

[3-AKH02] Akhmatov, V.; Knudsen, H.: An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations-importance of windmill mechanical systems, Internationale Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol.25, No.9, 2002

[3-ANS94] Ansorge, Th.; Fallen, M.; Günther, P.; Ruh, C.; Wolfanger, Th.: Numerical simulation of wakeeffects in complex terrain and application of a reynolds-stress turbulence model, Proc. EWEC, Griechenland 1994

[3-ASU02] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): KWK-Gesetz 2002 – Grundlagen, Fördermechanismen, praktische Hinweise, 2002

[3-BAC06] Bachmann, U.; Erlich, I; Winter, W.: Advanced Grid requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Niederlande, 2006

[3-BAD00] Bady, R.; Biermann, J.W.: Hybrid-Elektrofahrzeuge, Strukturen und zukünftige entwicklung, 6. Symposium Elektrische Straßenfahrzeuge, Technische Akademie Esslingen, 2000

[3-BEC02] Beckhaus, P.: Simulation und Anlagenmanagement für dezentrale Energieversorgungssysteme, Dissertation an der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, 2002

- [3-BDI02] Bundesverband der deutschen Industrie, et al.: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, 2002
- [3-BEN04] Bendel, C; et. al.: Wechselrichterwechselwirkungen – Testergebnisse aus dem Forschungsprojekt SIDENA, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland 2004
- [3-BEY95] Beyer, H.G.; Rüger, T.; Waldl, H.P.: Ein Verfahren zur Auswahl der geometrischen Konfiguration von Windparks, DEWI Magazin Nr. 6, 1995
- [3-BIN01] Lanzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärmenetze, Bine Informationsdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2001
- [3-BIN06] Wärmepumpen, Bine Informationsdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2006
- [3-BKW05] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung: Mikro-KWK-Anlagen, 2005
- [3-BOG02] Bogenrieder, W.: Moderne Pumpspeicherwerke im Gigawattbereich – Darstellung am Beispiel des PSW Goldisthal, Siebentes Kasseler Symposium Energie – Systemtechnik, 2002
- [3-BOU04] Boukis, N.; Dahmen, N.; Dinjus, E.; Scheffer, K.: Wasserstofferzeugung aus Biomasse – Wasserspaltung mit organischen Verbindungen, Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 2004, 2004
- [3-BRA04] Brabandere, K.; et al.: A Voltage and frequency Droop Control Method for parallel Inverters, 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference Aachen, Deutschland, 2004
- [3-CAS96] Castro, R.; Ferreira de Jesus, J.: A wind park reduced-order model using singular perturbations theory, IEEE Transactions on Energy Conversion Vol.11, No.4, 1996
- [3-CHR02] Christiansen, P.; et al.: Grid connection and Remote Control, Horns Rev 160 MW Off-shore Wind Farm in Denmark, 2002
- [3-CRO01] Crotogino, F.; Mohmeyer, K.; Scharf, R.: Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation, Arbeitskreises Energie (AKE) der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, USA, 2001
- [3-CRO03] Crotogino, F.: Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf, Arbeitskreis Energie (AKE) der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Deutschland, 2003
- [3-DAR03] Darrelmann, H.: Schwungmassenspeicher in Power Quality Anwendungen, Life Needs Power - Forum auf der Hannover-Messe, 2003
- [3-DEN04] Zukunft Haus - Gesund Wohnen durch richtiges Lüften, Deutsche Energie Agentur, 2004
- [3-DEN06] Die neue Energieeinsparverordnung (EnEV) – das plant die Bundesregierung - Der Referentenentwurf in Kurzfassung Deutsche Energie Agentur, 2006
- [3-DSE92] Loads and safety of turbine construction, Danish Standard DS 472, The Danish Society of Engineers and the Federation of Engineers, 1st edition, 1992

- [3-DWI03] Danish Wind Industry Association: Guided Tour on wind energy, 2003
- [3-EEG02] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, 2004, <http://www.erneuerbare-energien.de>
- [3-EHR01] Ehrenberg, J.; Andresen, B.; Rebsdorf, A.: Windkraftanlagen für den Megawattbereich, Digitale Steuerung eines doppeltgespeisten Asynchronengenerators ohne Lagegeber, Zeitschrift Elektronik Heft 18/19, 2001
- [3-EIK01] Eicker, U.: Solare Technologien für Gebäude, , B.G.Teubner Verlag, Stuttgart, 2001
- [3-ENE04] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV), 2004
- [3-ENG05] Engel, B.: Wechselrichter – Der Weg ins Netz, VWEW-Fachtagung Photovoltaik und Netzintegration Fulda, November 2005
- [3-ENL05] Engler, A.; Soutanis, N.: Droop control in LV-Grids, International Conference Future Power Systems, Amsterdam, Niederlande, 2005
- [3-FAS04] Faßhauer, H.; Loh, T.; Viotto, M.: Kostengünstige, integrierbare Netzüberwachung für Wechselrichter, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland 2004
- [3-GAS04] Quack, D.: Gas-Brennwertheizkessel als EcoTopTen-Produkt, Energieeffiziente und bewährte Heizwärmebereitstellung, Öko-Institut e.V., 2004
- [3-GAS05] Gasch, R.; Twele, J.: Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, Teubner Verlag, 2005
- [3-GIE03] Giebel, G.; Czisch, G.: Effects of Large-Scale Distribution of Wind Energy in and around Europe, Risø International Energy Conference, Risø National Laboratory, Dänemark, 2003
- [3-GLÖ03] Glöckner, R.: Hydrogen Stand-Alone Power System, a Techno-economic Approach to Assessing the Market Potential of HSAPS, Proc. of Fuel Cells for Stationary Applications, Großbritannien, 2003
- [3-GRO01] Grotenburg, K.; Koch, F. Erlich, I.; Bachmann, U.: Modeling and dynamic simulation of variable speed pump storage units incorporated into the German electric power system, European Conference on Electronics and Applications, 2001
- [3-HAC02] Hauck, M.; Späth, H.: Control of a three phase inverter feeding an unbalanced load and operating in parallel with other power sources, 10th International Power electronics and Motion Conference, Kroatien, 2002
- [3-HAR01] Hardt, C.; Strauß, P.: Aufbau von Niederspannungsnetzen mit modularen PV-Hybrid Systemen; 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland, 2001
- [3-HAU02] Hauer, A.: Möglichkeiten und Grenzen thermischer Energiespeicherung mit offenen Adsorptionssystemen, Energiespeicher- Fortschritte und Betriebserfahrungen, VDI-Berichte 1734, 2002

- [3-HAU06] Hauer, A.: Möglichkeiten offener Sorptionsspeicher zum heizen, Klimatisieren und Entfeuchten, Tagung Thermische Energiespeicherung – mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen, 2006
- [3-HEI03] Heier, S.: Windkraftanlagen: Systemauslegung, Integration und Regelung, Teubner Verlag, 2003
- [3-HOL04] Quack, D.: Holzpelletheizkessel als EcoTopTen-Produkt, Der CO₂-neutrale Newcomer, Öko-Institut e.V., 2004
- [3-HOR02] Presseinformationen: Facts about the Horns Rev Wind Farm, <http://www.hornsrev.dk>, 2002
- [3-HYD03] Utsira - a hydrogen community show room, Pressemitteilung Hydro, www.hydro.com, 2003
- [3-IBM03] IBM: Goodbye AMR, hello AMM, IBM Business Consulting Services, 2003
- [3-IEA05] International Energy Agency: Photovoltaic Power Systems Program, Annual Report, 2005
- [3-IBZ06] Initiative Brennstoffzelle (IBZ): <http://www.initiative-brennstoffzelle.de>
- [3-IUE02] Landesinitiative Zukunftsenergien: Wasserstoff - Energie in Reistform, Magazin Innovation & Energie der Landesinitiative Zukunftsenergien, 2002
- [3-JEN04] Jensen, S. H.; Mogensen, M.: Perspectives of High Temperature Electrolysis Using SOEC, 19th World Energy Congress 2004, Australien, 2004
- [3-JUE02] Juengst, K.P.: Supraleitende Magnetische Energiespeicher, Siebentes Kasseler Symposium Energie – Systemtechnik, 2002
- [3-KAT06] Kattenstein, T.; Esser, R.: Übersicht der seit 2004 aktuellen Wasserstoff- und Brennstoffzellenprojekte mit deutscher Beteiligung, Nationale Koordinierungsstelle Jülich für Wasserstoff und Brennstoffzellen, 2006
- [3-KOC03] Koch, F.; Erlich, I.; Shewarega, F.: Dynamic Simulation of Large Wind Farms Integrated in a Multi Machine Network, IEEE PES General Meeting, Kanada, 2003
- [3-KOC05] Koch, F.: Simulation und Analyse der dynamischen Wechselwirkung von Windenergieanlagen mit dem Elektroenergiesystem, Dissertation an der Universität Duisburg-Essen, 2005
- [3-KÖT02] Kötz, R.: Doppelschichtkondensatoren – Technik, Kosten, Perspektiven, Siebentes Kasseler Symposium Energie – Systemtechnik, 2002
- [3-KRO04] Krost, G.: Vorlesung Elektrische Energieerzeugung an der Universität Duisburg-Essen, 2004
- [3-KVA00] Kvamsdal, H. M. and Ulleberg, O.: The hydrogen society – a national feasibility study (norwegisch mit englischer Zusammenfassung), Foundation for Scientific and Industrial research at the Norwegian Institute of Technology, 2000

- [3-KWK02] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Gesetz für die Erhaltung die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, 2002
- [3-LAU04] Laukamp, H.; Erge, T.; Meyer, T.; Thoma, M.: Stromüberschüsse aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz – ein technisches Problem ?, 19. Symposium Photovoltaischer Solarenergie, Deutschland, 2004
- [3-LEW04] Lewald, N.: Solare Netze; 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland, 2004
- [3-LÜD05] Lüdemann, R.; u.a.: Photovoltaik – Innovationen bei Solarzellen und Modulen, BINE Informationsdienst des Fachinformationszentrums (FIZ) Karlsruhe, 2005
- [3-MAN02] Mangold, D.; Schmidt, Th.; Müller-Steinhagen, H.: Saisonale Wärmespeicher in solar unterstützten Nahwärmenetzen – Erfahrungen aus dem programm Solarthermie 2000, Energiespeicher- Fortschritte und Betriebserfahrungen, VDI-Berichte 1734, 2002
- [3-MAN06] Mangold, D.; u.a.: Saisonale Wärmespeicher – Neue Pilotanlage Programm Solarthermie 2000plus und Forschungsperspektiven, Tagung Thermische Energiespeicherung – mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen, 2006
- [3-MAL06] Dokumentation zu MATLAB, The Language of Technical Computing, Mathworks, 2006
- [3-MAR06] Marquardt, N.: Neue Materialkonzepte für H₂-Feststoffspeicher, BWK – Das Energiefachmagazin, Band 58, Nr.1/2, 2006
- [3-MAT04] www.mathworks.com : Aerospace Blockset User's Guide, Release 14SP1, Oktober 2004
- [3-MUE97] Müller, C.: Interaktives Modell für den Betrieb von Photovoltaikanlagen mit Energiespeicherpfaden, Dissertation an der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, 1997
- [3-MVE04] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Mindestvergütungssätze nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), 2004
- [3-NIT04] Nitsch, J.; et al.: BMU-Studie Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, 2004
- [3-OTT02] Otto, A.: Wasserstoffspeicher – Metallhydridspeicher, Druckgasspeicher, Flüssiggasspeicher, Siebentes Kasseler Symposium Energie – Systemtechnik, 2002
- [3-PLA02] Wortmann, R; u.a. : 50 Solarsiedlungen in Nordrhein-Westphalen – Planungsleitfaden, Landesinitiative Zukunftsenergien, 3. Auflage, 2002
- [3-QUA98] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung - Simulation. Hanser Verlag München, 1998
- [3-REL02] Reller, A.; Cyphelly, I.: Speicherung gasförmiger Energieträger – Eine Bestandsaufnahme, Energiespeicher- Fortschritte und Betriebserfahrungen, VDI-Berichte 1734, 2002

- [3-RIJ90] Rijs, R.; Smulders, P.: Blade Element Theory for Performance Analysis of slow running Wind Turbines. Wind Engineering, Vol.14, 1990
- [3-ROS99] Roseburg, D.: Elektrische Maschinen und Antriebe, Fachbuchverlag Leipzig, 1999
- [3-SCH95] Schnurnberger, W.: Fortgeschrittene Elektrolysetechniken zur Wasserstoffherstellung im intermittierenden Betrieb, 33. Tutzing-Symposium der Dechema e.V., 1995
- [3-SCH04] Schnurnberger, W.; Janßen, H.; Wittstadt, U.: Wasserspaltung mit Strom und Wärme, Wasserstoff und Brennstoffzellen – Energieforschung im Verbund, Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 2004, 2004
- [3-SCH06] Schock, H.-W.; Klenk, R.; Preu, R.; Springer, J.; Schmidt, J.; Beyer, W.: Photovoltaik - Forschung und Verfahrensentwicklung im Zeichen der Nachhaltigkeit, Vortrag auf der Jahrestagung des Forschungsverbund Sonnenenergie, 2006
- [3-SCH06] Schmidt, F.: Neue Materialien und Systemkonzepte für Adsorptions-wärmespeicher – Ergebnisse des BMBF Netzwerkes, Tagung Thermische Energiespeicherung – mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen, 2006
- [3-SHI71] Shinozuka, M.: Simulation of multivariate and multi-dimensional random processes. Journal of the Acoustical Society of America, 49:357-367, 1971
- [3-SIM98] Simon, O.: Einsatz eines Supraleitenden Magnetischen Energiespeichers, Dissertation am elektrotechnischen Institut der Universität Karlsruhe, 1998
- [3-SIL06] Dokumentation zu Simulink - Simulation and Model-Based Design, Mathworks, 2006
- [3-SIM06] Dokumentation zur MATLAB/Simulink-Toolbox – SimPowerSystems, Mathworks, 2006
- [3-SLO03] Slootweg, J.G.: Wind Power, Modelling and Impact on Power System Dynamics, PhD-Arbeit an der Universität Delft, 2003
- [3-SMA05] SMA Produktinformationen: Sunny Family 2005/2006 – Systemtechnik für Photovoltaik, SMA, 2005
- [3-SMO05] Smolinka, T.: Untersuchungen an einer mit Reformat betriebenen PEM-Brennstoffzelle, Dissertation an der Universität Ulm, 2005
- [3-SNE98] Snel H.: Review of the present status of rotor aerodynamics. Wind Energy, Volume 1, Issue S1 1998
- [3-SOR01] Sorensen, P.; Hansen, A.; Janosi, L.; Bech, J.; Bak-Jensen, B.: Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System, Riso National Laboratory, Dänemark, 2001
- [3-SOS05] Solarpark Bavaria: größte Photovoltaikanlage der Welt (6,3 MW + 2x 1,9 MW), Pressemitteilung Solarserver, 2005
- [3-SOS06] Weltweit größtes zusammenhängendes Solarkraftwerk in Pocking errichtet (10 MW), Pressemitteilung Solarserver, 2006

- [3-SPE06] Specht, M.; Marquard-Möllenstedt; Sichler, P.; Zuberbühler, U.: Wasserstoff aus Biomasse, Der AER-Prozess – Ein Innovatives Vergasungsverfahren, BWK – Das Energiefachmagazin, Band 58, Nr.1/2, 2006
- [3-STO06] Storch, G.; Hauer, A.: Abwärmenutzung durch Wärmetransport mit mobilen Sorptionspeichern, Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Deutschland, 2006
- [3-TÄU06] Täubner, F.: Druckgasspeicher als Alternative zur Bleibatterie, Pressemitteilung der Rosetta Technik GmbH, 2006
- [3-TÄU02] Täubner, F.: Schwungradspeicher hoher Leistung für den stationären und mobilen Einsatz, Energiespeicher- Fortschritte und Betriebserfahrungen, VDI-Berichte 1734, 2002
- [3-THO05] Thomas, B.; Wyndorps, A.: Vergleichende Untersuchung von Mini-Blockheizkraftwerken, Horizonte, die Zeitschrift zur Forschung an Fachhochschulen in Baden-Württemberg, Nr. 27, 2005
- [3-THO06] Thompson, S.: Ultracapacitors for Renewable Energy Systems, Pressemitteilung der Maxwell Technologies, 2006
- [3-TUS02] Tuschy, I.; et. al.: Compressed Air Energy Storage with High Efficiency and Power Output, Energiespeicher- Fortschritte und Betriebserfahrungen, VDI-Berichte 1734, 2002
- [3-UNB01] Unbehauen, H.: Regelungstechnik 1, Klassische Verfahren zur Analyse und Synthese linearer kontinuierlicher Regelsysteme, Fuzzy-Regelsysteme, Vieweg Verlag, 2001
- [3-VAI05] Vaillant Produktinformationen: Gasbetriebenes Zeolith Heizgerät, 2005
- [3-VAS02] Vaassen, Willi: Evaluation of the Solar Housing Estate in Gelsenkirchen – one of the 50 Solar Housing Estates in North Rhine Westfalia, Gemany, in Proceedings of World Renewable Energy Congress VII, Deutschland, 2002
- [3-VDN04] VDN Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes; Verband der Netzbetreiber, 2004
- [3-VDN04a] Verband der Netzbetreiber: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, 2004
- [3-VDW01] Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDEW, 2001
- [3-VDW98] Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, VDEW, 1998
- [3-VEE88] Veers, P. S.: Three dimensional wind simulation – Technical Report SAND88-0152, Sandia National Laboratories, Albuquerque, USA, 1998
- [3-VER03] Vermeer, L.,J.; Sorensen, J. N.; Crespo, A.: Wind turbine wake aerodynamics, Progress in Aerospace Sciences 39, 2003

- [3-VVP01] Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, 2001
- [3-WAG98] Wagner, H.-J.: Sondergebiete der Energiewirtschaft – Nichtkonventionelle Stromerzeugung; Vorlesung an der Universität Gesamthochschule Essen, 1998
- [3-WAS81] Wasynczuk, O.; Man, D.T.; Sullivan, J.P.: Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, Nr.6, 1981
- [3-WBZ05] Weiterbildungszentrum Brennstoffzelle Ulm e.V.: Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung, Fach-Seminar, 2005
- [3-WDK06] Enzyklopädie-Eintrag: Doppelschicht-Kondensator, <http://de.wikipedia.org/>, Wikipedia ist ein Projekt zum Aufbau einer freien Enzyklopädie, 2006
- [3-WEI-97] Weidele, T.: Untersuchung von netzgekoppelten dezentralen photovoltaischen Stromerzeugungsanlagen und deren Auswirkungen auf die öffentliche Stromversorgung, Dissertation an der Universität-Gesamthochschule Essen, 1997
- [3-WEI06] Weinländer, H.: Kenndatenerfassung von PCM-Systemen im realen Betrieb, Tagung Thermische Energiespeicherung – mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen, 2006
- [3-WOY04] Woyte, A.; et al.: Solare Inseln bei Stromausfall : Regelung und Sicherheit, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland, 2004
- [3-WPM06] Wärmepumpen-Marktplatz NRW, Landesinitiative Zukunftsenergien NRW, <http://www.waermepumpen-marktplatz-nrw.de>, 2006
- [3-WPS06] Enzyklopädie-Eintrag: Pumpspeicherkraftwerk, <http://de.wikipedia.org/>, Wikipedia ist ein Projekt zum Aufbau einer freien Enzyklopädie, 2006
- [3-WWA06] Enzyklopädie-Eintrag: Wärmepumpe, <http://de.wikipedia.org/>, Wikipedia ist ein Projekt zum Aufbau einer freien Enzyklopädie, 2006
- [4-AMP95] Amphlett, J.; Baumert, R., et.al.: Performance Modeling of the Ballard Mark IV Solid Polymer Electrolyt Fuel Cell I+II, Journal of Electrochemical Society Vol. 142 No.1, 1995
- [4-ATK06] Atkins, P.; Paula, J.: Physikalische Chemie, Wiley-VCH, 4. Auflage, 2006
- [4-BEC04] Beckhaus, P.; Heinzl, A.; Mathiak, J.; Roes, J.: Dynamics of H₂ production by steam reforming; Journal of Power Sources, Vol 127, 2004
- [4-BEC07] Beckervordersandforth, C.; Schiel, J.: Gemeinsame Stellungnahme der Initiative Brennstoffzelle und der VDMA Arbeitsgemeinschaft Brennstoffzellen zum BMWi-Sachverständigenauftrag "Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen", 2007
- [4-BON01] Bonivento, C; Castaldi, P.; Dirotta, D.: Predictive Control vs PID Control of an Industrial Heat Exchanger; IEEE 9th Mediterranean Conference on Control and Automation, Kroatien 2001

- [4-BRA05] Brandt, H.; Matics, J.; Krost, G.; Roes, J.: Installation and Test of a Fuel Cell Based Residential Power Supply System, International Journal of Distributed Energy Systems, Vol. 1, Num. 1, 2005
- [4-BRA06] Brandt, H.: Entwurf, Aufbau und Optimierung eines PEM-Brennstoffzellensystems zur Hausenergieversorgung mit Dampfreformer, Dissertation an der Universität Duisburg-Essen, 2006
- [4-BRA06a] Brand, M.; et. al.: Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen, Endbericht zum Sachverständigenauftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Institut für Zukunfts Energie Systeme, 2006
- [4-CAD06] Cadence Design Systems: PSpice A/D, PSpice Advanced Analysis – Data Sheet, 2006
- [4-CAR99] Scientific Computers GmbH: User Guide – Conventional and Renewable Energy Systems Optimization (Carnot) Blockset, Solar Institut Jülich, 1999
- [4-CUS97] Cussler, E.: Diffusion - Mass Transfer in Fluid Systems. Cambridge University Press, Cambridge, USA, 1997
- [4-DAV67] Davies, C.W.: Electrochemistry, Newnes, Großbritannien, 1967
- [4-DOK06] Dokupil, M.; Heinzl, A.; Mathiak, J.; Spitta, C.: Kompakte Wasserstoffherzeugung, Mini-Reformer für PEM-Brennstoffzellensysteme, BWK – Das Energiefachmagazin, Band 58, Nr.1/2, 2006
- [4-DUB95] Dubbel, H.; Beitz, W.; Küttner, K.H.: Dubbel Taschenbuch für den Maschinenbau, Springer-Verlag, 18. Auflage, 1995
- [4-HEI04] Heinzl, A.; Roes, J.; Brandt, H.: Aufbau von Systemen zur Erzeugung von Wärme und Strom mit Hilfe von Dampfreformern und PEM-Brennstoffzellen in kleinen Leistungsbereichen, Proceedings Deutscher Wasserstoff-Energietag, Deutschland, 2004
- [4-HEI06] Heinzl, A.; Mahlendorf, F.; Roes, J.: Brennstoffzellen. Entwicklung, Technologie, Anwendung, Verlag Müller, 3. Auflage, 2006
- [4-HOLZ98] Holze, R.: Leitfaden der Elektrochemie, Teubner Verlag, 1998
- [4-JAH05] Jahn, H. J.: Schroer, W.: Dynamic simulation model of a steam reformer for a residential fuel cell power plant, Journal of Power Sources Vol. 150, 2005
- [4-LAR03] Larminie, J.; Dicks, A.: Fuel Cell Systems Explained, Verlag Wiley & Sons; 2. Auflage, 2003
- [4-LAU01] Laurencelle, F.; et.al: Characterization of a Balard MK5-E Proton Exchange Membran Fuel Cell Stack, Journal Fuel Cells No.1, 2001
- [4-KIM95] Kim, J.; Lee, S.; Srinivasan, S.; Chamberlin, C.: Modeling of proton exchange membrane fuel cell performance with an empirical equation"; Journal of Electrochemical Society Vol. 142. No. 8, 1995

- [4-MAT02] Mathiak, J.: Verfahrensanalyse zur dezentralen Hausenergieversorgung auf Basis von PEM-Brennstoffzellen, Dissertation an der Universität Duisburg-Essen, 2002
- [4-PUK03] Pukrushpan, J.: Modeling and control of fuel cell systems and fuel processors, PhD thesis University of Michigan, 2003
- [4-ROS75] Ross, J.: Steel, M. C. F.; Zeini-Isfahani, A.: Mechanisms of Hydrocarbon Reactions, Ungarn, 1975
- [4-SEM04] Semikron: Applikationshandbuch, Semikron International, 2004
- [4-SMO05] Smolinka, T.: Untersuchungen an einer mit Reformat betriebenen PEM-Brennstoffzelle, Dissertation an der Universität Ulm, 2005
- [4-SPR91] Springer, T.: Polymer Electrolyte Fuel Cell Model, Journal of Electrochemical Society, Vol. 138, 1991
- [4-SPR04] Springmann, S., et al.: Cold start simulations of a gasoline based fuel processor for mobile fuel cell applications, Journal of Power Sources Vol 128, 2004
- [4-THR04] Thring, R.: Fuel Cells for Automotive Applications, Professional Engineering Publishing, 2004
- [4-WAN05] Wang, C.; Nehrir, M. H.; Shaw, S. R.: Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits; IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, No. 2, 2005
- [4-XUE04] Xue, X.; et.al.: System level lumped-parameter dynamic modeling of PEM fuel cell, Journal of Power Sources, Vol. 133, 2004
- [5-AKK03] Akkermanns, J.: Trends in Intelligent Systems, the Web, and e-Services in Energy, Aches Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung, Deutschland, 2003
- [5-AND05] Fundamentals of Computational Swarm Intelligence, Andries P. Engelbrecht, ISBN: 0-470-09191-6, Hardcover, 672 pages, 2005
- [5-ANA07] Anatory, J.; et. al.: Broadband Power Line Communications: Factors Influencing the Signal Propagations in the Low Volatge Channel, 9th IASTED International Conference on Power and Energy Systems PES, USA, 2007
- [5-ART06] Arthkamp, J.: Auslegung, Genehmigung und Einbindung von Strom erzeugenden Heizungen, ASUE Fachtagung Stromerzeugende Heizungen – Techniken für heute und morgen, Deutschland, 2006
- [5-AZM05] Azmy, Ahmed: Simulation and Management of Distributed Generating Units using Intelligent Techniques, Dissertation an der Universität Duisburg-Essen, 2005
- [5-BEC03] Becker, R.; Handschin, E.; Hauptmeier, E.: Heat-Controlled Combined Cycle Units in distribution networks, Cired 17th Interntional Conference on electricity Distribution, Spanien, 2003

- [5-BEN06] Bendel, C.; et. al.: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mit dem Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI), 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland, 2006
- [5-BIR05] Birge, B.: Particle Swarm Optimization Toolbox, The Mathworks, 2005
- [5-BOY04] Boyd, S.; Vandenberghe, L.: Convex Optimization, Cambridge University Press 2004, ISBN 0 521 83378 7
- [5-BUC06] Buchholz, B.; Hermann, N.: IRED Success Stories on Integrating Renewable Energy Sources and Distributed Generation into EU Electricity Grids, 2nd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, USA, 2006
- [5-BUC03] Buchholz, B., et. al.: Anwendung etablierter Standards in der Kommunikation für verteilte Erzeugung, Achtes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung, Deutschland, 2003
- [5-CHI94] Chiu, S.: Fuzzy Model Identification Based on Cluster Estimation, Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, Vol. 2, No. 3, 1994
- [5-CHI95] Chipperfield, A.J.; Fleming, P. J.: The MATLAB Genetic Algorithm Toolbox, IEE Colloquium on Applied Control Techniques Using MATLAB, Digest No. 1995/014, 1995
- [5-CPL05] Cplex: Datasheet, Ilog 2005
- [5-DIL96] Dillon, T.; Sestito, S.: Short Term Load Forecasting using Neural Networks, Neural Network Applications in Power Systems, CRL Publishing, International Series in Intelligent Systems and their Application, 1996
- [5-DIP05] Dippel, R.: Das Viessmann Brennstoffzellen-Heizgerät, ASUE Internationale Fachtagung Dezentrale Stromerzeugung mit Erdgas in Einfamilienhäusern, Deutschland, 2005
- [5-DOR92] Dorigo, M.: Optimization, Learning, and Natural Algorithms. PhD thesis, Dip. Elettronica e Informazione, Politecnico di Milano, 1992.
- [5-DOR96] Dorigo, M.; Maniezzo, V.; Coloni, A.: The Ant System – Optimization by a colony of cooperating agents, IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics-Part B, Vol.26, No.1, pp.1-13, 1996
- [5-DOR04] Dorigo, M.; Stützle, T.: Ant Colony Optimization. MIT Press, ISBN 0-262-04219-3, 2004
- [5-DOR06] Dorigo, M.; et.al.: Ant Colony Optimization and Swarm Intelligence, 5th International Workshop, ANTS 2006, Springer Verlag, Belgien, 2006
- [5-EGG07] Eggart, D.: Price Response Management Program, 9th IASTED International Conference on Power and Energy Systems PES, USA, 2007
- [5-FRE06] Frey, H.; Thiemann, R.: Advanced Meter Management revolutioniert Stromgeschäft, BWK Band 58, Nu. 5, 2006

- [5-FRI04] Friedrich, R.; et. al.: Vergleich unterschiedlicher Betreibermodelle und Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz beim massenhaften Einsatz von Brennstoffzellen-BHKW, VDE Kongress Innovation für Menschen, Deutschland, 2004
- [5-GER06] Gerwen, R. van: Smart Metering, Leonardo Energy web event, KEMA, 2006
- [5-GOL89] Goldberg, D.: Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989.
- [5-GOL04] Goldacker, G.; Hünerberg, J.; Schuster, M.: IPfication und Smart-IP in der Heimautomatisierung, VDE Kongress Innovation für Menschen, Deutschland 2004
- [5-HAN03] Handschin, E.; Neumann, H.: Betrieb und Optimierung dezentraler Anlagen, Aechtes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung, Deutschland, 2003
- [5-HIY05] Hiyama, T.: State-of-the-Art Intelligent Techniques in Japanes Utilities, 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, USA, 2005
- [5-HOL92] Holland, J.: Adaption in natural and artifical systems, MIT Press, Cambridge, Mass, 1992
- [5-JAN93] Jang, J-S.R: ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 23, S. 665-684, 1993
- [5-KEN95] J. Kennedy and R. C. Eberhart: Particle Swarm Optimization, IEEE International Conference on Neural Networks, volume IV, pages 1942–1948, Perth, Australia, 1995.
- [5-KAK03] Kakkonda, T.: Electric Load Forecasting by Neural Networks Considering Various Load Types, 12th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, Griechenland, 2003
- [5-KNX06] KNX Journal, Der Weltweit einzige offene Standard für Haus- und Gebäudesystemtechnik gemäß EN50090, No. 1, 2006
- [5-LAI05] LAI, L.; et. al.: Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch of units with non-smooth Input-output Characteristics Functions, 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, USA, 2005
- [5-LAU06] Lautenbach, M.; Schlappa, F.: Der Stirlingmotor als Kleinkraftwerk bei Holzpelletfeuerung, Bayrisches Zentrum für angewandte Energieforschung, Symposium Biomasse Polygeneration, 2006
- [5-LYA07] Lyash, J.: Progress Energy in Florida, 9th IASTED International Conference on Power and Energy Systems PES, USA, 2007
- [5-MAR02] Clerc M., Kennedy J., "The Particle Swarm-Explosion, Stability, and Convergence in a Multidimensional Complex Space", IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 6, p. 58-73, 2002
- [5-MAW06] MathWorks: Optimization Toolbox User's Guide, The MathWorks, Inc., 2006
- [5-MAF02] MathWorks: Fuzzy Logic Toolbox User's Guide, The MathWorks Inc., 2002

- [5-MCN00] McNelis, Paul: MathWorks Tools Used to Predict Financial Crises in Emerging Markets, MathWorks User Story, 2000
- [5-MET04] The Metaheuristics Network – A project sponsored by the Improving Human Potential program of the European Community. <http://www.metaheuristics.org/>, 2006
- [5-MOR05] Mori, H.: Probabilistic Short-term Load Forecasting with Gaussian Process, 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, USA, 2005
- [5-SCH05a] Scherer, K.: Smart Homes - From Research-Ideas to Market-Success The Integration Concept of the inHaus-Center, Netherlands Science & Technology Officers Network Conference, Niederlande, 2005
- [5-SCH05b] Scherer, K.: Das inHaus-Konzept - Integrierte Systemlösungen und integriertes Marketing für das smarte Wohnen mit Ambient Intelligence, DDV Zukunft Dialog: Daten - Technik - Kommunikation Deutschland, 2005
- [5-SCH04] Scherer, K.; Grinewitschus, V.; et. al.: Das vernetzte Haus: vernetzen was, womit, wie und wozu?, VDE Kongress Innovation für Menschen, Deutschland, 2004
- [5-SCH01] Schmitt, A.: Multi-Criteria Optimization of Ancillary Services in a Competitive Energy Market, IEEE PES Winter Meeting, USA, 2001
- [5-SEN05] Senertec: Technisches Datenblatt – Der Dachs, der Kessel der sein Geld verdient, Herstellerangaben, 2005
- [5-SOC04] Socha, K.: ACO for Continuous and Mixed-Variable Optimization, Proceedings of 4th International Workshop on Ant Colony Optimization and Swarm Intelligence (ANTS), Brüssel, Belgien, 2004.
- [5-STU02] Stützle, T.: Lokale Suchverfahren und Metaheuristiken, Vorlesung an der Technischen Universität Darmstadt, Fachgebiet Intellektik, 2002
- [5-WHE06] Enzyklopädie-Eintrag: Heuristik, <http://de.wikipedia.org/wiki/Heuristik>, Wikipedia ist ein Projekt zum Aufbau einer freien Enzyklopädie, 2006
- [5-WSI06] Enzyklopädie-Eintrag: Swarm intelligence, http://en.wikipedia.org/wiki/Swarm_intelligence, Wikipedia ist ein Projekt zum Aufbau einer freien Enzyklopädie, 2006
- [6-KER04] Kergoat, G.: Press release Saft-Batteries: New design of specialized rechargeable nickel-cadmium battery, Saft Industrial Battery Group, 2004
- [6-KIE04] Kiefer, K.; Hoffmann, V.: Betriebserfahrungen und Messergebnisse von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen in Deutschland - eine Langzeitstudie 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, 2004
- [6-MAT03] Matics, J.; Krost, G.; Roggatz, C.; Spanel, U.: Operator Training for Distributed Generation, EU Project Dispower – Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Project highlights, 2003

[6-ROG05] Roggatz, C.; Spanel, U.; Matics, J.; Krost, G.: Operator Training for Power Systems Highly Penetrated with Distributed Generation, Proc. of CIGRE Symposium Power Systems with Distributed Generation, Griechenland, 2005

[6-SKI03] Skiba, M.: Solaratlas für Nordrhein-Westfalen, Energie-Agentur Nordrhein-Westfalen, 2003

[6-SPA01] Spanel, U.; Krost, G.: Simulator for Inter-Company Operator Training; Control Engineering Practice 9, pp.777-783, Elsevier Science Ltd., 2001

[6-SWE04] Swemers, P.; Matics, J.; Gutschek, A.; Krost, G.: Nachgeführte PV-Anlage mit einfacher Konstruktion; 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland, 2004

[6-WBZ05] Fachseminar: Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung, Weiterbildungszentrum Brennstoffzellen Ulm, 2005

[6-WIE03] Wiesner, W.: Koordination und Durchführung der Evaluierung der Solarsiedlung Gelsenkirchen Bismarck im Rahmen des Programms "50 Solarsiedlungen NRW", Abschlussbericht TÜV Immissionsschutz und Energiesysteme, 2003

9.1 Veröffentlichungen im Rahmen dieser Arbeit

Matics, J.; Krost, G.: Prospective and adaptive management of small Combined Heat and Power systems in buildings, The 9th REHVA World Congress, WellBeing Indoors – Clima 2007, Finnland, 2007

Matics, J.; Krost, G.; Freinatis, S.; Dubielzig, G.: Adaptive and Flexible Energy Management for Micro Combined Heat and Power Systems, The Ninth IASTED International Conference on Power and Energy Systems, USA 2007

Matics, J.; Gutschek, A.; Krost, G.: Modelling of Photovoltaic Plants Including Optional Tracking International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 2 , No. 3 , p.167-175, 2006

Roggatz ,C.; Matics ,J.; Spanel ,U.; Krost, G.: Simulator Based Operator Training for Power Systems with Large Scale Wind Generation, International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 2 , No. 2 , pp.151-166, 2006

Krost, G.; Matics, J.: Der Sonne entgegen, Forum Forschung - Das Forschungsmagazin der Universität Duisburg-Essen, 2006

Matics, J.; Krost, G.: Intelligent Design of PV Based Home Supply Using a Versatile Simulation Tool, International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, USA, 2005

Matics, J.; Krost, G.; Roggatz, C.; Spanel, U.: Dispersed Generation Modeling in SCADA Time Scale, IEEE PowerTech Conference Proceedings, Russland, 2005

Roggatz, C.and Spanel, U.; Matics, J.; Krost, G.: Operator Training for Power Systems highly penetrated with Distributed Generation, CIGRE Symposium - Power Systems with dispersed Generation, Griechenland, 2005

Brandt, H.; Matics, J.; Krost, G.; Roes, J.: Installation and Test of a Fuel Cell Based Residential Power Supply System, International Journal of Distributed Energy Resources, Vol.1 , No. 1 , pp. 93 – 109, 2005

Roggatz, C.; Matics, J.: Operator Training for Distributed Generation, DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Project Highlights, 2004

Swemers, P.; Matics, J; Gutschek, A.; Krost, G.: Nachgeführte PV-Anlage mit einfacher Konstruktion, Symposium Photovoltaische Solarenergie, Deutschland, 2004

Beckhaus, P.; Buchholz, G.; Graw, A.; Krost, G.; Matics, J.: Solar Hydrogen Based Energy Supply for Residential Area, World Renewable Energy Congress, Deutschland, 2002

9.1.1 Eingereichte Veröffentlichungen

Krost, G.; Matics, J.: Simulationsstudien für eine dezentrale Stromversorgung, Essener Unikate – Das Forschungsmagazin der Universität Duisburg-Essen, Ausgabe 31, 2007

9.2 Betreute Studien- und Diplomarbeiten

Schlehuber, D.: Entwicklung eines Beobachter-Modells zur Ermittlung der Membranfeuchte in Brennstoffzellenstacks, 2007

Leidigkeit, S.: Entwicklung eines Automatisierungskonzeptes einer Brennstoffzellen-APU auf Basis eines angepassten Simulationsmodells in MATLAB/Simulink, 2006

Wingens, J.: Elektrische und thermische Lastprognose für den Betrieb einer Mikro-KWK-Anlage, 2006

Tschirner, I.: Zwischenspeicherung von Strom aus Windenergieanlagen – Simulation und Speichermanagement, 2005

da Silva, P.: : Auslegung der elektrischen und thermischen Speicher einer Hausenergieversorgung mit Brennstoffzelle unter technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten, 2004

Gutschek, A.: Messtechnische Untersuchung und Simulation einer nachgeführten Photovoltaikanlage, 2004

Bahr, H.: Modellentwicklung für PEM-Brennstoffzellenstacks, 2003

Mohn, M.: CIM-Standard als Schnittstelle für Simulationsmodelle dezentraler Einspeisungen, 2002

Lebenslauf

■ Persönliche Daten

Name: Jens Matics
Geburtsdaten: 02.12.1972 in Wülfrath
Familienstand: verheiratet, 1 Kind
Nationalität: deutsch

■ Schulbildung

08/1983 – 06/1992 Immanuel Kant Gymnasium in Heiligenhaus,
Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

■ Berufsausbildung

08/1992 – 02/1995 Ausbildung zum Industrieelektroniker Fachrichtung
Gerätetechnik bei Hartmann & Braun in Heiligenhaus

■ Zivildienst

03/1995 – 03/1996 Johanniter Unfallhilfe in Ratingen

■ Studium

10/1996 – 12/2001 Studium der Elektrotechnik an der Universität Duisburg-
Essen, Studienrichtung: Energietechnik
Abschluss: Diplom-Ingenieur (DII)

12/1998 – 10/2001 Tätigkeit als studentische Hilfskraft im Fachgebiet
Elektrische Anlagen und Netze

06/2000 – 08/2000 Studienarbeit: Auslegung einer wasserstoffbasierten
Siedlungsversorgung

10/2000 – 12/2000 Auslandspraktikum bei PDL Holding LTD und
Intensiv-Englischsprachkurs am Christchurch College of
English in Christchurch, Neuseeland

07/2001 – 12/2001 Diplomarbeit: Technische Modellierung und
Untersuchung von Betriebskonzepten eines kombinierten
Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerkes

■ Berufstätigkeit

02/2002 – 04/2007 Wissenschaftlicher Angestellter im Fachgebiet
Elektrische Anlagen und Netze der Universität
Duisburg-Essen

