

Simulation und Anlagenmanagement für dezentrale Energieversorgungssysteme

**Vom Fachbereich Elektrotechnik der
Gerhard-Mercator-Universität Duisburg
zur Erlangung des akademischen Grades eines**

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

von

Peter Beckhaus

aus

Essen

**Referent: Prof. Dr.-Ing. habil Gerhard Krost
Korreferentin: Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzel**

Datum der mündlichen Prüfung: 23. April 2002

Vorwort

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

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerhard Krost für die Anregung zu dieser Arbeit, sein außerordentliches Engagement und seine Offenheit für neue Zielsetzungen. In vielen interessanten Gesprächen hat sich so diese Arbeit schrittweise konkretisiert und konnten gleichzeitig die Wurzeln neuer Projekte gepflanzt werden.

Weiterhin möchte ich mich bei Frau Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzl, Leiterin des Fachgebietes Energietechnik der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg und des Zentrums für Brennstoffzellentechnik GmbH, für die freundliche Übernahme des Korreferates bedanken.

Herrn Prof. Dr.-Ing. habil István Erlich, Leiter des Fachgebietes Elektrische Anlagen und Netze danke ich für die Möglichkeit, in seinem Fachgebiet arbeiten zu dürfen; mein Dank gilt auch den aktuellen und ehemaligen Mitarbeitern, insbesondere den Herren Dr.-Ing. Christof Müller, Dr.-Ing. Kambiz Salek und Dipl.-Ing. Marc Linders, für die fachliche Unterstützung beim Erarbeiten der verschiedenen Teilprojekte und die kreative Zusammenarbeit.

Außerdem möchte ich den zahlreichen Studenten danken, die mit ihren Arbeiten zu diesem Projekt wichtige Bausteine zugefügt und durch ihre überdurchschnittlich engagierte Mitarbeit immer auch Anregungen für neue Ziele gegeben haben.

Der Arbeitsgemeinschaft Solar des Landes Nordrhein-Westfalen danke ich für die Finanzierung der Projekte, die zu dieser Dissertation geführt haben.

Größten Dank bin ich meiner Lebensgefährtin Simone Schaub für ihren langen Atem schuldig; sie hat durch ihre selbstlose Unterstützung und kontinuierliche Motivation erheblichen Anteil an dieser Arbeit.

Mülheim, im Juli 2002

Peter Beckhaus

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	I
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS	VIII
FOMELZEICHEN	IX
1 EINLEITUNG	1
1.1 Dezentrale Versorgungsstrukturen	2
1.2 Problemstellung / Motivation der Arbeit	4
1.3 Vorhandene Ansätze und Anforderungen	6
1.4 Systemarchitektur	8
1.5 Beispielsystem	9
1.6 Aufbau der Arbeit	11
2 AUFBAU DER SIMULATIONSUMGEBUNG	13
2.1 Beschreibungssprache GDL	13
2.2 Online-Datenbank	14
2.3 Ereignis-Verarbeitung	14
2.4 Topologieauswertung	15
2.5 Anlagen-Bedienoberfläche (MMI)	15
2.6 Prozessgrößendarstellung (MWF)	17
3 DAS SIMULATIONSPAKET DURESS	19
3.1 Energiesystembeschreibung	20
3.2 Datenbankanschluss der Simulation	23
3.3 Simulationssteuerungs-Oberfläche	24
3.4 Ablauf des Simulationsprogramms	25
3.4.1 Anlageninitialisierung	25
3.4.2 Tagesinitialisierung	25
3.4.3 Zeitschrittberechnung	25

4	ELEKTRISCHE BERECHNUNGEN	27
4.1	Modelle für Gleichstrom-Komponenten	28
4.1.1	Bleiakkumulatoren	28
4.1.1.1	Physikalisches Modell nach Müller	29
4.1.1.2	Phänomenologisches Modell nach Shepherd	32
4.1.2	Brennstoffzellen	33
4.1.2.1	Brennstoffzelle mit alkalischem Elektrolyt (AFC)	36
4.1.2.2	Brennstoffzellen mit Polymerelektrolyt (PEFC / PEM)	37
4.1.2.3	Oxydkeramische Brennstoffzelle (SOFC)	44
4.1.3	Alkalischer Elektrolyseur	46
4.1.4	Photovoltaik	47
4.2	Sonstige elektrische Komponenten	48
4.2.1	Elektrische Lasten	48
4.2.2	Windkraftkonverter	50
4.2.3	Motorisches Blockheizkraftwerke und Generatoren	50
4.2.4	Steller	54
4.2.5	Netzanschluss	55
4.2.6	Leitungen	55
4.3	Berechnungsalgorithmus	56
4.3.1	Komponentenanschluss	57
4.3.2	Einzelner Knoten	58
4.3.3	Netzberechnung	62
4.3.4	Gemischte Netzwerke	65
4.4	Diskussion der Ergebnisse	68
5	ALGORITHMUS ZUR BERECHNUNG THERMISCHER KREISE	69
5.1	Komponentenmodelle	70
5.1.1	Allgemeine Zusammenhänge	70
5.1.1.1	Wärmetauscher	70
5.1.1.2	Rohrleitungen	72
5.1.1.3	Umwälzpumpen	74
5.1.2	Wärmeauskopplung	74
5.1.3	Wärmepumpen	75
5.1.4	Solarkollektor	80
5.1.5	Thermische Verbraucher	82
5.1.6	Warmwasserspeicher	85
5.1.7	Elektrische Zusatzheizung	88
5.2	Berechnungsalgorithmus	88
5.2.1	Direkter Speicheranschluss	88
5.2.2	Speicheranschluss über Wärmetauscher	89
5.3	Anwendungsbeispiel	90

6	ENERGIE- UND ANLAGENMANAGEMENT	93
6.1	Struktur des intelligenten Anlagenmanagements	94
6.1.1	Wissensbasis	95
6.1.2	Inferenzkomponente	97
6.1.3	Schnittstelle	97
6.1.4	Vorhandene Assistentenprogramme	97
6.2	Assistentenprogramme	99
6.2.1	Prognostische Analysen in <i>prognos</i>	100
6.2.1.1	Allgemeine Zusammenhänge	100
6.2.1.2	Beschaffung der Prognosedaten	101
6.2.1.2.1	Analyse eines Email-Wetterberichtes	102
6.2.1.2.2	Analyse von Wetter-Webseiten	103
6.2.1.2.3	Definition und Verifikation der Zuordnungen	104
6.2.1.3	Bewertung der Wetterdatenbereitstellung	105
6.2.1.4	Online Prognose	107
6.2.1.5	Leistungsumfang des Programms <i>prognos</i>	108
6.2.2	Batteriebeobachtung <i>battbob</i>	109
6.2.2.1	Betriebsführungsanforderungen an Bleiakkumulatoren	109
6.2.2.2	Verfahren zur Batteriezustandserkennung	110
6.2.2.2.1	Stand der Technik	111
6.2.2.2.2	Zustandsanalyse unter Nutzung eines Batteriemodells	112
6.2.2.2.3	Modellkalibrierung	114
6.2.2.2.4	Modellqualität	117
6.2.2.3	Zusätzliche Analysefunktionen	119
6.2.2.3.1	Anregung der Ausgleichladung	119
6.2.2.3.2	Kompensierte Grenzspannungsüberwachung	120
6.2.2.3.3	Ladezustandsprognose	121
6.2.2.4	Leistungsumfang des Batteriebeobachters <i>battbob</i>	121
6.2.3	Entscheidungssicherung mit <i>prosim</i>	122
6.2.3.1	Programmtechnische Umsetzung	123
6.2.3.2	Kennlinienanalyse	125
6.2.3.3	Grenzwertüberwachung	125
6.2.3.4	Effektivitätsanalyse	126
6.2.3.5	Leistungsumfang des Programms <i>prosim</i>	126
6.3	Regelerstellung für das Anlagen-Management	127
6.3.1	Anforderungen und Begriffsbestimmungen	128
6.3.2	Regelstruktur und Basisregelpaket	131
6.3.3	Anlagenmanagement für das Hybridsystem	133
6.3.3.1	Speichergrenzwertüberwachung	133
6.3.3.2	Ansätze einer optimierten Betriebsführung	135
6.3.3.3	Komponentenspezifische Optionen	136
6.3.3.4	Automatische Ausgleichladung	137
6.3.4	Ergebnisse des Anlagenmanagements	137

7 ANWENDUNGSBEISPIELE	141
7.1 Die Solar-Wasserstoff-Anlage PHOEBUS	141
7.2 Konzentriertes wasserstoffbasiertes PV-Home-System	142
7.3 Wasserstoffbasierte Siedlung	147
7.4 Demonstrationssystem Niederspannungsnetz	148
7.4.1 Innovative unterbrechungsfreie Stromversorgung	150
7.4.2 Das Brennstoffzellenhaus	151
8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	155
LITERATURVERZEICHNIS	157

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Systemarchitektur	9
Abbildung 1.2:	Hybridsystem zur autarken Stromversorgung	10
Abbildung 1.3:	Thermische Anlagenstruktur des Hybridsystems	10
Abbildung 2.1:	Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMI)	16
Abbildung 2.2:	Messwertfenster (MWF)	17
Abbildung 3.1:	Übersicht über die Simulationsumgebung DUress	19
Abbildung 3.2:	Beschreibung des BHKW-Feldes (Topologie elektrisch)	20
Abbildung 3.4:	Vollständige Beschreibung der Beispielanlage (Topologie)	21
Abbildung 3.3:	Beschreibung des BHKWs (Komponente)	22
Abbildung 3.5:	Datenaustausch zwischen Versorgerprogramm und Simulation	23
Abbildung 3.6:	Oberfläche zur Simulationssteuerung	24
Abbildung 4.1:	Übersicht über die Eingangs- und Ausgangsgrößen der Modelle	28
Abbildung 4.2:	Prinzipbild einer Bleibatterie	29
Abbildung 4.3:	Ersatzschaltbild der Bleibatterie [MÜL-97]	30
Abbildung 4.4:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Bleibatteriemodells nach Müller	31
Abbildung 4.5:	Ladezustandsabhängiger Spannungs-Stromverlauf eines Bleiakкумуляtors nach Müller	31
Abbildung 4.6:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Bleibatteriemodells nach Shepherd	33
Abbildung 4.7:	Ladezustandsabhängiger Spannungs-Stromverlauf eines Bleiakкумуляtors nach Shepherd	33
Abbildung 4.8:	Aufbau von Brennstoffzellen-Gesamtsystemen	35
Abbildung 4.9:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des AFC-Modells [MÜL-97]	37
Abbildung 4.10:	Zellenersatzschaltbild der PEFC	37
Abbildung 4.11:	Stromdichteabhängigkeit der Überspannungen	38
Abbildung 4.12:	Temperaturabhängigkeit der Stack-Kennlinien (32 Zellen)	41
Abbildung 4.13:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des PEFC-Modells im Wasserstoffbetrieb	42
Abbildung 4.14:	Sprungantworten eines Erdgas-Reformers [MAT-01]	43
Abbildung 4.15:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Reformer-Modells	44
Abbildung 4.16:	Zellenersatzschaltbild der SOFC	44
Abbildung 4.17:	Temperaturabhängige Zellenkennlinien der SOFC	45
Abbildung 4.18:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des SOFC-Modells	45
Abbildung 4.19:	Temperaturabhängige Stack-Kennlinien eines alkalischen Elektrolyseurs	46
Abbildung 4.20:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Elektrolyseur-Modells [MÜL-97]	46
Abbildung 4.21:	Photovoltaikmodulkennlinien bei 1000 W/m ² Einstrahlung	47
Abbildung 4.22:	Photovoltaikmodulkennlinien bei 450 W/m ² Einstrahlung	47
Abbildung 4.23:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des PV-Modells [MÜL-97]	48
Abbildung 4.24:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Lastmodells	49
Abbildung 4.25:	Tageslastverlauf der elektrischen Last (Minutenwerte)	49
Abbildung 4.26:	Ein- und Ausgangsgrößen des Windkraftkonvertermodells [MÜL-97]	50
Abbildung 4.27:	Wirkungsgrad von Blockheizkraftwerken bei Teillast (nach [JEN-83])	51
Abbildung 4.28:	Betrieb eines leistungsmodulierenden BHKWs	53

Abbildung 4.29:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des BHKW-Modells	54
Abbildung 4.30:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Steller-Modells [MÜL-97]	55
Abbildung 4.31:	Anschlussoptionen	57
Abbildung 4.32:	Reduzierte Gleichstromsammelschiene der Beispielanlage	58
Abbildung 4.33:	Summenbildung der Komponentenkennlinien	59
Abbildung 4.34:	Komponenten- und Knotenkennlinien an der DC- Sammelschiene	60
Abbildung 4.35:	Ablauf der Berechnung für einzelne Knoten	60
Abbildung 4.36:	Arbeitspunktbeobachtung (Wirkleistung)	61
Abbildung 4.37:	Die drei Ebenen der Netzberechnung	63
Abbildung 4.38:	Ablauf der Berechnung für vernetzte Knoten	65
Abbildung 4.39:	elektrischer Systemteil der Beispiel-Anlage	66
Abbildung 4.40:	Subnetzkenlinien bei automatischem Umrichterbetrieb	67
Abbildung 4.41:	Spannungsverlauf an den Sammelschienen	67
Abbildung 5.1:	Definition der Temperaturen am Gegenstromwärmetauscher	70
Abbildung 5.2:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Wärmetauscher-Modells	72
Abbildung 5.3:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Rohr-Modells	73
Abbildung 5.4:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Pumpen-Modells	74
Abbildung 5.5:	Eingangs- und Ausgangsgrößen der Wärmeauskopplung	75
Abbildung 5.6:	Energieflussbild einer Wärmepumpe	76
Abbildung 5.7:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Wärmepumpen-Modells	79
Abbildung 5.8:	Leistungszahl einer Luft-Wasser-Wärmepumpe	80
Abbildung 5.9:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Solarkollektor-Modells	82
Abbildung 5.10:	Tageslastgang des Trink-Warmwasserbedarfs (11.11.2001)	83
Abbildung 5.11:	Überblick über 2 Wochen des Trink-Warmwasserbedarfs	84
Abbildung 5.12:	Tageslastgang des Heizwärmebedarfs	84
Abbildung 5.13:	Energieabhängige Temperaturverteilung im Warmwasserspeicher	86
Abbildung 5.14:	Speicherbeschreibung	86
Abbildung 5.15:	Tagesverlauf des Energieinhaltes und Temperaturverteilung im Warmwasserspeicher	87
Abbildung 5.16:	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Wärmespeicher-Modells	88
Abbildung 5.17:	Direkter Speicheranschluss einer Erzeugerkomponente	89
Abbildung 5.18:	Speicheranschluss über Wärmetauscher	89
Abbildung 5.19:	Anlagenbild des thermischen Betriebsteils	90
Abbildung 5.20:	Tagesverlauf des thermischen Betriebsteils (Kollektorbetrieb)	91
Abbildung 5.21:	Tagesverlauf des thermischen Betriebsteils (BHKW-Betrieb)	92
Abbildung 6.1:	Systemarchitektur des Anlagenmanagements	94
Abbildung 6.2:	Verknüpfungen der verschiedenen Programme	99
Abbildung 6.3:	Ausschnitt aus einem Email-Wetterbericht von donnerwetter.de	102
Abbildung 6.4:	Übersicht über die Analyse der Wetterberichte	104
Abbildung 6.5:	Auswahl der Prognose im Betrieb	107
Abbildung 6.6:	Zustandsermittlung mit Hilfe des Batteriemodells	113

Abbildung 6.7:	Einbettung der Kalibrierung in den zyklischen Ablauf des Batteriebeobachters	115
Abbildung 6.8:	Startkalibrierung und Korrektur des Batteriebeobachters	117
Abbildung 6.9:	Kalibrierung und Korrektur des Batteriebeobachters über einen Zeitraum von 21 Tagen am Beispiel einer 1380Ah-Batterie	118
Abbildung 6.10:	Zyklus- und Teilzykluserkennung	120
Abbildung 6.11:	Interaktion zwischen prosim und dem Simulationsprogramm	124
Abbildung 6.12:	Beispielhafte Regelstrukturen	132
Abbildung 6.13:	Ergebnisse des Anlagenmanagements	139
Abbildung 7.1:	Architektur des autarken PV-Home-Systems	142
Abbildung 7.2:	Komponentenkennlinien des autarken PV-Home-Systems	143
Abbildung 7.3:	Verschaltungssituation	144
Abbildung 7.4:	aktuelle Spannungsbereiche der einzelnen Komponenten	145
Abbildung 7.5:	Management und Simulationsergebnisse des PV-Home-Systems	146
Abbildung 7.6:	Topologische Übersicht der Wasserstoffsiedlung	148
Abbildung 7.7:	Fiktives Niederspannungsnetz als Studienbasis	149
Abbildung 7.8:	Innovative USV-Einrichtung	150
Abbildung 7.9:	Reaktion der USV auf den Netzausfall	151
Abbildung 7.10:	Topologie des Brennstoffzellenhauses	152
Abbildung 7.11:	Dynamisches Verhalten des Brennstoffzellenaggregates	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1:	Übersicht der implementierten Modelle elektrischer Anlagenkomponenten	27
Tabelle 4.2:	Brennstoffzellentypen und ihre speziellen Eigenschaften	34
Tabelle 4.3:	Unterer Heizwert verschiedener Brennstoffe	52
Tabelle 5.1:	Übersicht der implementierten Modelle thermischer Anlagenkomponenten	69
Tabelle 6.1:	Übersicht über Anforderungen an die Akkumulatorbetriebsführung	110
Tabelle 6.2:	Anforderungen an die Betriebsführung des elektrischen Teils	130
Tabelle 6.3:	Anforderungen an die Betriebsführung des thermischen Teils	131
Tabelle 6.4:	Grenzwertüberwachung für den Akkumulator	133
Tabelle 6.5:	Grenzwertüberwachung des Warmwasserspeichers	134
Tabelle 6.6:	Kombinierte Grenzwertregeln	134

Formelzeichen

Lateinische Kleinbuchstaben

a, b	Faktoren
d_a, d_i	Außen- und Innendurchmesser
f	Frequenz
g	Elektrolytkoeffizient
h	Höhe, Förderhöhe
h_k	Kugelkappenhöhe
i	Stromdichte
k	Verlustfaktor, Wärmedurchgangskoeffizient, Wärmeübergangszahl
k'	Wärmedurchgangszahl
k_0, k_1	Verlustkoeffizienten
l_z	Zylinderhöhe
m	Masse
\dot{m}	Durchfluss des Mediums
\dot{m}_{\max}	maximaler Durchfluss
m, n	Faktoren
p_x	relativer Partialdruck
p, p_0	Luftdruck (auf Meereshöhe)
r_k	Kugelradius
s	Isolationsstärke
Δt	Zeitschritt, Zeitintervall
z	Elektronenanzahl

Lateinische Großbuchstaben

A	Fläche, Wärmetauscherfläche, effektive Heizfläche
A_k	Kollektorfläche
C	Kapazität, Kapazitätskoeffizient
C_{10}	Nennkapazität des Akkumulators
E	Exergie
E	Einstrahlung
H	normierte Entladungstiefe
HU	unterer Heizwert
ΔH^0	Standard-Reaktionsenthalpie
$\Delta \dot{H}_R$	Reaktionsenthalpiestrom
I	elektrischer Strom
\vec{I}	Stromvektor
L	Induktivität
M	Batterietypkoeffizient
P_{el}	elektrische Leistung
P_n	Nennleistung
P_{th}	thermische Leistung
Q	Wärme, Energie
Q_A	Aufheizverluste
Q_Z	Zirkulationsverluste
P_{el}	elektrische Leistung
P_{th}	thermische Leistung

Q	Ladung, Ladegrad
Q_s	ladezustandsabhängige Selbstentladung
\dot{Q}	Wärmefluss, Wärmeleistung
\dot{Q}_V	thermische Verlustleistung
\dot{Q}_G	bilanzierte Wärmemenge des Gases
R	Widerstand
R_{th}	thermischer Widerstand
ΔS^0	Standard-Reaktionsentropie
$\Delta T'$	Temperaturdifferenz der Eingangsgrößen
$\Delta T''$	Temperaturdifferenz der Ausgangsgrößen
ΔT_m	logarithmischer Temperaturmittelwert
$\Delta T_1, \Delta T_2$	Temperaturdifferenzen
ΔT	Temperaturdifferenz
$T_{1,E}, T_{2,E}$	eingangsseitige Temperaturen
$T_{1,A}, T_{2,A}$	ausgangsseitige Temperaturen
T_A, T_E	Ausgangstemperatur, Eingangstemperatur
T_S	Solltemperatur, Stacktemperatur
T_0	Temperatur zum Zeitpunkt $t=0$, Verdampfertemperatur
T_B	Betriebstemperatur
T_T	Temperatur des Tauchmediums
T_W	Temperatur des Wärmeträgermediums
T_U	Umgebungstemperatur
T_C	Kondensatortemperatur
U	Spannung, elektrische Potentialdifferenz
\vec{U}	Spannungsvektor
U_0, U^0	Leerlaufspannung
V	Treibstoffverbrauch
\vec{Y}	Knotenadmittanzmatrix
\underline{Z}, \bar{Z}	(komplexe) Impedanz

Griechische Buchstaben

α	Temperaturabhängigkeit
α	Elektroden-Symmetriefaktor
α	Wärmeübergangskoeffizient
ε_{cw}	Carnot'sche Leistungszahl
ε_W	Leistungszahl
$\varepsilon_{W,Kl}$	Klemmen-Leistungszahl
λ	Wärmeleitfähigkeit
κ	bezogener Leitwert

η	elektrochemische Überspannung
η	gasungsstromabhängiger Ladekoeffizient
$\eta_e, \eta_{el}, \eta_{el,n}$	elektrischer (Nenn-) Wirkungsgrad
η_K	Kollektorwirkungsgrad
η_M	Maschinenwirkungsgrad
η_m	mechanischer Wirkungsgrad
η_P	Pumpenwirkungsgrad
$\eta_{th}, \eta_{th,n}$	thermischer (Nenn-) Wirkungsgrad
$\eta_{th,0}$	thermischer Wirkungsgrad im Leerlauf
η_o	Konversionsfaktor
ρ_0	Luftdichte am Boden
ρ	Parameter des Innenwiderstands
τ	thermische Zeitkonstante

1 Einleitung

Dezentrale Energieversorgungstechnologien galten in den vergangenen Jahren höchstens für Spezialanwendungen als interessant und waren dabei selten kostendeckend. Jedoch hat die Energieversorgungswirtschaft inzwischen eine Reihe von tief greifenden Veränderungen vollziehen müssen, die aktuell und zukünftig zu erheblichen Umstrukturierungen in den Firmen selbst und im technischen Versorgungssystem führen werden. Durch die Deregulierung in allen Versorgungsbereichen (Strom, Gas, Wasser, Entsorgung) müssen die Unternehmen althergebrachte Strukturen überdenken und verändern. Grundlegende Veränderungen resultieren dabei aus der Aufspaltung bisher kombinierter Unternehmensbereiche wie Erzeugung und Verteilung, der erheblich gewachsene Kostendruck auf alle Abteilungen und die Notwendigkeit der Kundengewinnung und -bindung. Bedingt durch den Kostendruck wurde zwar in den Energieversorgungsunternehmen eine erhebliche Reduzierung der Investitionsbereitschaft ausgelöst, jedoch entsteht gleichzeitig auf dem Fundament der notwendigen Kundenbindung eine neue Aufbruchstimmung. Diese mündet in der Bereitschaft, gänzlich neue Ansätze zu wagen, um diese sowohl öffentlichkeitswirksam darzustellen als auch dem Kunden als neues Produkt verkaufen zu können.

Diese Entwicklung hat zu einem erheblich gewachsenen Interesse an allen Formen dezentraler Energietechnologien geführt. Dies ist auch durch die stark veränderten politischen Rahmenbedingungen, wie dem Atomkonsens, den Mindestspeisetarifen für regenerativ oder in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugten Strom und den CO₂-Klimaschutzzielen, zu erklären. Gleichzeitig befindet sich mit der Brennstoffzellentechnologie ein dezentraler Energiewandler auf dem Weg zur technologischen Reife, der durch seine vielfältigen Einsatzmöglichkeiten und seine positiven ökologischen und ökonomischen Bilanzen als neuer Hoffnungsträger in die Öffentlichkeit getreten ist. Dabei kann die Brennstoffzelle im Energieverbund auch zur „Veredelung“ regenerativer Energiequellen genutzt werden, indem diese regelbaren dezentralen Erzeugungseinheiten den kurzfristigen Ausgleich für die schwankenden Leistungsabgaben von Photovoltaik- und Windgeneratoren erreichen.

Entsprechend dieser Entwicklung hat sich die Zielsetzung dieser Arbeit, die Anfangs eine Fokussierung auf netzferne Stromversorgung in Inselssystemen hatte, im Laufe des Projektes auf verschiedenste Formen dezentraler Versorgungsstrukturen erweitert. Diese Arbeit stellt Software-Werkzeuge zur Planung, Analyse, Management und Betrieb dezentraler elektrischer und thermischer Versorgungseinheiten vor und soll aus der Erfahrung der Entwicklung der Simulationsalgorithmen und Regelstrukturen heraus Anlagenplanern Strategien für Aufbau und Betrieb dezentraler Strukturen an die Hand geben.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein komplexes Softwaresystem aus betriebsrealistischer Komponenten- und Anlagensimulation, einer prozessfähigen Datenbank und einem hybriden Regelungstool entwickelt. Für das Simulationsprogramm sind eine Reihe von Modellen für elektrische und thermische Komponen-

ten entwickelt oder integriert und mit einem hochflexiblen Anlagenberechnungsalgorithmus verknüpft worden. Es erlaubt die Simulation quasibeliebiger Anlagenkonfigurationen. Über die Prozessdatenbank wird einem eigenständigen Regelungssystem ermöglicht, die simulierte Anlage wie eine reale Anlage zu überwachen und zu steuern. Hierfür wurde die flexible Architektur eines Expertensystems verwandt, das mit Hilfe algorithmischer Assistentenprogramme ebenfalls eine hohe Variabilität in der regelbaren Anlagenstruktur erlaubt.

1.1 Dezentrale Versorgungsstrukturen

Unter dem Begriff „dezentrale Versorgungsstrukturen“ werden verschiedenste Bereiche der Energieversorgung zusammengefasst. Differenzieren muss man dabei zunächst zwischen elektrisch autarken Inselsystemen und netzgekoppelten Versorgungsstrukturen.

Unter **Inselsystemen** werden gemeinhin Anlagen verstanden, die nicht über Leitungen an übergeordnete elektrische Versorgungsnetze angebunden sind. Unterscheiden kann man verschiedene Formen von Inselsystemen:

- *Standardisierte Kompaktanlagen*, die zur Versorgung unkomplexer Lasten wie Parkscheinautomaten, Funkeinrichtungen oder Messeinrichtungen dienen. Für solche Versorgungseinrichtungen können Konfigurationen in großen Stückzahlen hergestellt werden; häufig werden dabei kleine Wind- oder Solargeneratoren mit wartungsfreien Akkumulatoren kombiniert. Die Generatorleistung wird in der Regel so überdimensioniert, dass eine unterbrechungsfreie Verbraucherversorgung durch eine häufige Überladung der Batterie gewährleistet ist [MÜN-99].
- *PV-Home-Systeme*, die vor allem bei der Elektrifizierung so genannter Dritt-Welt-Länder eine weite Verbreitung finden. Hier werden Photovoltaikmodule mit Starterbatterien aus der Automobiltechnik und einfachen Laderegler kombiniert. In der Regel wird auf Wechselrichter verzichtet und die Batteriespannung von 12 V zur Versorgung von Beleuchtung, Radio und kleinen Kühlschränken verwendet [ADE-00].
- *Diesel-Hybrid-Anlagen*, die zur autarken Versorgung von Verbrauchern größerer Leistung bis hin zu Dorfstromversorgung eingesetzt werden. Dabei werden Photovoltaikanlagen oder kleine Windgeneratoren, unterstützt durch Akkumulatorbänke, zur Grundlastversorgung eingesetzt. Bei hoher Spitzenlast und energetischen Schlechtwetterperioden werden zusätzliche Backup-Komponenten, wie Diesel-Generatoren und in Einzelfällen auch Gas-Blockheizkraftwerke eingesetzt. Typische Einsatzbereiche sind die Hütten des deutschen Alpenvereins. Der Treibstoff muss dabei aufwändig zur Alpenhütte transportiert werden, was in Extremlagen nur durch Helikoptereinsatz möglich ist [BOP-97].
- *Hybridsysteme mit Langzeitspeicher*, die einen komplett autarken Betrieb erlauben, sind zurzeit nur in wenigen wissenschaftlich begleiteten Demonstra-

tionsanlagen realisiert worden. Neben dem Akkumulator als Kurzzeitspeicher wird dabei Wasserstoff als Langzeitenergiespeicher eingesetzt und damit kein Zusatzenergie-transport benötigt. Einsatzbereiche können bei ausgereifter Technik zukünftig vor allem extrem isolierte Gebiete sein, wie es in Studien für Antarktisstationen angedacht wurde [MÜL-97, MEU-00, JAN-00].

Begrifflich und technisch wurden inzwischen neben den Inselanlagen auch **netzgekoppelte Anlagen** in die dezentralen Energiesysteme aufgenommen. Hierbei ist eine große Variationsbreite in der Begrifflichkeit gegeben:

- *Dezentrale Stromversorgungseinheiten* bei denen einzelne Stromerzeugungsaggregate in das öffentliche Drehstromnetz einspeisen. Dazu sind in der Regel Einspeiseverträge zwischen dem (zumeist privaten) Anlagenbetreiber und dem örtlichen Energieversorgungsunternehmen abzuschließen, welche die Vergütung und Einspeisezeiten zwischen den Vertragspartnern regeln. Unterstützt werden diese Kraftwerke neuerdings auch durch das so genannte Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien / EEG) [BGB-00], das bestimmte Mindestvergütungen für regenerativ erzeugten Strom vorschreibt. Typische dezentrale Eigenerzeugungsanlagen speisen dabei in das Mittelspannungsnetz und bei kleineren Leistungseinheiten vor allem in das Niederspannungsverteilstromnetz ein. In der aktuellen Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [VDEW-01] werden als solche Erzeuger Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie von Wärmekraftmaschinen angetriebene Generatoren (auch als BHKW) und Brennstoffzellen genannt.
- *Blockheizkraftwerke*, die zur Nahwärme- und Stromversorgung von Siedlungen und anderen Verbrauchseinheiten eingesetzt werden. Gerade in neuen Siedlungsbereichen wird zunehmend eine Wärmeversorgung der einzelnen Häuser über ein durch zentrale Heizanlagen gespeistes Nahwärmesystem eingerichtet. Da solche sehr gemischten Verbraucherstrukturen zu einer hohen thermischen Grundlast führen, bietet sich der Einsatz von Blockheizkraftwerken mittlerer Baugröße (im Bereich einiger hundert kW) an, die für einen wirtschaftlichen Betrieb hohe Jahreslaufzeiten benötigen. Auch für die Versorgung größerer Wärmeverbraucher wie beispielsweise Krankenhäuser werden zunehmend Blockheizkraftwerke zur Grundlastdeckung eingesetzt. In ersten Prototypanlagen werden auch Brennstoffzellenblockheizkraftwerke bereits für solche Einsatzbereiche eingesetzt [WEI-98].
- *Dezentralisierte Siedlungsversorgung*, bei der mit neuen Ansätzen versucht wird, eine zentral-dezentrale Versorgung zu erreichen. So fördert das Land Nordrhein-Westfalen durch das Programm „50 Solarsiedlungen NRW“ [LZE-99] Siedlungsprojekte, in denen bestimmte Prozentsätze der Wärme- bzw. der Stromversorgung der Siedlung durch direkte und indirekte Solarenergienutzung sichergestellt werden müssen. Dabei werden jeweils innovative Verfahren eingesetzt, die beispielsweise zentrale Jahresspeicher verwenden [KOC-00] oder halb-dezentrale Strukturen durch Installation so genannter Kopfstationen für jeweils einige Wohneinheiten mit Standardkomponenten bestücken

[TÜV-01]. Weiterführende Planungen sehen sogar den Einsatz von Wasserstoff als Jahresenergiespeicher vor [BUC-00].

- *Ein- und Mehrfamilienhausversorgung*, bei der ebenfalls in zunehmenden Maße neue konzeptuelle Ansätze diskutiert und erprobt werden. Dabei bieten zahlreiche technologische Entwicklungen sowohl auf der energiebereitstellenden als auch der energieverbrauchenden Seite die Möglichkeit neue Strukturen aufzubauen. Der verringerte Gesamtenergiebedarf von Niedrigenergiehäusern erlaubt eine vollständige passive und aktive Solarenergienutzung zur Wärmeversorgung. Moderne Klimatisierungsverfahren auf Basis von Absorption und Adsorption bieten die Möglichkeit des Einsatzes von Solarthermie zur Kühlung von Gebäuden. Die Brennstoffzellentechnologie ermöglicht den Einbau geräuscharmer Kraft-Wärme gekoppelter Stromerzeugungsaggregate in Wohngebäude. Zudem wird durch moderne Hauskommunikationssysteme und präzise Messtechnik die automatisierte energetische Koordination von Erzeugern und Verbrauchern im Haus ermöglicht [IMS-01].

Die Begrifflichkeit der dezentralen Energieversorgung kann hier nicht vollständig dargelegt werden. Die oben genannten Anwendungen sind typische Beispiele oder aktuelle Entwicklungen, die eine hohe Bedeutung und teilweise auch eine nennenswerte Verbreitung haben oder haben sollen. Die Vielzahl von Anwendungen und Konfigurationen führt auch zu einer ebensolchen Vielzahl an Anforderungen und Problemstellungen, die im Folgenden näher betrachtet werden sollen.

1.2 Problemstellung / Motivation der Arbeit

Diese Arbeit konzentriert sich auf solche Strukturen, welche die verbrauchernahe Bereitstellung von elektrischer und in Teilen auch thermischer Energie sowohl für Einzelverbraucher als auch Siedlungen zum Ziel haben. Gerade im Bereich kleiner Leistungen muss ein im Verhältnis zur Anlagengröße besonders hoher Aufwand für Planung und Betrieb von Energieversorgungsanlagen getätigt werden. Neue Anlagentypen erfordern dabei eine besonders sorgfältige, abgesicherte Vorplanung. Diese Planung muss dabei sowohl die eigentliche Hardware der Anlage (die Betriebsmittel und ihre Konfiguration) dimensionieren als auch deren Betrieb (Regelung und Betriebsführung) beinhalten. Gerade die Kombination dieser aufeinander aufbauenden Planungsbereiche ist die eigentliche Herausforderung bei der Erstellung neuer Anlagenkonfigurationen.

Bei autarken Stromversorgungseinrichtungen müssen bei Planung der Konfiguration und Entwicklung der Betriebsführung sowohl die *Energie*-Versorgung als auch die *Leistungs*-Versorgung, und damit der Zeitraum des Energieverbrauchs, berücksichtigt werden. Bei wenigen Einzelverbrauchern muss ein sehr geringer Gleichzeitigkeitsgrad angenommen werden, der zu starken Leistungsschwankungen bei insgesamt verhältnismäßig geringem Energieverbrauch führt. Die *Energie*-Versorgung muss in solchen Anlagen durch eine ausreichende Speicherdimensionierung und ausreichender Bereitstellung von Backup-Energie gewährleistet sein. Hierzu sind überschlägige Ganzjahresrechnungen notwendig,

bei der die jahreszeitlichen Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch berücksichtigt werden und, zum Beispiel im Stundenraster, miteinander abgeglichen werden. Um jedoch auch eine unterbrechungsfreie *Leistungs*-Versorgung gewährleisten zu können, ist zusätzlich eine detaillierte Rechnung notwendig, bei der die kurzzeitigen Spitzenleistungen und Minima von Erzeugern überprüft werden. Diese Überprüfung muss dabei das Zeitverhalten aller Komponenten und die vollständige Anlagenbetriebsführung einbeziehen. Die energetische Analyse definiert also die Dimensionierung der Gesamtanlage und das Größenverhältnis von Kurzzeit- und Langzeitspeichern sowie der Erzeugungsaggregate zueinander. Die Kurzzeitanalyse überprüft die Leistungsdimensionierung der Einzelkomponenten und erlaubt den Test und die Entwicklung geeigneter Betriebsführungsstrategien. Diese Punkte müssen bei der Planung autarker Anlagen iterativ durchgeführt werden.

Diese für netzferne Stromversorgungsanlagen getätigten Ausführungen lassen sich direkt auch auf lokale Wärmeversorgungsanlagen übertragen. Hier ist die Architektur ebenfalls eine Mischung aus Speichern, Verbrauchern und Erzeugern. Bei Kraft-Wärme gekoppelten Anlagen ergibt sich zusätzlich zur Dimensionierung der Wärmeversorgung noch die Notwendigkeit der Planung des elektrischen Anlagenteils unter Berücksichtigung von elektrischer Leistung, die bei der Wärmeversorgung erzeugt oder verbraucht wird. Für netzgekoppelte aber insbesondere für autarke Systeme ergeben sich mit der Berücksichtigung der Wärmebereitstellung zusätzliche Einflussfaktoren für Dimensionierung und Betriebsführung.

Aber auch bei netzgekoppelten Stromversorgungsanlagen muss die Planung abhängig von lokalen Begebenheiten, insbesondere bei verstärkter Installation dezentraler Erzeugungsanlagen, intensiviert werden. Je mehr kleine Erzeuger in bestehende oder neu zu errichtende Netze integriert werden, umso mehr Aufwand muss auch für energetische und leistungsabhängige Planung betrieben werden. Zu beachten ist dabei unter anderem die Beeinflussung des Spannungsprofils im Niederspannungsnetz und starke plötzliche Spannungsveränderungen, die Rückspeisung von Leistung über den Ortsnetztransformator sowie die Auswirkungen von Erzeugern auf Schutzeinrichtungen. Praktische Erfahrung bei der Integration vieler dezentraler Erzeuger in das Niederspannungsnetz ist zurzeit nur wenig vorhanden. Hierzu sind daher zunächst simulative Studien durchzuführen, die mit möglichst hohem Detailgrad an ausgewählten Beispielen situationsabhängige Probleme analysieren können. Anhand der Simulation können dann durch Konfigurationsänderungen oder geänderte Betriebsführungsstrategien Problemlösungen generiert werden.

Diese Ausführungen machen deutlich, dass bei der Planung neuer dezentraler Anlagen eine Vielzahl von Aufgaben durchzuführen sind, bei der eine hohe Präzision nötig ist. Die Integration einzelner Betriebskomponenten in vorhandene Strukturen bzw. der Aufbau neuer Strukturen stellt eine komplexe Aufgabe für den Anlagenplaner dar. Dabei kann heute nur bei sehr wenigen Anlagen von einer allgemeingültigen Planung ausgegangen werden. Ein Großteil der Projekte resultiert in anwendungsbezogenen Einzellösungen, für die entsprechend

umfangreiche Studien durchzuführen sind. Dies gilt für den eigentlichen Anlagenaufbau genauso wie für die teilweise komplexe Betriebsführung solcher Anlagen. Hier müssen, insbesondere bei der Verwendung regenerativer Energiequellen und bei Verbraucherstrukturen mit geringer Gleichzeitigkeit und hohen Lastwechseln, intelligente, vorausschauende Betriebsführungssysteme entwickelt und im Vorhinein ausreichend getestet werden.

In dieser Arbeit werden Softwaretools zur *Simulation* und *Betriebsführung* dezentraler Erzeugungseinheiten vorgestellt, die für den Bereich der Detailplanung und Leistungsanalyse kleiner Anlagen und Netze dienen. Diese Tools sind dabei für netzgekoppelte und autarke Anlagen einsetzbar. Bei netzgekoppelten Einheiten kann als elektrische Einsatzgrenze das Niederspannungsnetz definiert werden.

1.3 Vorhandene Ansätze und Anforderungen

Es gibt zahlreiche Simulationssoftware¹⁾ zur Berechnung dezentraler Energieanlagen. In der Regel sind diese Softwareansätze jedoch auf spezielle Problemstellungen hin ausgerichtet. Insbesondere in der Solartechnologie, sowohl Photovoltaik als auch Solarthermie, gibt es eine nahezu unüberschaubare Anzahl von Programmen, die sowohl von wissenschaftlichen Instituten als auch von kleinen und mittleren Unternehmen entwickelt und vertrieben werden. Gerade aber diese Vielfalt von Ansätzen macht die eigentliche Problematik bei der Anwendung von Software für neue technologische Ansätze deutlich: Die verfügbaren Programme sind zwar für die Anwendungen geeignet, für die sie programmiert sind, jedoch erlauben sie dem Planer nur beschränkte Freiheitsgrade bei der Konfiguration neuer Versorgungssysteme.

Die Aufteilung von technischer Simulationssoftware kann nach der Art ihres Ablaufes, des Anlagensetups und der Parametrierung erfolgen:

- *Statische Programme*, die für eine energetische Auslegung geeignet sind und dem Anwender einerseits marginale Freiheitsgrade im Aufbau der Anlage erlauben, andererseits aber einfache, anwenderorientierte Parametrierung der einzelnen Bausteine des Systems ermöglichen. Zu nennen sind hier f-CHART [IST-01], ein schnelles, einfach zu bedienendes und anerkanntes Berechnungs-Programm zur Auslegung von thermischen Solaranlagen für die Brauchwasser-Bereitung und SOLEM [SOL-01], das auf Basis der weit verbreiteten Tabellenkalkulation Excel eine schnelle Analyse der Möglichkeiten der Solarstromgewinnung für Kleinanwendungen erlaubt.
- *Dynamische Programme*, die vorparametrierte Bausteine bieten, um detaillierte Ergebnisse für spezielle Anwendungen zu erhalten. Hier sind zum Beispiel die kommerziellen Programme T*Sol zur Simulation von thermischen

¹⁾ Eine umfangreiche Auflistung aktuell verfügbarer Simulationssoftware für Solarstromanlagen ist in [PHO-00] erschienen und kann auf der Webseite der Fachhochschule München (www-lse.ee.fhm.edu) in aktualisierter Form auch für solarthermische Systeme heruntergeladen werden (Stand August 2001).

Solaranlagen und PV*Sol zur Simulation und Auslegung von Photovoltaikanlagen zu nennen [VAL-01]. Diese Software bietet dem Anwender eine Reihe von typischen Grundkonfigurationen an, die dann entsprechend dem Wunsch des Bedieners parametrisiert werden können.

- *Softwarepakete und Bibliotheken*, die zum Modellaufbau die Kombination einzelner Bausteine von Energieanlagen anbieten. Diese können vom Anwender parametrisiert und frei mit anderen Komponenten verbunden werden. Dadurch ist der Aufbau beliebiger (technisch sinnvoller) Konfigurationen möglich. Beispiele hierfür sind das Programm Insel (Universität Oldenburg) und die Matlab Toolbox Carnot [CAR-99]. Solche Software erfordert jedoch einen hohen Aufwand in der Erstellung von neuen Konfigurationen. Inzwischen bieten die meisten Programme graphische Oberflächen, welche die Verknüpfungen der einzelnen in Blöcken abgelegten Modelle per Mausbedienung erlauben. Am Ende ergibt sich dann ein technisches Abbild der zu simulierenden Anlage.

In der Regel sind Simulationsprogramme für die Beschreibung von technischen Prozessen reine Stand-Alone-Anwendungen, in denen Modelle mit geeigneten Regelstrukturen kombiniert und vorgegebene Zeiträume berechnet werden. Insbesondere für Entwicklung und Tests von komplexen Regelstrukturen zur Betriebsführung steht nur wenig spezialisierte Software, so zum Beispiel solche für den Betrieb großer Energienetze oder komplexer technischer Prozesse, zur Verfügung. Hierfür wird eine Software benötigt, die interaktiv auf Einflüsse von außen reagieren kann und dadurch das Abbild eines realen Systems bilden kann. Gleichzeitig müssen die Berechnungen bei hohen Zeitauflösungen realistische Ergebnisse in Form von Messwerten an die zu testende Regelung zurückliefern und im Langzeitbereich genaue Informationen über das energetische Resultat der Betriebsführung liefern.

Auf Basis der Strukturen einer Simulationssoftware, die ein getreues Abbild von Hochspannungsnetzen bildet [LIT-97], wurde am Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg von Christof Müller ein „Interaktives Modell für den Betrieb von Photovoltaikanlagen mit Energiespeichern“ entwickelt [MÜL-97]. Diese Software hat erstmals die Möglichkeit eröffnet, kleinere elektrische Inselsysteme auf Basis von z.B. Photovoltaik als Hauptenergiequelle und Batterien und Wasserstoffkomponenten als Speicherelemente durch zeitlich hochauflösende und präzise Komponentenmodelle betriebsrealistisch zu modellieren. Der erreichte Stand der Entwicklungen ermöglichte zum Beispiel die Berechnung von Alternativkonfigurationen für bestehende Anlagen wie die Solar-Wasserstoff-Demonstrationsanlage PHOEBUS am Forschungszentrum Jülich. Der dafür entwickelte Berechnungsalgorithmus zur flexiblen Kombination der Komponentenmodelle ließ jedoch nur einen beschränkten Grad der Komplexität der Verschaltung zu. Bei der Entwicklung des Simulationsalgorithmus wurde bereits in diesem Ansatz großer Wert auf die Möglichkeit der Prozessinteraktivität der Simulationsroutinen gelegt und der eigentliche Algorithmus an eine leittechnische Prozessdatenbank [RUM-89] angeschlossen. Diese Möglichkeit wurde genutzt, eine intelligente Betriebsführung der PHOEBUS-

Anlage auf Basis eines regelbasierten Expertensystems zu generieren und zu testen. Durch Einbeziehung erster analytischer Verfahren und einfacher Prognosealgorithmen konnte wesentliche Verbesserungsmöglichkeiten der Betriebsführung der Anlage gezeigt werden.

Im Rahmen der nun vorliegenden Arbeit wurde, ausgehend von den in [MÜL-97] beschriebenen Entwicklungen von Christof Müller, zunächst ein neuer Algorithmus zur Berechnung beliebig komplexer elektrischer Verschaltungen auch unter Berücksichtigung von sowohl vermaschten als auch sternförmigen Netzen entwickelt und schrittweise neue Komponentenmodelle hinzugefügt bzw. vorhandene optimiert. Zusätzlich wurde durch die Implementierung der Berechnung thermischer Versorgungsstrukturen das Simulationsprogramm befähigt quasi-beliebige dezentrale Energiesysteme zu simulieren. Es wurde im Verlauf der Weiterentwicklungen darauf geachtet, dass die geforderte Präzision der Berechnungen im Minutenbereich und im Langzeitverhalten aufrechterhalten werden kann, und gleichzeitig eine flexible Zeitschrittweite eingeführt. Damit steht erstmals ein detailliertes Werkzeug zum Test von Anlagenregelungen für beliebig konfigurierte, dezentrale elektro-thermische Energiesysteme zur Verfügung.

Parallel zu der Weiterentwicklung des Simulationstools wurde auch der Gedanke der intelligenten Betriebsführung selbst weiterverfolgt. Dafür wurden zahlreiche prognostische und beobachtende Softwareagenten entwickelt, die der regelbasierten Betriebsführung auf Basis eines Expertensystems die notwendigen Betriebsparameter aufbereitet zur Verfügung stellen. Diese wurden dabei so entwickelt, dass sie anlagenspezifische Informationen vollständig selbst analysieren und somit als Regelungsassistenten für beliebige Konfigurationen eingesetzt werden können.

Gerade das Thema der Betriebsführung dezentraler Anlagen und hier insbesondere von Inseln ist bislang nur in sehr geringem Maße in flexiblen Lösungen realisiert worden. In typischen Anlagen zur netzfernen Stromversorgung wird häufig nur ein Batteriemangement mit mehr oder weniger präzisen Regelgrößen verwendet [ROT-00]. Darüber hinausgehende Verfahren, die beispielsweise prognostische Einflüsse zulassen, werden für solche Anlagen bislang nicht eingesetzt. Gründe dafür sind in der Regel die Kosten und entsprechende Rechenleistung der Regler. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch dargestellt werden, welche Vorteile eine detailliertere Regelung auch für kleine Hybridsysteme bieten kann.

1.4 Systemarchitektur

Durch konsequente Fortführung des Gedankens der Prozessfähigkeit von Simulation und Betriebsführung hat es sich als vorteilhaft erwiesen, die Struktur einer leittechnischen Anwendung beizubehalten. In Abbildung 1.1 ist der realisierte Aufbau der entwickelten Software dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die einzelnen Komponenten des Systems modular aufgebaut sind und

jeweils durch andere ersetzt werden können, sofern diese an die Prozessdatenbank als zentralem Bestandteil des Gesamtsystems angeschlossen sind.

Die Simulation bildet im Testsystem den Ersatz für den realen Prozess und speist simulierte „Messwerte“ in die Prozessdatenbank ein. Diese Daten stehen anderen Anwendungen, wie der Betriebsführung oder der Visualisierung, zur direkten Verfügung. Aktionen wie zum Beispiel Schaltbefehle können von der automatischen Betriebsführung oder auch von einem menschlichen Bediener direkt in die Datenbank zurückgeschrieben werden. Diese geänderten Zustände werden, wie im realen Prozess, vom Simulationssystem im nächsten Zeitschritt berücksichtigt.

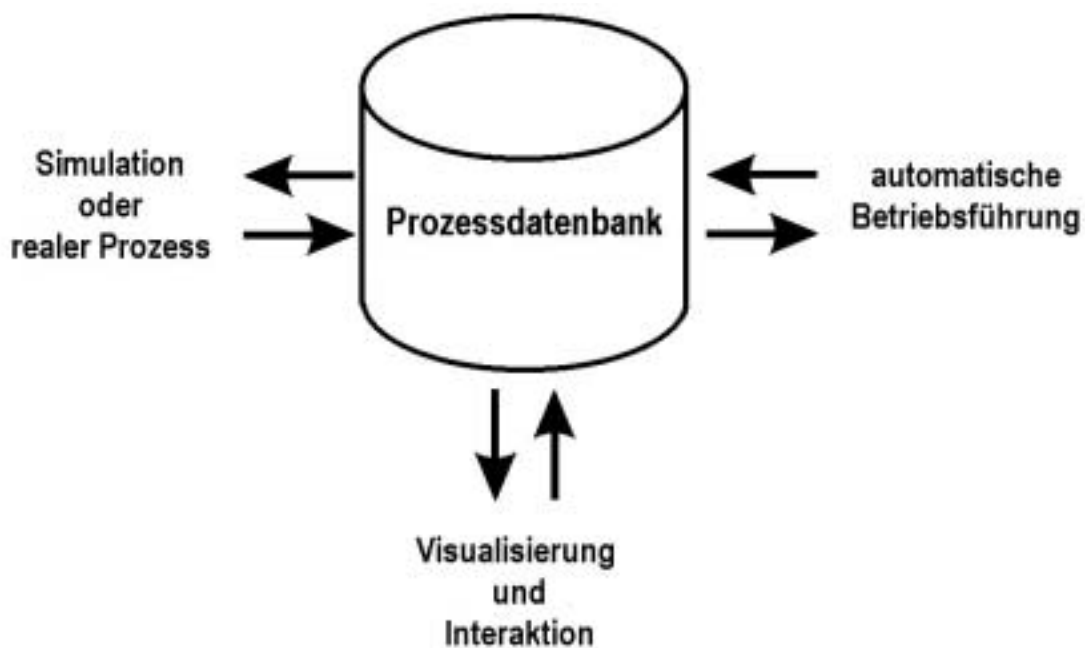


Abbildung 1.1: Systemarchitektur

1.5 Beispielsystem

Die Darstellung der Vielzahl in dieser Arbeit entwickelten Einzelbausteine des Simulations- und Managementsystems erfolgt anhand einer verhältnismäßig übersichtlichen, rein fiktiven Beispielanlage, die aus einem elektrischen und einem thermischen Versorgungsteil besteht.

In der elektrischen Versorgung vieler netzferner Anlagen, zum Beispiel bei Alpenhütten, ist der Einsatz von Solarstrom ökonomisch wesentlich sinnvoller als die Installation und der Betrieb langer elektrischer Zuleitungen. Um eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu gewährleisten, hat sich eine Hybrid-Anordnung durchgesetzt, bei der Energie der Photovoltaikmodule im Kurzzeitbereich durch Bleibatterien gepuffert wird und bei langfristigem solaren Energiedefizit ein kleiner Dieselgenerator als Backup-Komponente genutzt wird. Die elektrische Verschaltung ist in Abbildung 1.2 dargestellt.

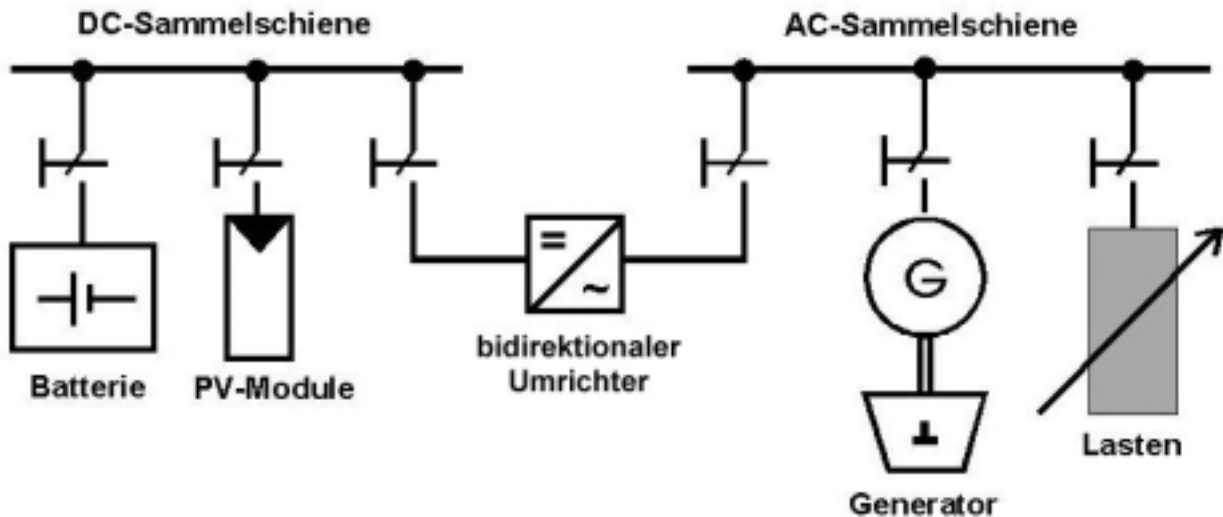


Abbildung 1.2: Hybridsystem zur autarken Stromversorgung

Gerade in dezentral orientierten Energiesystemen ist ein möglichst hoher Gesamtwirkungsgrad Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage. Daher empfiehlt es sich eine Wärmeauskopplung aus beteiligten Komponenten vorzunehmen. Als Nebensystem zur elektrischen Anlage wird daher im fiktiven Beispielsystem ein thermischer Kreis zur Brauchwassererwärmung integriert. In einen Wärmespeicher speisen über jeweils einen Wärmetauscher sowohl ein Solarkollektor als auch ein kleines Blockheizkraftwerk (BHKW), das die Abwärme des Diesel-Generators nutzt, ein. Die Warmwasserentnahme erfolgt direkt aus dem obersten Teil des Speichers, die Kaltwasserzufuhr befindet sich im unteren Teil.

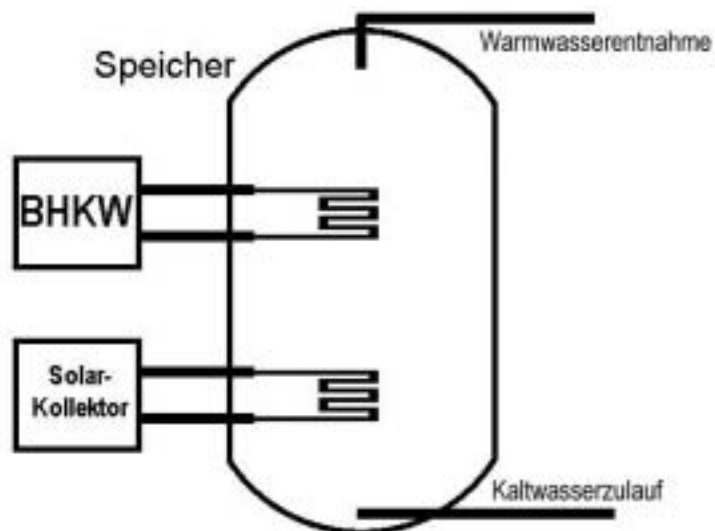


Abbildung 1.3: Thermische Anlagenstruktur des Hybridsystems

Angemerkt sei hier, dass die Auswahl der Komponenten des Beispielsystems und ihre Auslegung und Verknüpfung vor Allem mit dem Ziel der Veranschaulichung der in dieser Arbeit erreichten Ergebnisse erfolgt ist.

1.6 Aufbau der Arbeit

Zunächst wird im Kapitel 2 die Architektur der verwendeten Prozessdatenbank und ihrer wichtigsten Module erläutert. Dabei wird auch auf die Flexibilität der Beschreibungssprache eingegangen.

Kapitel 3 beschreibt das an die Prozessdatenbank angeschlossene Simulationspaket. Dabei werden die aus dem Vorgängerprojekt übernommenen Programme und die darin erfolgte Weiterentwicklung sowie zusätzliche im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Teilkomponenten dargestellt. Hauptaugenmerk in diesem Kapitel liegt auf der Verschachtelung der Programme und dem Gesamtablauf des Simulationsprogramms.

Kapitel 4 enthält die detaillierte Beschreibung der Berechnung elektrischer Anlagenteile. Zunächst werden die einzelnen aus dem Vorgängerprojekt übernommenen und die im Rahmen dieser Arbeit neu entwickelten und implementierten Komponentenmodelle beschrieben. Anschließend wird die neu entwickelte Verknüpfung der Modelle durch übergeordnete Algorithmen zur Berechnung beliebiger elektrischer Verschaltungen dargestellt.

Kapitel 5 erläutert den im Rahmen dieser Arbeit vollständig neu entwickelten und in den Simulationsalgorithmus integrierten thermischen Simulationsteil mit Modellen für die Wärmeversorgung und deren algorithmischer Verknüpfung.

In Kapitel 6 werden zunächst die Architektur sowie vorhandene Module des regelbasierten Anlagenmanagements, das auf Basis eines Expertensystems realisiert wurde, erläutert. Zur Versorgung der auf reinen Logikfunktionen basierenden Entscheidungsfindung dienen so genannte algorithmische Assistentenprogramme. Neuentwicklungen im Rahmen dieser Arbeit versorgen das Expertensystem mit Prognosedaten von Erzeugern und Lasten, liefern detaillierte Informationen über den Zustand der Komponente Batterie und erlauben eine simulative Überprüfung von Entscheidungen des Expertensystems. Abschließend wird die Vorgehensweise bei der Regelerstellung anhand der oben skizzierten Beispielanlage erörtert. Der sinnvolle Aufbau und die Strukturierung der Betriebsführungsregeln sowie die Nutzung der einzelnen Komponenten werden hier dargestellt.

Kapitel 7 zeigt die entwickelten Softwaremodule im Einsatz für verschiedene Anlagenkonfigurationen.

In Kapitel 8 wird die Arbeit zusammengefasst und Ausblicke für Anwendungen der Simulation und des Anlagenmanagements gegeben sowie Detaillierungen und Weiterentwicklungen der Module vorgeschlagen.

2 Aufbau der Simulationsumgebung

Das eigentliche Programmpaket zur Simulation dezentraler Energiesysteme ist an eine komplexe Umgebung angeschlossen, die auf einem speziellen, sehr effizient parametrierbaren Datenbanksystem mit integrierter Online-Prozessverarbeitung basiert. Dieses ursprünglich für netzleittechnische Anwendungen entwickelte System erlaubt einen direkten Eingriff in die Simulation durch Schalthandlungen und Sollwertvorgaben. Dabei können diese Eingriffe sowohl indirekt über Prozess-Schnittstellen als auch manuell per Mausbedienung erfolgen. Dies erlaubt eine strikte Trennung der Modellierung und Algorithmik von Anlagenbeschreibung, Visualisierung und Regelung.

Die hier verwendete Simulationsumgebung hat ihren Ursprung in der Darstellung und Modellierung großer elektrischer Energienetze. Sie wurde am Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze entwickelt [RUM-89], an ein entsprechendes umfangreiches Simulationsmodell angeschlossen [LIT-97] und wird im Betriebsführertraining für verschiedene Energieversorgungsunternehmen praktisch eingesetzt [SPA-01]. Für die hier interessierende Anwendung im Bereich dezentraler Energieversorgung wurde die hochkomplexe Architektur der netzleittechnischen Anwendung auf ein notwendiges und effektives Minimum reduziert. Genutzte Bausteine sind die Beschreibungssprache GDL, die daraus generierte Datenbankstruktur, die Verwaltungsalgorithmen dieser Datenbank, die Online-Ereignisverarbeitung, die Topologieanalysetools, das Messwertdarstellungsprogramm sowie die interaktive Visualisierungsschnittstelle. Die einzelnen Komponenten der verwendeten Prozessdatenbank sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

2.1 Beschreibungssprache GDL

Grundlage für die Beschreibung von Anlagen und ihrer Komponenten für die Simulationsumgebung ist die Netzdatensprache GDL („Grid Data Language“). Ursprünglich als Beschreibungsmöglichkeit für Hochspannungsnetze und Schaltanlagen konzipiert, konnte die Datenbeschreibungssprache GDL für die vorliegende Energiesystem-Simulation ohne *strukturelle* Modifikationen übernommen werden.

Die Netzdatensprache GDL ermöglicht es, jedes in einer Anlage verwendete Betriebsmittel eindeutig zu definieren und zu lokalisieren. Unter Betriebsmitteln können beispielsweise Sammelschienen, Generatoren, Schalter, Leitungsverbindungen und Messgeräte verstanden werden. Die Definition eines Betriebsmittels erfolgt durch einen eindeutigen, maximal 8 Buchstaben umfassenden Namen („Spezies“): ein Leistungsschalter erhält z.B. den Namen „LS“. Die Eigenschaften einer Spezies können über so genannte Attribute festgelegt werden, ein Schalter beispielsweise kann die Hauptzustände „EIN“ und „AUS“ haben. Zusätzlich werden auch relative Spezies verwendet, die eine Beschreibung spezieller Eigenschaften einer einzelnen Komponente ermöglichen.

Analog zur physikalischen Verknüpfung werden die Betriebsmittel in der Beschreibung zu Feldern kombiniert und können über den Feldnamen adressiert werden. Die Identifikation solcher Felder wird durch Definition einer eindeutigen Feldadresse realisiert, die sich in 3 hierarchische Ebenen aufteilt, das „Lokal“, das die Zuordnung zu einer bestimmten Anlage definiert, das „Numeral“, das den physikalischen Anlagenteil bestimmt und das „Partial“, das dem jeweiligen Feld bzw. Anschluss einen eindeutigen Namen zuordnet. Die Gesamtadressierung eines einzelnen Betriebsmittels innerhalb eines Feldes kann damit unter Beachtung der entsprechenden Syntax durch folgende Struktur erfolgen:

```
''' LOKAL ' NUMERAL ' PARTIAL [ SPEZIES = ( ATTRIBUTE ) * RELATIVESPEZIES = ( ATTRIBUTE ) ]
```

Die Beschreibung der kompletten Anlage ergibt sich dann durch Kombination einzelner Felder und Sammelschienen zu Anlagenteilen. Auf die genaue Beschreibung von dezentralen Energiesystemen wird in Kapitel 3 eingegangen. Auf weitere Details insbesondere der Syntax [RUM-89] der Datensprache GDL soll hier verzichtet werden.

2.2 Online-Datenbank

Die im vorigen Abschnitt behandelte Beschreibungsform bietet die Möglichkeit einer direkten automatischen Übersetzung in ein binäres Datenformat [RUM-89]. Dabei werden die entsprechenden ASCII-Dateien so analysiert, dass anschließend in der Datenbank eine ebenso eindeutige Zuordnung aller Komponenten möglich ist. In der Datenbank werden alle benutzten Spezies und ihre relativen Spezies in Verbindung mit ihrer Lokation in derselben Struktur und Reihenfolge abgelegt, wie sie in der Anlagen- und Komponentenbeschreibung abgelegt wurde. Für alle Spezies wird dabei durch den Übersetzungsprozess so viel Platz freigehalten, wie zur Speicherung aller festen und aktuellen Zustände benötigt wird; für die verschiedenen Quelldateien der Anlagen- und Komponentenbeschreibung werden entsprechend auch verschiedene Datenbankteile generiert.

Dieses binäre Datenformat ist zentraler Teil der Online-Datenbank, auf welche beliebig viele Programme parallel lesend zugreifen können; ein verwaltendes Programm koordiniert den Eintrag aktueller Mess- oder Modellwerte. Vollständige Prozessfähigkeit erhält das Datenbankpaket durch ein zusätzliches Ereignis-Management, das durch externe Ereignisse eintreffende Informationen verarbeitet.

2.3 Ereignis-Verarbeitung

Unter Ereignissen werden unter anderem Befehle zum Schalten oder zum Setzen eines Sollwertes verstanden. Diese Ereignisse werden entweder über entsprechende Prozess-Schnittstellen direkt aus anderen Programmen heraus generiert oder über eine interaktive Bedienoberfläche von einem Benutzer ausgelöst. Unterschieden werden topologisch relevante Ereignisse, die einen direkten Einfluss auf die Anlagentopologie oder einzelne Komponenten haben, und sekundäre Ereignisse, wie Störungsmeldungen. Durch ein Filtersystem in

der Ereignisverarbeitung ist gewährleistet, dass die entsprechenden Informationen sowohl in der Datenbank abgelegt, als auch direkt an die Programme weitergeleitet werden, welche die entsprechenden Informationen benötigen [LIT-97].

Durch diese Softwarearchitektur ist es nicht nötig, die Prozessdatenbank ständig auf Zustandsänderungen hin zu überprüfen, die Protokollierung und Archivierung aller Ereignisse wird durch ein entsprechendes Programm gewährleistet. Die Ereignisverarbeitung wird im Folgenden als integrierter Bestandteil der Prozessdatenbank angenommen und in den weiteren Darstellungen der Systemarchitektur nicht explizit herausgestellt.

2.4 Topologieauswertung

Unter der Topologie eines Energieversorgungssystems versteht man die gesamten Informationen über potenzielle und aktuelle Verbindungen zwischen allen Anlagenbestandteilen. Die Auswertung der topologischen Informationen übernimmt dabei ein Programm [LIT-97], das entsprechende Abbilder in verschiedenen Dateien für andere Prozesse bereitstellt. Das Topologieabbild enthält dabei alle Verbindungen zwischen Komponenten eines Versorgungssystems. Dieser Topologieauswertungsalgorithmus ist ausreichend flexibel um beliebige Konfigurationen auch dezentraler Versorgungsstrukturen auswerten zu können. Der Simulationsalgorithmus selbst erhält somit ein auf wesentliche Fakten reduziertes topologisches Anlagenabbild.

2.5 Anlagen-Bedienoberfläche (MMI)

Durch die Abbildung der vollständigen physikalischen Struktur einer Anlage sowohl in der Anlagenbeschreibung als auch in der Datenbank ist durch entsprechende Analyse eine automatische Generierung einer interaktiven Anlagenvisualisierung möglich [KEM-99]. Für alle beschriebenen Betriebsmittel werden Einzelbilder hinterlegt, die durch Verknüpfung mit aktuellen und potenziellen topologischen Daten ein repräsentatives Abbild der Anlage ergeben. Die automatische Bildgenerierung kann zusätzlich durch einfache Editorfunktionen unterstützt werden, so dass unterschiedliche Anlagenteile zu einer gemeinsamen Bedienoberfläche kombiniert werden können. Solche Anlagenbilder können dann in einer interaktiven Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMI) [KEM-99, LIN-01] dargestellt werden, die sowohl die ständige Beobachtung des aktuellen Betriebsverhaltens der behandelten Anlage als auch gleichzeitig die Beeinflussung einzelner Betriebskomponenten durch Mausbedienung ermöglicht.

In Abbildung 2.1 ist das verwendete MMI mit dem elektrischem und thermischen Anlagenteil des in Kapitel 1.5 vorgestellten Hybridsystems dargestellt. Das Fenster teilt sich in eine Programmsteuerungsleiste (1), die verschiedene Steuerungselemente für die Nutzung des MMIs enthält und ein Visualisierungs- und Bedienfeld (2) auf. In diesem Hauptteil ist das Anlagenbild zu sehen, das sich in die drei Teile Gleichstrom- (3) und Wechselstromanlage (4) sowie

thermische Versorgung (unten links) aufteilt. An allen drei Knoten sind die Bezeichnung des Knotens sowie ein Symbol zur Erkennung des Knotentypen (DC/AC/°C) dargestellt. An den elektrischen Sammelschienen wird zudem die aktuelle Spannung, am thermischen Speicherknoten dessen Temperatur und aktueller Energieinhalt angezeigt (→ Kapitel 4 und 5).

An den Sammelschienen angeschlossen sind jeweils die einzelnen Komponentenabgänge (5) sichtbar. Schalter in den Abgängen können eingeschaltet (ausgefüllt) oder ausgeschaltet sein. In der Anlagendefinition beschriebene Zuleitungsimpedanzen werden durch kleine Widerstands-Symbole dargestellt (6). Am Ende eines Abganges befindet sich die jeweilige Komponente (7) mit etwaigen besonderen Messwerten. Bei Maus-Anwahl bestimmter Komponenten, wie Schalter oder Sollwertvorgaben, wird ein zusätzliches Steuerungsfenster (8) eingeblendet, mit dem der entsprechende Wert direkt beeinflusst werden kann. Der hier angewählte Sollwert für die elektrische Leistung des Klein-BHKWs kann entsprechend variiert werden. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit der Fixierung des Wertes durch Anwahl der Option „Manuell“. Dies verhindert oder erlaubt den Eingriff einer externen Regelung. Im oberen Teil des Hauptfensters befindet sich zudem eine Messwert-Anwahlzeile (9), mit der ein Benutzer die Auswahl treffen kann, welche Messwerte an den Abgängen aktuell angezeigt werden sollen.

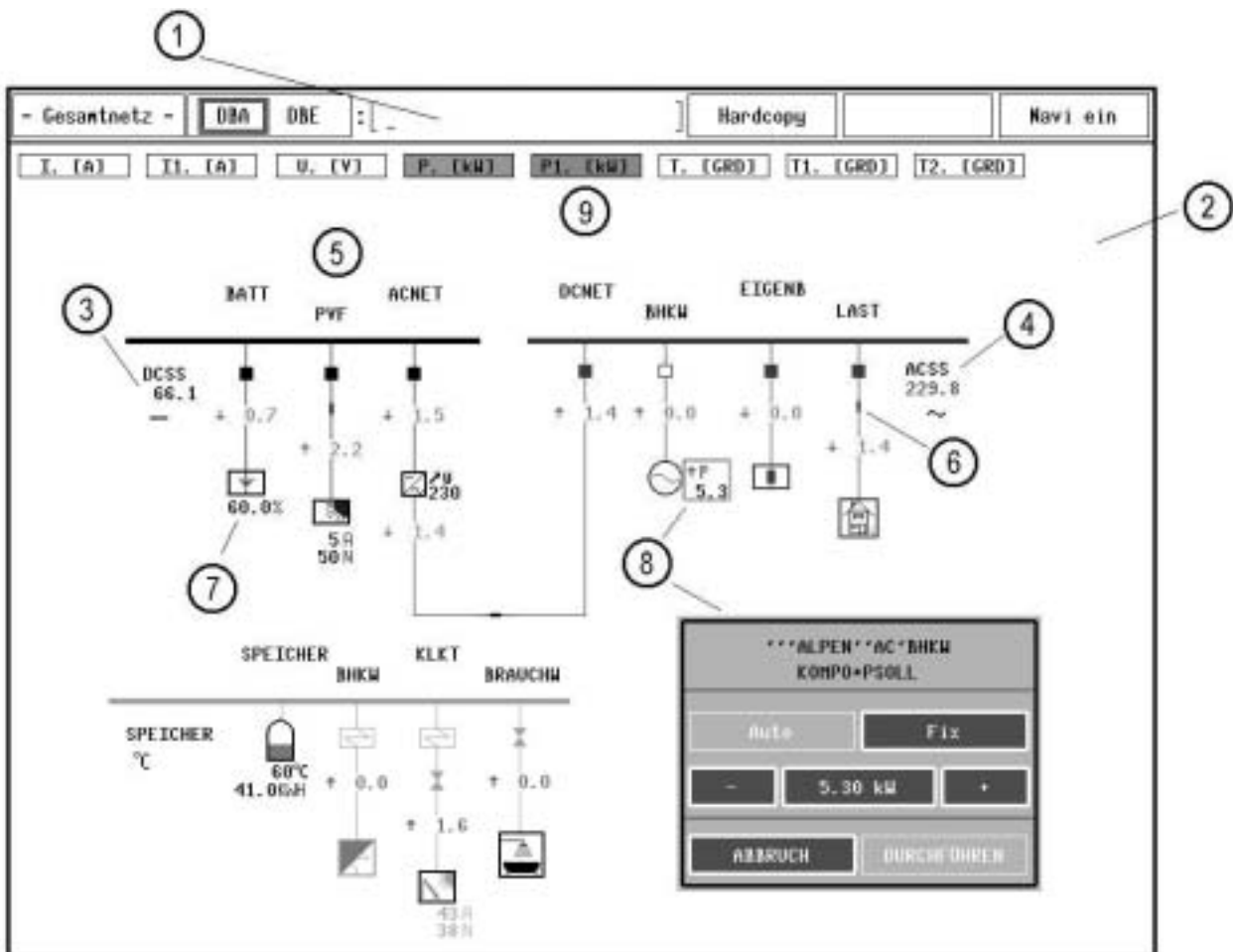


Abbildung 2.1: Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMI)

2.6 Prozessgrößendarstellung (MWF)

In einem so genannten Messwertfenster [KEM-99] kann der zeitabhängige Verlauf aller relevanten Prozessgrößen des Simulationssystems in frei wählbarer Auflösung dargestellt werden; durch Archivierung der Daten kann dies online oder auch retrospektiv erfolgen. Die Datengenerierung kann automatisch durch Auslesen der GDL-Prozess-Datenbank erfolgen (passiv) oder direkt über entsprechende Schnittstellen aus berechnenden Programmen eingespeist werden (aktiv).

In Abbildung 2.2 ist das verwendete Prozessvisualisierungsfenster dargestellt. Im unteren Bereich befinden sich allgemeine Einstellungsfelder (1), mit denen sowohl die Auswahl der darzustellenden Messwerte, die Zeitauflösung als auch sonstige grafische und programmtechnische Einstellungen interaktiv vorgenommen werden können. Im eigentlichen Messwertfenster sind 2 Kurven (2a, 3a) dargestellt. Am unteren Rand des Fensters sind die Bezeichnungen der Kurven (2b, 3b) mit einer jeweiligen kurzen Beispiellinie angezeigt. An der linken Seite befindet sich die Ordinate für die Kurve mit durchgezogener Linie (2c) und an der rechten Seite für die zweite, gestrichelte Linie (3c). Bei gleicher Einheit verschiedener Kurven wird entsprechend nur eine Ordinate eingeblendet. Die Zeitachse (4) befindet sich am unteren Rand. Es können insgesamt bis zu 8 Messreihen gleichzeitig in verschiedenen Farben oder Layouts dargestellt werden.

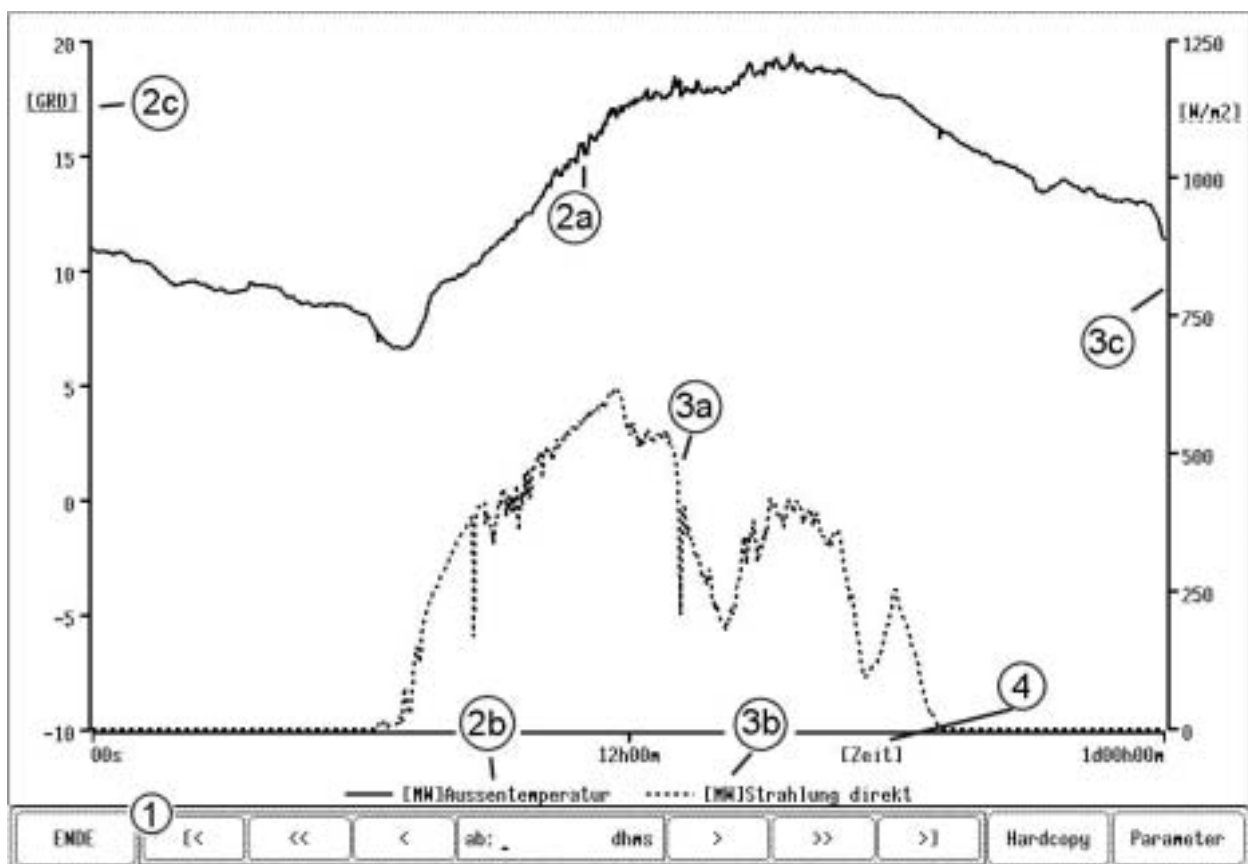


Abbildung 2.2: Messwertfenster (MWF)

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden Ausschnitte aus dieser Messwertvisualisierung verwendet. Da das Programm vor allem für die Online-Darstellung optimiert wurde, sind zur besseren Veranschaulichung der Ergebnisse die Darstellungen in einigen Fällen durch zusätzliche Beschriftungen erweitert worden.

Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Berechnungsalgorithmus für elektrische Gleich- und Wechselstromsysteme (→ Kapitel 4) erlaubt auch eine Darstellung des aktuellen Anlagenzustandes durch Strom-Spannungs-Kennlinien. Die von den Komponentenmodellen und dem Iterationsalgorithmus ermittelten Kennlinien der einzelnen Komponenten können über eine Mailboxschnittstelle einem eigenständigen Programm übermittelt werden, das diese Datenreihen entsprechend aufbereitet und einem speziell parametrisierten Messwertfenster übermittelt. In dieser neu entwickelten Darstellungsform können die effektiv an den Sammelschienen wirksamen Strom-Spannungs-Kennlinien und Leistungs-Spannungs-Kennlinien der Komponenten und Sammelschienen angewählt und zyklisch oder spontan dargestellt werden. Hierdurch wird insbesondere in kritischen Situationen eine exakte Analyse erleichtert.

Beispiele für diese Darstellung werden bei der Vorstellung der einzelnen verwendeten Modelle sowie des Berechnungsalgorithmus im Kapitel 4 gezeigt.

3 Das Simulationspaket DUress

Im vorigen Kapitel wurde die verwendete Prozessdatenbank beschrieben, an welche das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Simulationspaket DUress („Duisburg renewable energy simulation system“) angeschlossen ist. Abbildung 3.1 zeigt die Verbindungen der oben beschriebenen allgemeinen Softwarekomponenten mit den spezifischen Algorithmen des DUress-Systems.

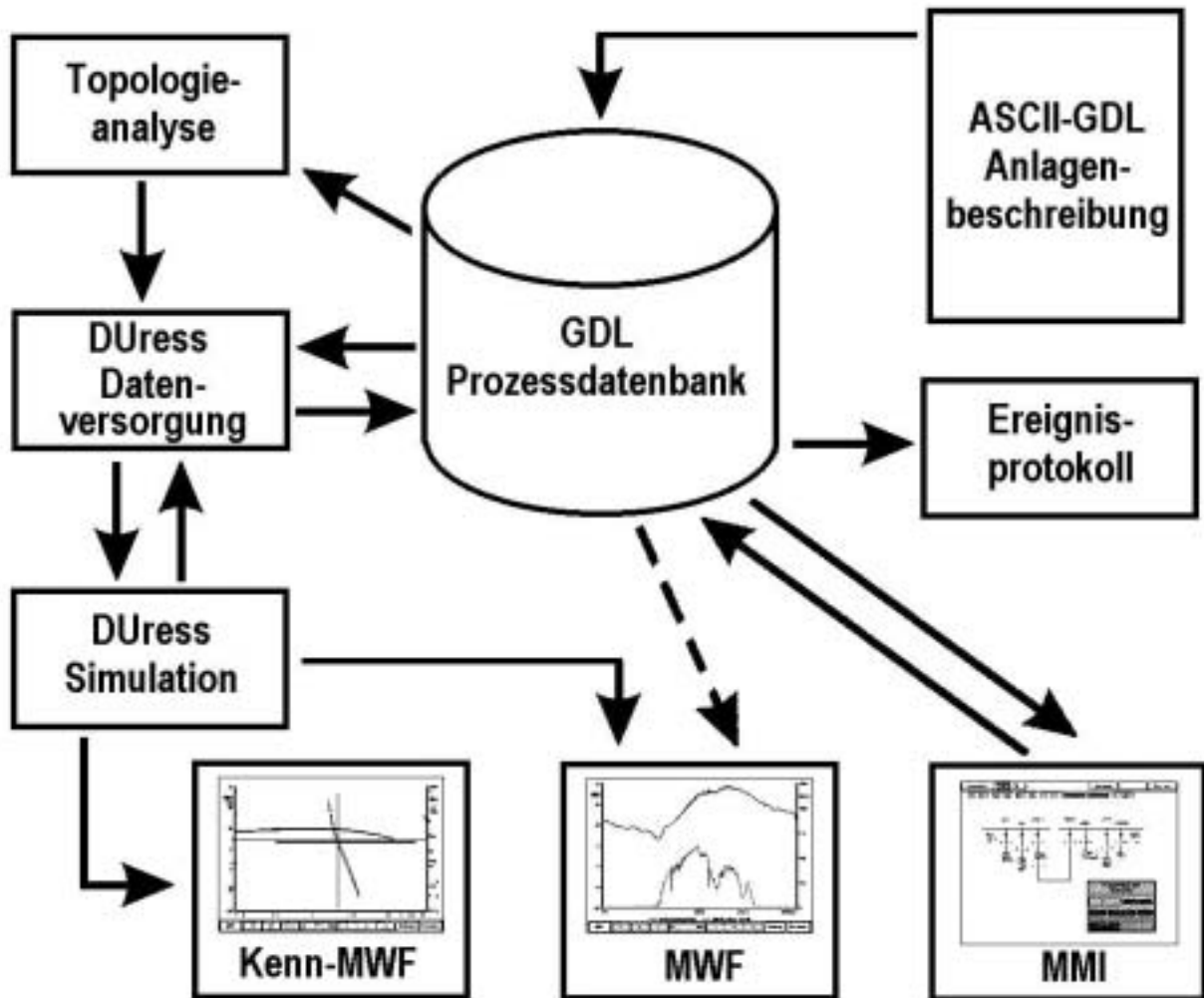


Abbildung 3.1: Übersicht über die Simulationsumgebung DUress

Die Wahl dieser Struktur wurde durch die hervorragende Prozessfähigkeit des genutzten Betriebssystems¹⁾ begünstigt, welche eine einfache Kommunikation zwischen Programmen auch auf verschiedenen vernetzten Rechnern durch Sockets, Mailboxen und Shared-Memory-Mapping ermöglicht. Dadurch kann der Berechnungsalgorithmus und der Datenbankanschluss auf jeweils einem anderen Rechner ausgelagert betrieben werden, die verschiedenen Steuerungs- und Beobachtungsoberflächen auf einem Dritten. Dies hat sich insbesondere bei

1) Der hier vorgestellte Entwicklungsstand ist auf HP-Apollo Workstation mit dem Betriebssystem Domain OS realisiert worden. Die vollständige Portierung der einzelnen Softwarekomponenten auf Linux wird derzeit durchgeführt.

großen Anlagen mit entsprechenden Datenmengen und hoher Rechenzeit als vorteilhaft erwiesen. In diesem Kapitel soll nun ausführlich auf die einzelnen Programme des Paketes eingegangen werden. Zunächst wird dabei die für die vorliegende Arbeit entwickelte, spezielle Beschreibungsstruktur in der Daten-sprache GDL erläutert. Anschließend wird auf die Online-Datenversorgung und die Struktur des eigentlichen Berechnungsprogramms eingegangen.

3.1 Energiesystembeschreibung

Anhand der in Kapitel 1.5 definierten Beispielanlage soll der Aufbau einer Anlagenbeschreibung für elektrische und thermische Anlagenteile erläutert und damit die Flexibilität des GDL-Prozess-Systems veranschaulicht werden. Der Aufbau einer Anlagenbeschreibung unterscheidet sich dabei in wesentlichen Punkten von der Beschreibung von Hochspannungsnetzen und wurde im Vergleich zu der in [MÜL-97] verwendeten Struktur für die Realisierung der vorliegenden Arbeit erheblich weiterentwickelt und flexibilisiert.

Die Beschreibung einer Anlage unterteilt sich in zwei Bereiche: a) der topologi-schen Beschreibung, in welcher die Orte aller beteiligten Komponenten sowie ihre physikalische Verbindung definiert werden, und b) die detaillierte Beschrei-bung der einzelnen Komponenten. Zu den Hauptkomponenten gehören im elek-trischen Systemteil der Beispielanlage Sammelschienen, Generator, Last, Photovoltaikfeld, Batterie und Wechselrichter. Diese werden dabei mit beliebig vielen Nebenkomponten, wie zum Beispiel Schaltern, Leitungsverbindungen und Messgeräten, zu einem Feld zusammengefasst.

```

`BHKW [CON/J1, LS=(AUS), LMES/M(`$-I1.`$-P1.),
      KOMPO/E(```GEN``DG53)*GEN=(DIE)*PSOLL=(5.3kW)
      *WT/S(```$``WARM`BHKW)
      I1.,P1.]

```

Abbildung 3.2: Beschreibung des BHKW-Feldes (Topologie elektrisch)

Das Feld des für die Beispielanlage zu beschreibenden Generators des BHKW (Abbildung 3.2) enthält dabei den Anschluss an die AC-Sammelschiene (CON), einen aktuell ausgeschalteten Schalter (LS) sowie einen Messpunkt für Strom und Leistung (LMES). Die Beschreibung der eigentlichen Komponente teilt sich dabei in die Hauptspezies „KOMPO“, die gleichzeitig auf eine ausführliche Beschreibung der Eigenschaften des Generators an anderer Stelle (````GEN``DG53) verweist, die Definition des Komponententyps (*GEN=(DIE), also ein dieselbetriebener Generator) und zusätzlich die relative Spezies *PSOLL, welche die Vorgabe eines aktuellen Leistungswertes erlaubt. Als dritter Anhang ist mit dem Wärmetauscher WT/S ein Querverweis zum thermischen Beschreibungsteil eingefügt. Hiermit wird eine eindeutige Beziehung zwischen der elektrischen und thermischen Anknüpfung definiert. Die abschließende Auflistung der Messwerte I1. und P1. definiert den Speicherort der Messung in der Datenbank. Sowohl der Zustand des Leistungsschalters als auch der Sollwert können durch Ereignisse jederzeit in der Datenbank beeinflusst werden.

```

''''1/0
''ALLG
''ALLG
  ALLG      [TIME=(0STD 0MIN 0SEK),DATE=(1999JA 09MON 02TAG),
            POSITION=(47.4BGD 11.3LGD 1450.0HNN)]
''''''

''''1/0
''ALPEN

''DC
  DCSS      [JUN1/V('BATT-CON'PVF-CON'ACNET-CON)*SSTYP=(DC),U.]

  BATT      [CON/J1,LS=(EIN)*F,LMES/M('$-P.'$-I.),QMES/M('$-U.),
            KOMPO/E(''AKKU''1380)*AKKU=(PB)*LZS=(50.0PZ)*ANZ_SER=(32FAK),
            I.,P.,U.]

  PVF       [CON/J1,LS=(EIN)*F,ANSCHLUS*LZW=(0.1ROH 0.0LmH)
            LMES/M('$-I.'$-P.'$-T.),QMES/M('$-U.),
            KOMPO/E(''PV''OPTI)*PV=(PV)*AUSRTG=(5.0AZI 50.0NGG)*ANZ_PAR=(25FAK),
            I.,P.,T.,U.]

  ACNET     [CON/J1,LS=(EIN)*F,LMES/M('$-I.'$-P),
            STELL/E(''STELL''BIDI)*EB/S(''$$'AC'EIGENB),
            DCAC*USOLL=(230V),LMES/M('$-P1.'$-I1.),QMES/M('$-U.),
            PEC/Q(''LEILI''AC'VERB-PEC1),P.,I.,U.,I1.,P1.]

''AC
  ACSS      [JUN1/V('DCNET-CON'BHKW-CON'LAST-CON'EIGENB-CON)*SSTYP=(AC),U.]

  DCNET     [CON/J1,LS=(EIN)*F,LMES/M('$-I.'$-P.),QMES/M('$-U.),
            PEC/Q(''LEILI''$'VERB-PEC2),P.,I.,U.]

  BHKW      [CON/J1,LS=(AUS)*F,LMES/M('$-I.'$-P.), QMES/M('$-U.),
            KOMPO/E(''GEN''DG53)*GEN=(DIE)*PSOLL=(5.3kW)*WT/S(''$$'WARM'BHKW)
            I.,P.,U.]

  EIGENB    [CON/J1,LS=(EIN)*F,LMES/M('$-I.'$-P.),QMES/M('$-U.),
            SLAST*TYP1=(0.0kW),I.,P.,U.]

  LAST      [CON/J1,LS=(EIN)*F,ANSCHLUS*LZW=(0.1ROH 0.01LmH),
            LMES/M('$-I.'$-P.),QMES/M('$-U.),LAST,I.,P.,U.]

''WARM
  SPEICHER  [KOMPO/E(''SPEI''SPE1)*SPEICH=(50.0GRD)*WM_SPE=(30.0kWh)
            JUN1/V('BRAUCHW-CON'BHKW-CON'KLKT-CON)*SSTYP=(WKL)]

  BRAUCHW   [CON/J1*SCHICHT=(5NR),VENTIL=(EIN),
            LMES/M('$-P.'$-DFL.),QMES/M('$-T1.'$-T2.),
            KOMPO/E(''WAERM''VERB)*VERBRAU=(BRA),P.,T1.,T2.,DFL.]

  BHKW      [CON/J1*SCHICHT=(3NR),
            TKOPP*WT/S(''WAERM''WTS4),
            LMES/M('$-P.'$-DFL.),QMES/M('$-T1.'$-T2.'$-T.),
            KOMPO/E(''GEN''DG53)*ERZEUG=(WAK)*EB/S(''$$'AC'EIGENB)
            *LAENGE=(5M)*DURCHMS=(0.02M),
            P.,T1.,T2.,T.,DFL.]

  KLKT      [CON/J1*SCHICHT=(1NR),
            TKOPP*WT/S(''WAERM''WTS1),VENTIL=(EIN),
            LMES/M('$-P.'$-DFL.),QMES/M('$-T1.'$-T2.'$-T.),
            KOMPO/E(''KLKT''PHOA)*KOLLEKT*AUSRTG=(43.0AZI 38.0NGG)
            *LAENGE=(30M)*DURCHMS=(0.032M) *EB/S(''$$'AC'EIGENB),
            P.,T1.,T2.,T.,DFL.]

''''''

''''1/0
''LEILI
''AC
  VERB     [PEC1/Q(''ALPEN''DC'ACNET-PEC),
            KDA*LZW=(0.025ROH 0.025LmH)*QZW=(0.0GSI 0.0CnF),
            PEC2/Q(''ALPEN''$'DCNET-PEC)]
''''''

```

Abbildung 3.3: Vollständige Beschreibung der Beispielanlage (Topologie)

In einer zweiten Datei werden ebenfalls in GDL-Syntax zusätzliche Detailbeschreibungen für die einzelnen Komponenten hinterlegt. In der Feldbeschreibung des Dieselgenerators wurde durch einen Verweis auf die Adresse `'''GEN''DG53` auf die folgende Beschreibung referenziert:

```

''''1/0
'''GEN
''DG53
'DATEN [P_MAX=(5.3kW),P_MIN=(3.3kW),ENERINH=(11.9FAK)
        ETA=(27PZ),ETATH=(61.0PZ),ETATHO=(70.0PZ)]
''''

```

Abbildung 3.4: Beschreibung des BHKWs (Komponente)

Dabei werden über die Spezies `P_MAX` und `MIN_P_ON` die Wirkleistungsgrenzen des Aggregates in kW und durch `ENERINH` der Energieinhalt des verwendeten Kraftstoffs in Wh/l definiert. Die Abkürzung `FAK` für Faktor dient dabei als Platzhalter für die verwendeten ISO-Einheiten. Die drei folgenden Spezies beschreiben die Wirkungsgrade entsprechend der gewählten Modellierung (→ Kapitel 4). Die Attribute in der Komponentenbeschreibung sind, im Gegensatz zu denen in der Anlagenbeschreibung, fest, also nicht im Laufe des Prozesses veränderbar.

Die Beschreibung der kompletten Anlage ergibt sich dann durch Kombination einzelner Felder und Sammelschienen. Im ersten Teil (`'''ALLG''ALLG''ALLG`) werden allgemeine Informationen über den aktuellen Zeitpunkt sowie den geographischen Ort der Anlage definiert, wodurch z.B. Sonnenstandsberechnungen für die Photovoltaikmodule und Solarkollektoren ermöglicht werden. Anschließend folgen die Beschreibungen der Gleichstromkomponenten an der Sammelschiene `'''ALPEN''AC'DCSS`, an der die Batterie und das PV-Feld sowie der bidirektionale Umrichter angeschlossen sind. Auf der Sekundärseite des Umrichters wird über einen Verweis auf die Leitungsliste (`LEILI`) die Verbindung (`VERB`) zur AC-Seite der Anlage definiert. An der AC-Sammelschiene wird die Rückverbindung zum Umrichter über die Anschlussleitung sowie der elektrische Anschluss des BHKWs, die Verbraucherlast und zusätzlich der Eigenbedarfsanschluss der Anlage beschrieben, an dem die von den Simulationsmodellen einzelner Komponenten errechnete Hilfsenergie aufsummiert wird.

Wie bereits einleitend erläutert, ist neben elektrischen Anlagenteilen ebenfalls eine Beschreibung von Wärmeversorgungssystemen im Rahmen dieser Arbeit ermöglicht worden. Dabei konnte die für elektrische Systeme konzipierte Datensprache durch Anpassung der entsprechenden Übersetzungsvorgaben ebenfalls genutzt werden. Analog zu den beschriebenen Hilfsenergieverweisen können entsprechende Querverweise zur Wärmeauskopplung definiert werden. Die Beschreibung des eigentlichen thermischen Systems erfolgt analog durch Kombination von Rohren statt Leitungen und Ventilen statt Schaltern, thermische Speicher nehmen die Stelle von Sammelschienen ein (→ Abbildung 3.3).

3.2 Datenbankanschluss der Simulation

Wie bereits dargestellt, sind in der Prozess-Datenbank alle Informationen sowohl über den Anlagen-Bestand (potenzielle Topologie) als auch die aktuelle Anlagen-Situation (Messwerte und Zustände) abgelegt. Die Schnittstelle zwischen dem GDL-Datenbankformat und dem numerischen Berechnungsalgorithmus ist durch ein eigenständiges, bidirektional agierendes Versorgungsprogramm realisiert (→ Abbildung 3.5). Vorteil dieser Architektur ist eine vollständige Entkopplung des Simulationsprozesses von der Datenbank und damit auch von allen Verwaltungsaufgaben. Durch die gewählte Rechnerplattform ist es zudem leichter möglich, eine Verteilung der einzelnen Prozesse auf verschiedene vernetzte Rechner vorzunehmen. Die Datenübergabe erfolgt durch strukturierte Binärdateien, durch Mailbox-Kommunikation wird der Ablauf der Programme koordiniert.

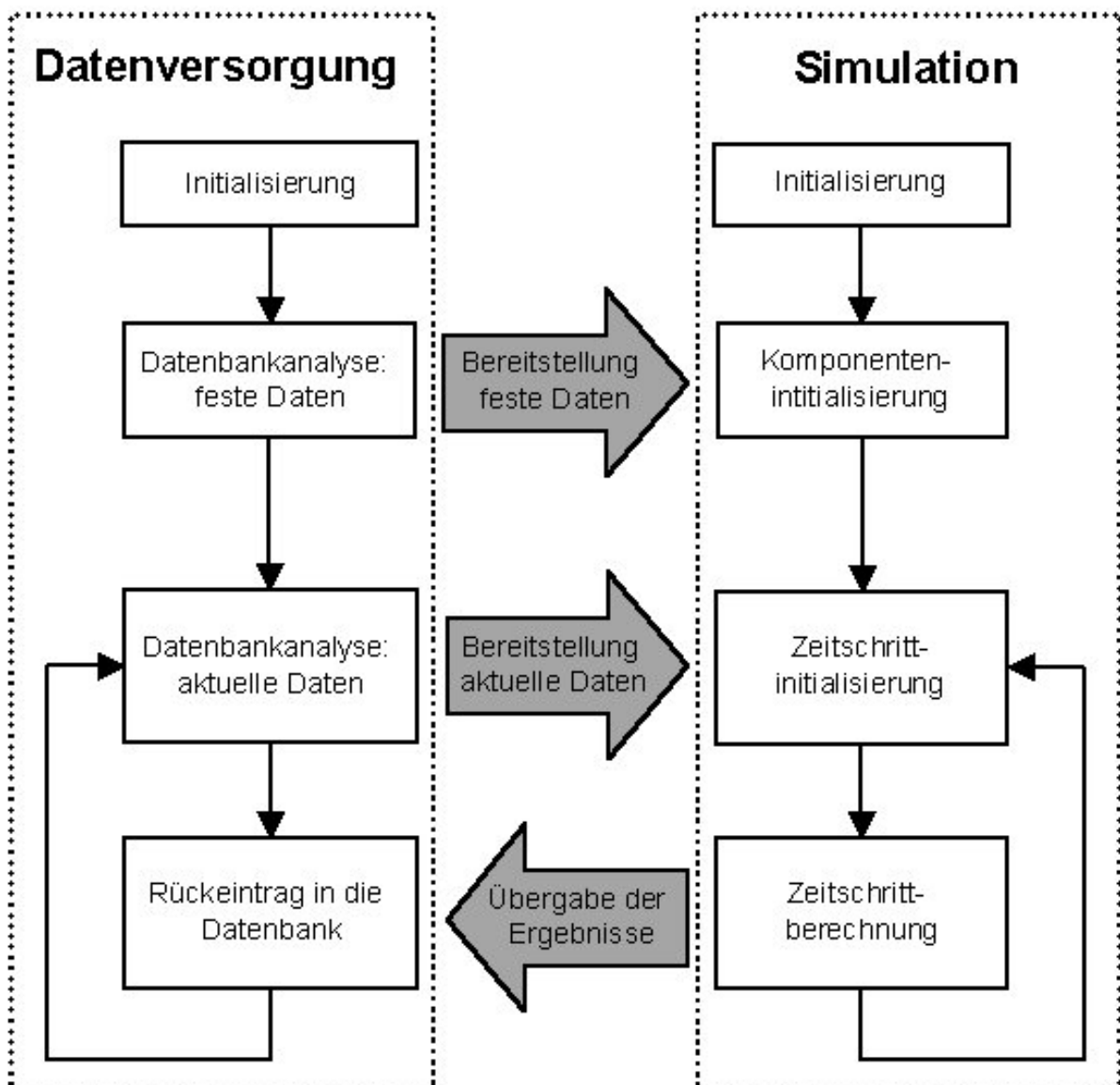


Abbildung 3.5: Datenaustausch zwischen Versorgerprogramm und Simulation

Das Datenversorgungsprogramm führt vor dem Start der Simulation eine vollständige Analyse der potenziellen Topologie der betrachteten Anlage durch. Dabei werden für alle beteiligten Komponenten die verfügbaren Daten sowohl aus der Anlagen- als auch aus der Komponentendatenbank ausgelesen, auf Vollständigkeit geprüft und für einen direkten Zugriff des Simulationsprogramms bereitgelegt.

Im laufenden Simulationsprozess übernimmt das Versorgungsprogramm dann die Aufgabe der Überwachung der Datenbank auf Schalt- und Sollwertereignisse und kann somit dem Simulationsalgorithmus immer den aktuellen Zustand der Anlage zur Verfügung stellen. Das beinhaltet eine vollständige Analyse der aktuellen Topologie der Anlage, wobei durch Kopplung mit dem Topologieauswertungsalgorithmus (→ Kapitel 2.4) auch komplex verschaltete Systeme zuverlässig analysiert werden können. Nach entsprechender analytischer Aufbereitung werden diese Informationen für jeden Simulationsschritt dem berechnenden Programm zur Verfügung gestellt. Die Analyse der Datenbank erfolgt dabei nur dann, wenn entweder das Topologieauswertungsprogramm oder die Ereignisverarbeitung eine Zustandsaktualisierung gemeldet haben. Die Daten werden in strukturierten Binärdateien abgelegt und entsprechend bei Bedarf des Simulationsprogramms freigegeben.

Nach Abschluss eines Simulations-Zeitschritts erhält das Datenbankverbindungsprogramm alle von den Simulationsmodellen berechneten Daten in denselben Binärdateien zurückgeliefert. Diese werden vom Versorgungsprogramm ausgelesen, den entsprechenden Positionen in der Online-Datenbank zugeordnet und an die Datenbankprozesse weitergeleitet.

3.3 Simulationssteuerungs-Oberfläche

Auch die Steuerung des Simulationsablaufes wurde in ein eigenständiges Programm ausgelagert. Das Programm erlaubt über eine einfache, übersichtliche Oberfläche (→ Abbildung 3.6) diverse Parameter für die Simulation vor dem Start und teilweise auch während des Prozessablaufes zu beeinflussen. Initial können dabei beispielsweise besondere, vom Default-Namen abweichende Dateinamen für Einstrahlungs-, Last- und Windmesswerte vorgegeben, die Startzeit sowie die Dauer des Simulationsdurchlaufs bestimmt und die Zeitauflösung der Simulation definiert werden. Im laufenden Prozess ermöglichen die Knöpfe am unteren Ende das Anhalten und schrittweise Ablaufen der Simulation (| |), Echtzeit-Simulation (>) sowie beschleunigte Berechnung (>>).



Abbildung 3.6: Oberfläche zur Simulationssteuerung

3.4 Ablauf des Simulationsprogramms

Das eigentliche Simulationsprogramm ist ein eigenständiger, im Hintergrund arbeitender Prozess, der in Kommunikationsstrukturen mit den parallel arbeitenden Programmen eingebettet ist. Es gliedert sich in die drei Teile: Anlageninitialisierung, Tagesinitialisierung und zyklische Zeitschrittberechnung. Der Ablauf des Simulationsprogramms wurde ausführlich in [MÜL-97] erläutert und soll daher hier nur in den neu implementierten Punkten beschrieben werden. Grundlegende Veränderungen des Programms haben sich aber in den eigentlichen Berechnungsalgorithmen ergeben, die in den Kapiteln 4 und 5 ausführlich beschrieben sind.

3.4.1 Anlageninitialisierung

In der Initialisierungsphase werden zunächst die notwendigen Prozess-Schnittstellen zu dem Oberflächen-, dem Versorgungsprogramm sowie zu weiteren Visualisierungstools geöffnet. Nach Übermittlung des „Start“-Befehls durch das Steuerungsprogramm werden durch Analyse der vom Versorgungsprogramm bereitgestellten potenziellen Topologie und der Komponentendaten alle für die einzelnen Komponentenmodelle notwendigen Vorberechnungen durchgeführt und die bereitgestellten Daten auf physikalische Konsistenz überprüft.

3.4.2 Tagesinitialisierung

Zur betriebsrealistischen Simulation von Energieversorgungsstrukturen sind sowohl detaillierte Berechnungsalgorithmen als auch realistische Umgebungsdaten notwendig. Dazu gehören sowohl Temperaturwerte für Umgebung und Anlagenbetriebsräume, Einstrahlungsdaten und Windmesswerte, als auch elektrische und thermische Lastgänge. Diese Daten werden für das Simulationsprogramm in diskreten ASCII-Reihen mit beliebig wählbarer Zeitauflösung hinterlegt und bilden jeweils den Zeitraum eines Tages ab. Die Messreihen können dabei komponentenspezifisch (z.B. für ein Photovoltaikfeld gemessene Einstrahlung) oder global (z.B. Umgebungstemperatur) sein. Wenn solche Detailreihen nicht vorliegen werden automatisch Default-Werte verwendet oder die Daten simuliert bzw. aus Globalwerten umgerechnet. Diese Flexibilität in der Datenversorgung hat sich insbesondere bei der Auslegung neuer Anlagen als hilfreich erwiesen. Grobe Vorkalkulationen können schnell über Default-Werte, detaillierte Machbarkeitsstudien und Regelungsauslegungen mit Hilfe exakt definierter Datenreihen durchgeführt werden.

3.4.3 Zeitschrittberechnung

Zu Beginn der Zeitschrittphase werden alle aktuellen Daten des Versorgungsprogramms (aktuelle Topologie) übernommen sowie bestimmte Variablen und Arrays zurückgesetzt. Im eigentlichen Berechnungsteil des Simulationsprogramms werden dann die energetischen und physikalischen Bilanzen für den elektrischen und thermischen Anlagenteil simuliert, dabei wird zwischen Komponenten

unterschieden, die primär für den elektrischen oder den thermischen Prozess einer Anlage notwendig sind. Die Berechnungen des elektrischen und des thermischen Teils laufen zwar nacheinander ab, jedoch werden durch bestimmte Modelle entsprechende Quertransfers („Kraft-Wärme-Kopplung“) notwendig. Als erster Berechnungsteil wird der thermische aufgerufen, die von hier an den elektrische Teil zu übergebenden Werte werden anschließend in den entsprechenden Modellen und Algorithmen weiterverwertet. Die Übergabe von Quertransferwerten des elektrischen in den thermischen Teil erfolgt dann erst im jeweils nächsten Zeitschritt. Dies ist aufgrund der hohen Trägheit des thermischen Systems gegenüber dem elektrischen eine vertretbare Vereinfachung.

Nach Beendigung aller Berechnungen werden abschließend die ermittelten Daten dem Versorgungsprogramm zurückgeliefert und parallel dazu an die Messwertdarstellungen übermittelt. Auf die verwendeten Modelle und Algorithmen wird ausführlich in den folgenden Kapiteln 4 und 5 eingegangen.

4 Elektrische Berechnungen

Die einzelnen im Simulationssystem integrierten Modelle für elektrische Komponenten und der diesen überlagerte Berechnungsalgorithmus werden in diesem Kapitel vorgestellt. Dabei liegt das Hauptaugenmerk auf der Performanz sowie dem Klemmen-Verhalten der Modelle. Unterschieden wird hier zwischen Komponenten, die primär Gleichstrom bzw. Wechselstrom produzieren, da diese Modelle aufgrund ihrer unterschiedlichen Einbindung in den Simulationsalgorithmus auch unterschiedliche Ausgangsgrößen liefern.

	Direkt-Kopplung	Temperaturverhalten	Wärmeauskopplung	Hilfsenergie	Anfahrverhalten	Art des Modells
Photovoltaik-Module ⁽⁺⁾	DC	X	-	-	-	phy
Windgenerator ⁽⁺⁾	AC	-	-	-	X	phän
Brennstoffzellen (AFC ⁽⁺⁾ , PEFC, SOFC)	DC	X	X	X	X	phy/ch
Motor-Generator (auch als BHKW)	AC	X	X	-	-	phän
Blei-Akkumulator ⁽⁺⁾	DC	X	-	-	-	phy/ch + phän
Elektrolyseur ⁽⁺⁾	DC	X	X	X	X	phy/ch
Lasten ⁽⁺⁾ / Hilfsenergie	DC/AC	-	-	-	-	phän
Konverter ⁽⁺⁾ / Steller ⁽⁺⁾	DC/AC	-	-	X	X	phän
Leitungen / Netz	DC/AC	-	-	-	-	phy

Tabelle 4.1: Übersicht der implementierten Modelle elektrischer Anlagenkomponenten

Tabelle 4.1 zeigt eine Übersicht über die in das Simulationsprogramm DUress implementierten Modelle zur Berechnung elektrischer Anlagenkomponenten. Aufgeteilt sind die Komponenten nach der Art ihrer Klemmenspannung und im Modell berücksichtigter Abhängigkeiten. Dazu gehören das Temperaturverhalten, die Möglichkeit der Wärmeauskopplung zur Nutzung von Abwärme im thermischen Versorgungssystem, die Berechnung benötigter Hilfsenergie zum Beispiel für Kompressoren und Pumpen sowie die Berücksichtigung des Anfahrverhaltens und von Leistungsgradienten. Zusätzlich aufgeführt ist die Art des implementierten Modells. Unter physikalisch/chemischen Modellen (phy/ch) werden dabei solche verstanden, die unter Vorgabe von geometrischen Komponentendaten und Materialparametern aktuelle Betriebswerte allein auf Basis von physikalische Zusammenhänge beschreibenden Formeln berechnen. Im Gegensatz dazu wird

bei phänomenologischen Modellen das Klemmenverhalten der Komponenten durch Gleichungssysteme und Kennlinien beschrieben, die durch mathematische Analyseverfahren aus gemessenen Betriebsgrößen und Erfahrungswerten gewonnen werden. Die Modelle, die bereits im Rahmen der Arbeit von Müller [MÜL-97] entwickelt wurden, sind zur besseren Übersicht durch „(+)" markiert. Um einen vollständigen Einblick in den Simulationsalgorithmus zu erlauben, werden auch diese im Folgenden kurz vorgestellt.

Am Ende jeder Modellbeschreibung wird eine vereinfachte Darstellung der Ein- und Ausgangsgrößen gemäß der Struktur in Abbildung 4.1 angeboten. Feste Modellparameter sind dabei die Komponente kennzeichnende Größen und Nennwerte der Komponente. Unter aktuell festen Werten werden unter anderem Temperaturen und über die Simulationshistorie hinweg fortgeschriebene Modellwerte verstanden. Diese müssen bei iterativem Aufruf des Modells immer in den aktuellen Zustand zurückgesetzt bleiben. Iterationsgrößen sind die Vorgaben des übergeordneten Berechnungsalgorithmus, der die Ergebnisse in den Zusammenhang der anderen beteiligten Komponenten bringt.

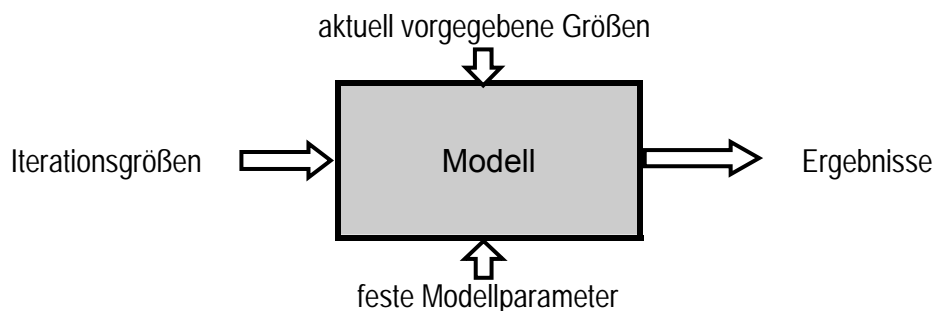


Abbildung 4.1: Übersicht über die Eingangs- und Ausgangsgrößen der Modelle

Abschließend wird in Kapitel 4.3 der vollständig neu entwickelte Berechnungsalgorithmus für beliebige Gleich- und Wechselstromverschaltungen und die Einbindung der Modelle vorgestellt.

4.1 Modelle für Gleichstrom-Komponenten

Bei allen verwendeten Modellen zur Berechnung von Komponenten, die direkt Gleichstrom erzeugen oder verbrauchen, wurde ein besonderes Augenmerk auf die Genauigkeit der Algorithmen gelegt. Dies ist vor allem mit der stark nicht-linearen Abhängigkeit von Strom und Spannung in verschiedenen Betriebspunkten bei gleichstrombasierten Komponenten begründet. Ergebnisse der Modellierung der Komponenten sind auf der elektrischen Seite Strom-Spannungs-Paare im Betriebsbereich der jeweiligen Komponente unter Berücksichtigung von Grenzwerten und Temperaturgradienten.

4.1.1 Bleiakkumulatoren

Bleiakkumulatoren haben sich aufgrund langjähriger Betriebserfahrung in vielen Einsatzbereichen als elektrochemische Energiespeicher durchgesetzt. Dazu

gehören Anwendungen als Starterbatterien in der Automobiltechnik, als Batterien zur kurzzeitigen Energieabgabe in Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), aber auch als Energiepuffer in Hybridsystemen zur autarken Stromversorgung.

Abbildung 4.2 zeigt das Grundprinzip eines Bleiakкумуляtors. In einen Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure (H_2SO_4) werden zwei Elektroden eingetaucht, die positive Elektrode (Anode) besteht aus Bleidioxid (PbO_2), die negative Elektrode (Kathode) aus metallischem Blei (Pb). Innerhalb der Elektroden wird der Ladungstransport durch Elektronenleitung vollzogen, wohingegen im Elektrolyten Ionenleitung vorherrschend ist. Verknüpft werden die beiden Leitungsarten durch die Elektrodenreaktionen an der Phasengrenze Elektrode/Elektrolyt. In einem Akkumulator werden in der Regel mehrere Elektrodenpaare eingebracht, die Zusammenstellung mehrerer Akkumulatoren wird auch als Batteriesatz bezeichnet.

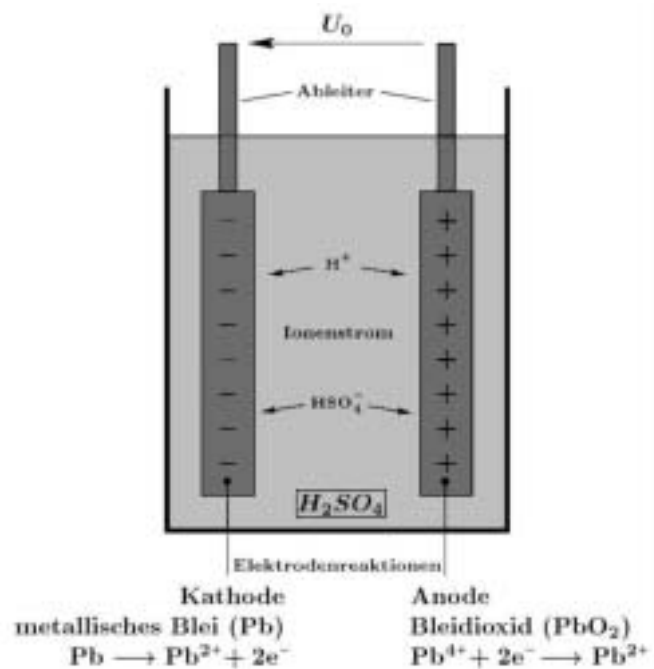


Abbildung 4.2: Prinzipbild einer Bleibatterie

Zwar liegt hier eine erprobte und sichere Technologie vor, jedoch erweist es sich, dass sowohl die Berechnung als auch die Zustandsanalyse von Bleibatterien ausgesprochen schwierig sind. Zur Berechnung können zwei verschiedene Algorithmen im vorliegenden Simulationspaket alternativ verwendet werden. Der erste Algorithmus ist ein detailliertes, komplexes, physikalisches Modell nach Müller [MÜL-97], das sich durch eine besonders hohe Berechnungsgenauigkeit auszeichnet, der zweite ein vereinfachter phänomenologischer Ansatz nach Shepherd [SHE-65], der besonders hohe Rechengeschwindigkeiten aufweist. Durch seine hohe Auflösung wird das Modell nach Müller auch zu Analyse-Zwecken im Anlagenmanagement eingesetzt (\rightarrow Abschnitt 6.2.2).

4.1.1.1 Physikalisches Modell nach Müller

Das Modell nach Müller [MÜL-97] wurde auf dem in Abbildung 4.3 gezeigten Ersatzschaltbild aufgebaut. Die Eingangsgröße Gesamtstrom I_{batt} teilt sich an positiver und negativer Elektrode jeweils in den Hauptreaktionsstrom I_{Hr} und den Nebenstrom I_N auf, der die Umladung der Doppelschicht verursacht. Außerdem werden der Innenwiderstand des Akkumulators R_i und der Gasungsstrom I_G berücksichtigt.

Die Berechnung der einzelnen Elemente des Ersatzschaltbildes erfolgt dabei auf Basis geometrischer Daten des behandelten Akkumulators, wie zum Beispiel Plattengeometrie und -aufbau, Gehäusegrößen und Materialien. Dabei sind insbesondere die Materialvolumina dynamisch mit der Zeit veränderlich, die Oberflächen und Materialdichten der Platten verändern sich durch Ladung oder Entladung des Akkumulators. Diese Phänomene sind in der Modellierung durch eine konsequente physikalische und elektrochemische Abbildung der auftretenden Prozesse berücksichtigt.

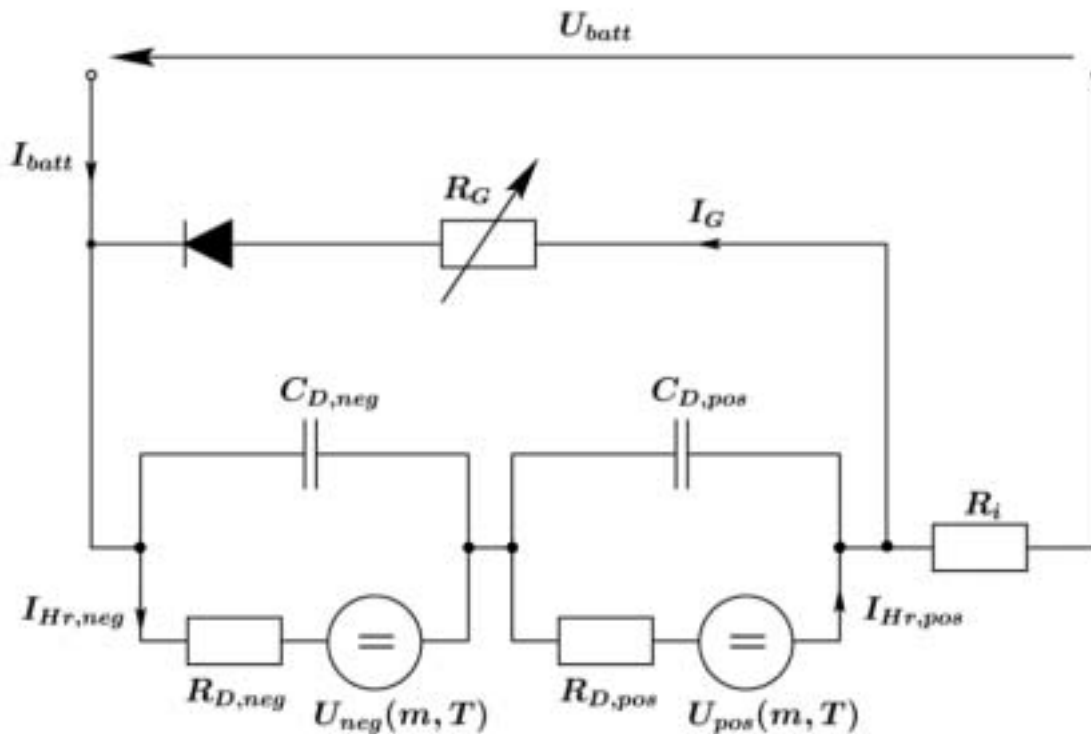


Abbildung 4.3: Ersatzschaltbild der Bleibatterie [MÜL-97]

Das Modell berechnet die elektrochemischen Umsätze in der Batterie, die Säurekonzentration in den Elektroden und im Außenraum sowie den Diffusionsausgleich zwischen diesen Bereichen. Des Weiteren werden Elektrodenpotential, Ruhepotential, Innenwiderstand und Gasungsstrom, sowie die Sulfatverteilung in den Poren ermittelt. Mit diesen Werten können der Hauptreaktionsstrom, der eine normgerechte Ladezustandsbestimmung ermöglicht, und die Klemmenspannung der Batterie errechnet werden. Die einzelnen Zusammenhänge sind ausführlich in [MÜL-97] wiedergegeben, die Eingangs- und Ausgangsgrößen sind in Abbildung 4.4 zusammengefasst.

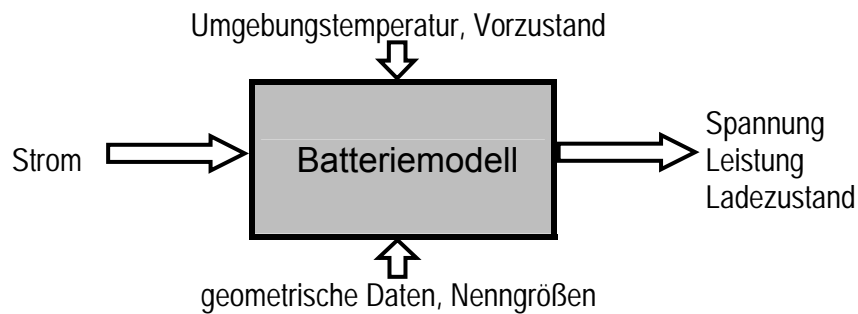


Abbildung 4.4: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Bleibatteriemoells nach Müller

Das Batteriemodell von Müller hat sich durch seine hohe Präzision sowohl in der Bestimmung der Klemmenspannung als auch in der Ermittlung des Batterieladezustands in vielen Fällen als besonders geeignet herausgestellt. Gerade bei der Direktkopplung mehrerer Gleichstromkomponenten (siehe Berechnungsbeispiel im Abschnitt 4.3.2 und Anwendungsbeispiele in Kapitel 7) ist eine hohe Genauigkeit in der Spannungsberechnung des Akkumulators notwendig, da dieser die Systemspannung und damit das Verhalten der angeschlossenen Komponenten bestimmt. In Abbildung 4.5 sind die Modellergebnisse in Form von Strom-Spannungs-Scharen für verschiedene Ladezustände, ausgehend jeweils von einem Ruhezustand der Batterie, dargestellt. Zur Ladezustandsanalyse hat sich das beschriebene Modell ebenfalls bewährt, worauf in Abschnitt 6.2.2 näher eingegangen wird.

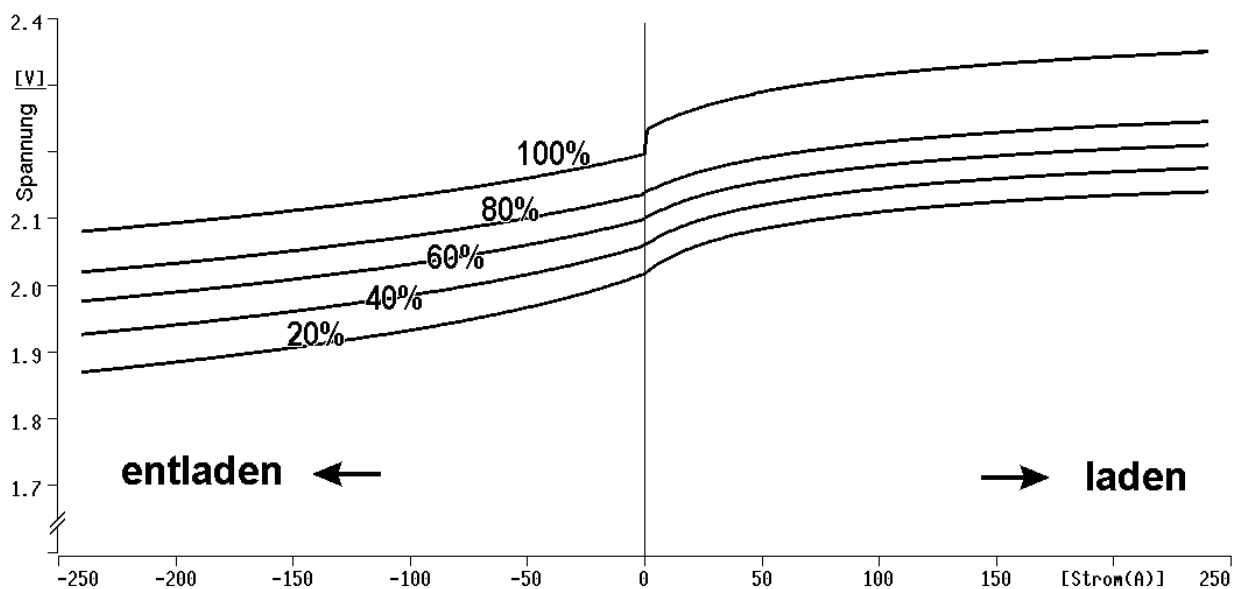


Abbildung 4.5: Ladezustandsabhängiger Spannungs-Stromverlauf eines Bleiakкумуляtors nach Müller

Es hat sich aber gezeigt, dass das Modell zwar im Vergleich zu vielen anderen Ansätzen herausragende Ergebnisse liefert, jedoch in Praxi schwierig einzusetzen ist. Die Parametrierung des Modells ist eigentlich sehr einfach, da es sich ausnahmslos auf geometrische Daten der Batterie stützt, jedoch sind teilweise aus Geheimhaltungsgründen Herstellerangaben in der benötigten Detailgenauigkeit

keit schwer zu bekommen. Des Weiteren erschwert die hohe Adaption des Modells an die spezifische Bauform des Blei-Akkumulators die Transformation der Ergebnisse auf andere Akkumulatortypen. Außerdem hat sich im simulativen Einsatz des Modells die hohe Rechenzeit des Algorithmus häufig als störend herausgestellt.

4.1.1.2 Phänomenologisches Modell nach Shepherd

Als zweites ebenfalls in das Simulationsprogramm integriertes und alternativ verwendbares Batteriemodell wurde eine einfache, phänomenologische Modellierung verwendet, die erstmals 1965 von Shepherd in [SHE-65] veröffentlicht wurde. Die Berechnung der Klemmenspannung erfolgt durch Gleichung (4-1) [INS-92]:

$$U = U_0 - gH + \rho \frac{I}{C_{10}} \left(1 + M \frac{H}{C - H} \right) \quad (4-1)$$

I	Klemmstrom des Akkumulators
U	Klemmenspannung des Akkumulators
C_{10}	Nennkapazität des Akkumulators
H	aktuelle normierte Entladungstiefe

Die übrigen Parameter der Gleichung sind je nach Anwendungsfall für Ladungs- und Entladungsberechnungen getrennt zu bestimmen, diese sind:

U_0	Leerlaufspannung
g	Elektrolytkoeffizient
ρ	Parameter des Innenwiderstands
M	Batterietypkoeffizient
C	Kapazitätskoeffizient

Zur Spannungsbestimmung der Batterie wird also ein Satz von 12 Parametern benötigt, die durch Fittingprozesse aus Messreihen bestimmt werden können. Die Leerlaufspannung wird als Mittelwert der Lade- und Entladeleerlaufspannung aus Gleichung (4-1) ermittelt. Die Ladebilanzierung erfolgt über ein ebenfalls koeffizientenparametriertes Stromintegral [INS-92]. Die Ein- und Ausgangsparameter sind in Abbildung 4.6 zusammengefasst.

Abbildung 4.7 zeigt den stark linearisierten Zusammenhang zwischen Strom und Spannung bei einer Berechnung mit dem Batteriemodell nach Shepherd. Durch Vergleich mit dem Ergebnissen des detaillierteren Modells nach Müller in Abbildung 4.5 wird deutlich, dass wesentliche Zusammenhänge durch das vereinfachte Gleichungssystem nicht abgedeckt werden können. Zudem werden interne Prozesse, die beim Übergang von Ladung zu Entladung und umgekehrt auftreten, von diesem Modell ignoriert.

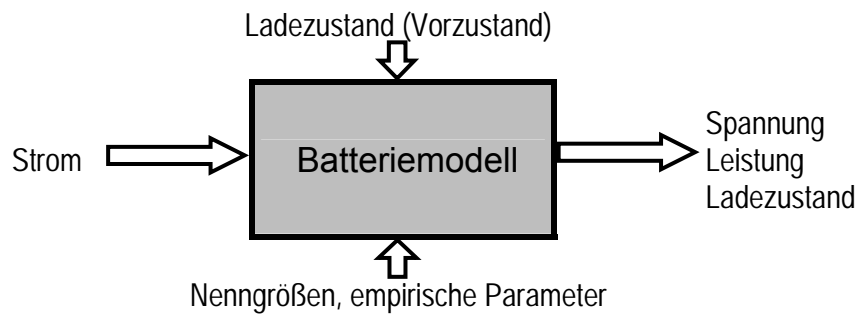


Abbildung 4.6: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Bleibatteriemodells nach Shepherd

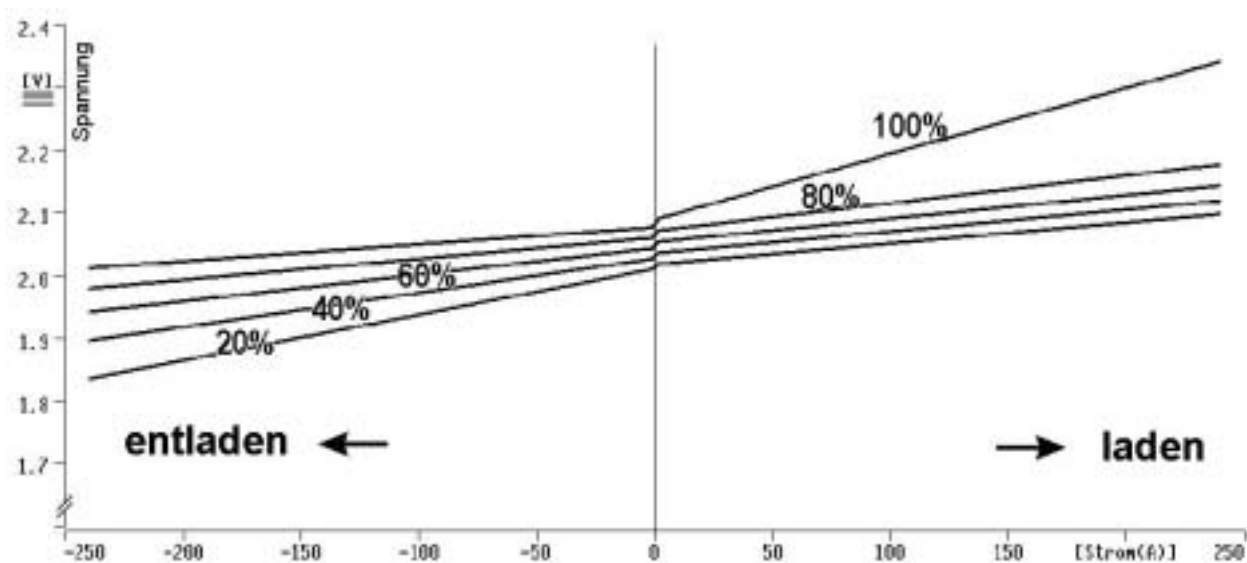


Abbildung 4.7: Ladezustandsabhängiger Spannungs-Stromverlauf eines Bleiakкумуляtors nach Shepherd

4.1.2 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen wird ein großes Potenzial zur Veränderung bestehender Energieversorgungsstrukturen zugeschrieben. Dank umfangreicher Forschungsprogramme sowohl seitens der öffentlichen Hand als auch verschiedenster Industrieunternehmen ist eine rasante technologische Entwicklung zu beobachten.

Es gibt derzeit fünf verschiedene Brennstoffzellentypen, die sich im verwendeten Elektrolyt und ihren Betriebstemperaturen unterscheiden:

- Alkaline Fuel Cell (AFC)
- Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEM/PEFC)
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)
- Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Als sechster Typ wird häufig auch die Direktmethanolbrennstoffzelle (DMFC) bezeichnet, die eine Sonderform der PEFC ist. Tabelle 4.2 zeigt eine Übersicht der speziellen Eigenschaften der verschiedenen Brennstoffzellentypen wie Arbeitstemperatur, typische Brenngase, Leistungsbereiche und Betriebstemperaturen.

Brennstoffzellen sind elektrochemische Systeme, die chemisch gebundene Energie direkt in Elektrizität umwandeln, indem ein Brennstoff mit Sauerstoff in einer kontrollierten Verbrennung reagiert. Die Gewinnung elektrischer Energie aus einer Brennstoffzelle erfordert keine Umwandlung in thermische Energie. Dadurch unterliegt der Prozess nicht der Beschränkung im Wirkungsgrad durch den Carnot Faktor, wie er für Wärmekraftmaschinen gilt.

	AFC	PEFC	PAFC	MCFC	SOFC
Oxidationsgas	O ₂	O ₂ H ₂ O	O ₂ H ₂ O	CO ₂ O ₂	O ₂ Luft
Kathode	↓	↓ ↑	↓ ↑	↓	↓
Elektrolyt	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Anode	↑ ↓	↑	↑	↑ ↓	↑ ↓
Brenngas	H ₂ H ₂ O	H ₂	H ₂	H ₂ H ₂ O CO CO ₂ CH ₄	H ₂ H ₂ O CO CO ₂ CH ₄
Temperaturniveau [°C]	60-90	50-80	160-220	600-650	800-1000
derzeitige el. Wirkungsgrade [%]	50-60	50-60	55	60-65	55-65
realisierte el. Leistungen [kW]	5-150	5-250	50-11000	100	100
	Niedertemperatur			Hochtemperatur	

Tabelle 4.2: Brennstoffzellentypen und ihre speziellen Eigenschaften

In Tabelle 4.2 ist auch der Aufbau von Brennstoffzellen aus zwei gasdurchlässigen Elektroden und einer die Gase trennenden, ionenleitenden Elektrolytschicht schematisch dargestellt. Die Zuführung der Reaktionsgase ist jeweils in die Elektroden integriert. Auf der Anodenseite wird das Brenngas Wasserstoff katalytisch zu $2H^+$ ionisiert.



Die dabei entstandenen Elektronen gelangen über den äußeren Verbraucherstromkreis zur Kathode, wo das Oxidationsmittel Sauerstoff zu O_2^{2-} katalytisch reduziert wird.



Je nach Elektrolyttyp wandern die Wasserstoff-Protonen von der Anode zur Kathode (PEFC, PAFC) oder die Sauerstoff-Ionen in entgegengesetzter Richtung (AFC, MCFC, SOFC), treffen dort auf den Reaktionspartner und reagieren zu Wasser:



Als Bruttoreaktion ergibt sich dann folgende Gleichung:



Neben der Verwendung von reinem Wasserstoff ist in Hochtemperaturzellen außerdem die energetische Verwertung von Kohlenmonoxid möglich, der analog zur Wasserstoffreaktion zu Kohlendioxid reagiert:



Die beschriebenen Reaktionen führen an einer Zelleinheit aus Anode, Elektrolyt und Kathode zu einer Potenzialdifferenz, die von Belastung, Temperatur, Gasart und Druck abhängig ist. Zur Erlangung hoher Spannungen und Leistungen werden die einzelnen Brennstoffzellen zu Zellstapeln (Stacks) zusammengebaut und elektrisch seriell verschaltet. Der von einem Brennstoffzellenstapel erzeugte Gleichstrom muss, bis auf wenige Spezialanwendungen, in Wechsel- bzw. Drehstrom transformiert werden. Dazu sind Wechselrichter nachzuschalten.

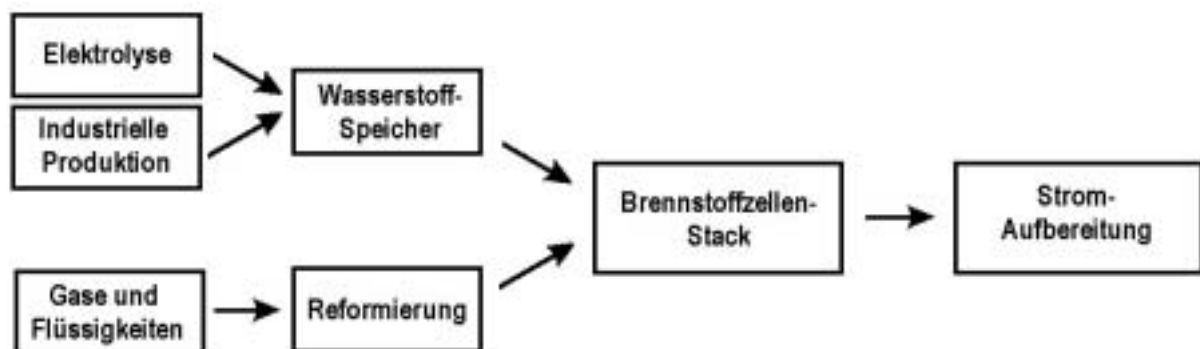


Abbildung 4.8: Aufbau von Brennstoffzellen-Gesamtsystemen

Bei wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenstacks, wie beispielsweise AFC und PEFC, wird Wasserstoff als Brennstoff benötigt. Dieser kann entweder über Elektrolyse oder in groß-chemischen Prozessen produziert und in einem Gasspeicher bereitgestellt werden; Alternativ kann er im laufenden Betrieb aus

einem primären (kohlenstoffhaltigen) Rohstoff (z.B. Erdgas) durch Reformierung gewonnen werden. Auch bei Hochtemperaturzellen ist eine vorgeschaltete Gasaufbereitung zur Reduktion von Schadstoffen, welche die Zelle verunreinigen würden, notwendig.

Ein Brennstoffzellen-Gesamtsystem besteht also aus den drei Komponenten: Gasaufbereitung, Brennstoffzellenstack und Stromaufbereitung (Abbildung 4.8). Zusätzlich gehören sowohl ein Gasmanagement, Befeuchtungseinrichtungen und etwaige Zusatzbrenner als auch eine Betriebsführung und Regelung der Komponenten zu einem Brennstoffzellenaggregat [LED-01]. Im Folgenden wird der Begriff „Brennstoffzelle“ nur für die Einheit aus je einer Elektrolytschicht und den dazugehörigen Elektroden benutzt.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden insgesamt 3 verschiedene Brennstoffzellentypen modelliert, die allesamt auch in kleinen Leistungsbereichen für dezentrale Versorgungskonzepte eingesetzt werden können. Dabei wurde die Schnittstelle der Modelle bewusst an den Gleichstromanschlüssen des Stacks definiert. Eine nachgeschaltete Stromaufbereitung, also die Wandlung des erzeugten Gleichstromes über einen Wechselrichter oder einen Gleichstromhochsetzsteller, ist durch ein eigenständiges Modell realisiert, das modular eingesetzt werden kann (→ Abschnitt 4.2.4 und Kapitel 4.3).

4.1.2.1 Brennstoffzelle mit alkalischem Elektrolyt (AFC)

Die alkalische Brennstoffzelle gilt als die bewährteste Brennstoffzellentechnologie. Sie wurde bereits in den vergangenen 3 Jahrzehnten in Spezialanwendungen wie zum Beispiel verschiedenen Raumfahrtprogrammen und U-Booten praktisch eingesetzt. Der Elektrolyt besteht aus flüssiger Kalilauge (KOH), die zwischen die Elektroden der Zellen gepumpt wird. Um einen Zellenkurzschluss zu verhindern, wird zusätzlich eine dünne Diaphragma-Folie eingebracht. Der Brennstoff sollte keine Anteile an Kohlenmonoxid enthalten, da sich das CO sowohl auf den Elektroden ablagert und diese elektrisch isoliert, als auch das Reaktionsprodukt CO_2 bewirkt, welches wiederum schädlich für den Elektrolyten ist. Aus letzterem Grund waren bisherige Realisierungen auf hochreinen Wasserstoff und Sauerstoff als Prozessgase angewiesen. Neue Entwicklungen erlauben durch eine Vorreinigung der Luft auch Luftbetrieb.

Im Simulationssystem DUress ist ein elektrochemisches Modell der alkalischen Brennstoffzelle implementiert, das bereits in [MÜL-97] beschrieben und verifiziert wurde; die Ein- und Ausgangsgrößen sind in Abbildung 4.9 zusammengefasst. Auf Basis der bei Implementierung und Nutzung dieses Modells gewonnenen Erfahrungen wurden die nachfolgend beschriebenen Modelle der PEFC und der SOFC neu entwickelt.

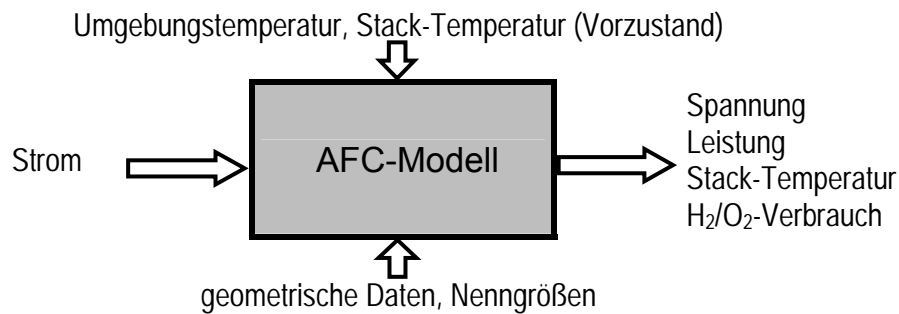


Abbildung 4.9: Eingangs- und Ausgangsgrößen des AFC-Modells [MÜL-97]

4.1.2.2 Brennstoffzellen mit Polymerelektrolyt (PEFC / PEM)

Der Brennstoffzellentyp, dem das größte Entwicklungspotenzial zugeschrieben wird, ist die Polymer-Elektrolyt-Membran Brennstoffzelle, kurz PEFC oder PEM. Grund hierfür ist die Vielzahl verschiedenster Anwendungsmöglichkeiten, die von portablen Stromversorgungs-Aggregaten für Mobiltelefone über die Hausenergieversorgung bis zu mittleren Blockheizkraftwerken reicht und außerdem im Traktionsbereich als Stromversorger für Gleichstrommotoren in PKW, Gabelstaplern und sogar Lokomotiven eingesetzt werden kann. Größte Vorteile der PEFC sind ihre relativ niedrige Betriebstemperatur zwischen 80°C und 100°C sowie ihre Robustheit gegenüber der Gaszusammensetzung.

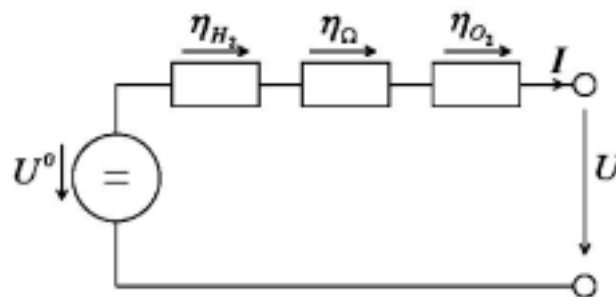


Abbildung 4.10: Zellenersatzschaltbild der PEFC

Für die Zellen-Spannung U eines PEFC-Stacks bei gegebenem Strom I und vorgegebener mittlerer Zellentemperatur T kann gemäß dem in Abbildung 4.10 dargestellten Ersatzschaltbild die folgende Gleichung angesetzt werden:

$$U = U^0 - \eta_{H_2} - \eta_{O_2} - \eta_{\Omega} \quad (4-7)$$

Dabei sind die als Überspannungen η bezeichneten elektrochemischen Einzelpotenziale jeweils temperaturabhängige Größen, welche den Potenzialunterschied zwischen Ruhepotenzial und dem Potenzial bei Stromfluss beschreiben, wie weiter unten dargestellt wird.

Der ohmsche Anteil verhält sich in Abhängigkeit von der Zellen-Stromdichte über dem gesamten Betriebsbereich linear, die anodische und kathodische Über-

spannung steigt zunächst stark an und ist anschließend im normalen Betriebsbereich ebenfalls linear. Bei Überlastung tritt bei der kathodischen Überspannung eine rapide Erhöhung ein, die als Konzentrationsüberspannung bezeichnet wird (→Abbildung 4.11).

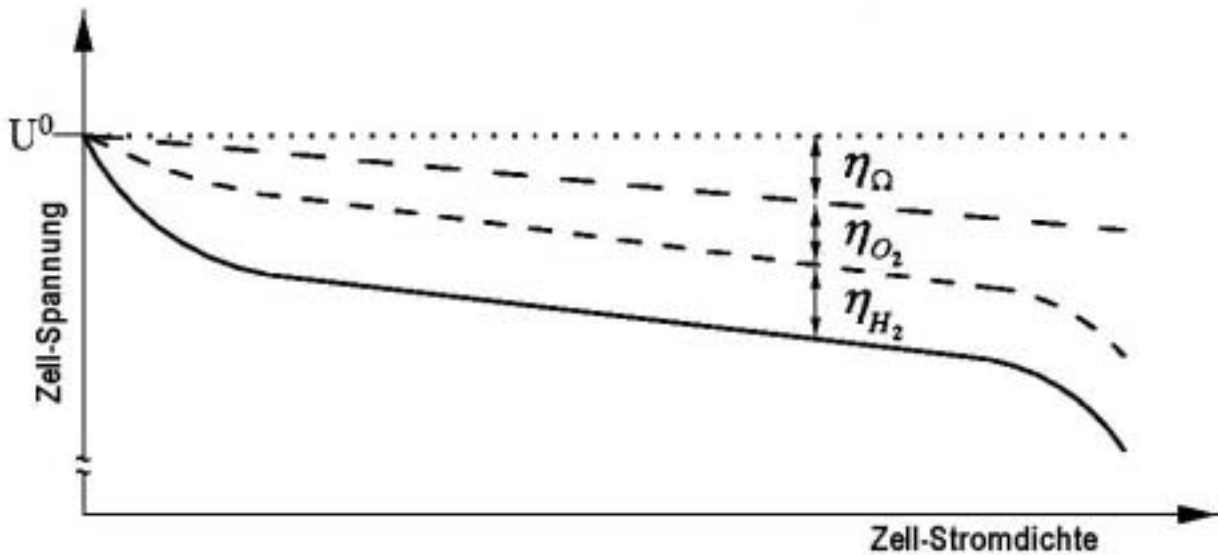


Abbildung 4.11: Stromdichteabhängigkeit der Überspannungen

Die elektrochemische Ruhespannung U^0 einer Wasserstoffzelle ergibt sich durch Kombination thermodynamischer Grundgleichungen von Nernst und Gibbs-Helmholtz allgemein wie folgt:

$$U^0 = -\frac{\Delta H^0 - \Delta S^0 T}{zF} - \frac{RT}{zF} \cdot \ln \frac{p_{H_2O}}{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}} \quad (4-8)$$

ΔH^0	Standard-Reaktionsenthalpie bei 25°C und Normaldruck
ΔS^0	Standard-Reaktionsentropie bei 25°C und Normaldruck
T	absolute Reaktionstemperatur
R	allgemeine Gaskonstante
F	Faraday Konstante
z	Anzahl in der Elektrodenreaktion übertragener Elektronen
p_x	relative Partialdrücke der beteiligten Reaktanden

Die Standard-Reaktionsenthalpie ΔH^0 berechnet sich aus der Differenz der Standard-Bildungsenthalpie ΔH der Endprodukte k und der Ausgangsstoffe j der ablaufenden Reaktion unter Berücksichtigung der jeweiligen stöchiometrischen Faktoren ν zu:

$$\Delta H^0 = \sum_{k,j} (\nu_k \Delta H_k^0 - \nu_j \Delta H_j^0) \quad (4-9)$$

Analog erfolgt die Berechnung der Standard-Reaktionsentropie ΔS^0 :

$$\Delta S^0 = \sum_{k,j} (\nu_k \Delta S_k^0 - \nu_j \Delta S_j^0) \quad (4-10)$$

Die Bildungsenthalpien und die Reaktionsentropien liegen für viele Stoffe in tabellarischer Form in Standardwerken der Chemie vor. Beachtet werden muss hierbei, dass alle an der Reaktion beteiligten Stoffe entsprechend ihrer Anteile berücksichtigt werden müssen. Das gilt auch für Teilreaktionen, die beispielsweise durch nicht reine Gase verursacht werden.

Wird die Brennstoffzelle mit einem Strom beaufschlagt, so treten an den Elektroden Spannungsfälle auf, die auf der endlichen Geschwindigkeit des Ladungsdurchtritts der Elektronen durch die Phasengrenze Elektrode/Elektrolyt beruhen. Diese Durchtrittsüberspannungen werden durch die Butler-Volmer-Gleichung beschrieben:

$$i = i_+ - |i_-| = i_0 \cdot \left(\exp\left[\frac{\alpha zF}{RT} \eta_D\right] - \exp\left[-\frac{(1-\alpha)zF}{RT} \eta_D\right] \right) \quad (4-11)$$

i	Stromdichte
i_0	Austauschstromdichte
i_+	anodische Teilstromdichte der Elektrode
i_-	kathodische Teilstromdichte der Elektrode
η_D	Durchtrittsüberspannung
α	materialabhängiger Symmetriefaktor der Elektrode

Ionen- und Elektronentransport rufen mit den Transportwiderständen in der Zelle ohmsche Überspannungen η_Ω hervor; Sie sind von den flächenbezogenen Zellen- und Stack-Widerständen R'_Ω abhängig, die sich bei Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit α und der Leitfähigkeit κ für ein Stackelement x der Dicke d_x wie folgt berechnen lassen:

$$R'_{\Omega x} = \frac{1}{\kappa_x} \cdot (1 + \alpha_x [T - T_{298}]) \cdot d_x \quad (4-12)$$

Diese Gleichung muss für die Membran und die Elektroden sowie für alle weiteren elektronen- und protonenleitenden Stackelemente berücksichtigt werden.

$$\eta_\Omega = i \cdot \sum R'_\Omega \quad (4-13)$$

Der Effekt der Konzentrationsüberspannung, der durch den Konzentrationsabfall der Reaktionsgase bei zu hohen Strömen verursacht wird, kann nach [LAU-01] als zusätzlicher Summand in Gleichung (4-7) wie folgt berücksichtigt werden:

$$\eta_{\text{Konz}} = m \cdot e^{n \cdot i} \quad (4-14)$$

Der Faktor n repräsentiert dabei das Wachstum an elektrochemischen Nebenreaktionen und m den Einfluss dieser Effekte auf die Zellspannung. Die Untersuchungen in [LAU-01] zeigen, dass der Faktor m insbesondere bei niedrigen Temperaturen stark temperaturabhängig ist.

$$m = \begin{cases} 3,2 \cdot 10^{-3} + T \cdot 8,2 \cdot 10^{-5}; T < 39^\circ\text{C} \\ 1,1 \cdot 10^{-4} + T \cdot 1,27 \cdot 10^{-6}; T \geq 39^\circ\text{C} \end{cases} \quad (4-15)$$

Diese Faktoren müssen über Parameterfitting für den jeweils betrachteten Stack aus Messreihen gewonnen werden. Da im Normalbetrieb dieser Bereich vermieden werden sollte und aussagekräftige Messungen nicht in belastbarer Anzahl zur Verfügung stehen, wird die Konzentrationsüberspannung im Folgenden vernachlässigt.

Insgesamt erweist sich die Berechnung von Stacks trotz Kenntnis der obigen Beziehungen als schwierig. Ungenauigkeiten ergeben sich in der Beschreibung der Geometrie des Stacks, bei der insbesondere Informationen über den Aufbau der Membran-Elektroden-Einheit nur durch ein dreidimensionales Modell berücksichtigt werden können. Zudem sind detaillierte Informationen über die verwendeten Materialien von den Herstellern nicht zu erhalten. Daher muss Gleichung (4-8) um zwei zusätzliche Faktoren a und b erweitert werden, mit denen ein Parameterfitting möglich wird [LAU-01].

$$U = aU^0 - b(\eta_{\text{H}_2} + \eta_{\text{O}_2}) - \eta_{\Omega} \quad (4-16)$$

Als Ergebnis der Berechnungen für einen 32-Zellen-Stack ergeben sich die temperaturabhängigen Kennlinien gemäß Abbildung 4.12.

Da offensichtlich die effektive Kennlinie eines Brennstoffzellenstacks sehr stark von der aktuellen Temperatur des Stacks und diese wiederum vom Energieumsatz abhängt, ist eine Temperaturmodellierung ebenfalls notwendig. Nur ein Teil des zugeführten Prozessgases kann zur direkten Stromgewinnung genutzt werden, der Rest führt, solange der Stack nicht gekühlt wird, zu einer Feststofftemperaturerhöhung. Die mittlere Änderung der Stacktemperatur T_S während eines Zeitintervalls ergibt sich durch eine diskretisierte Differenzialgleichung erster Ordnung:

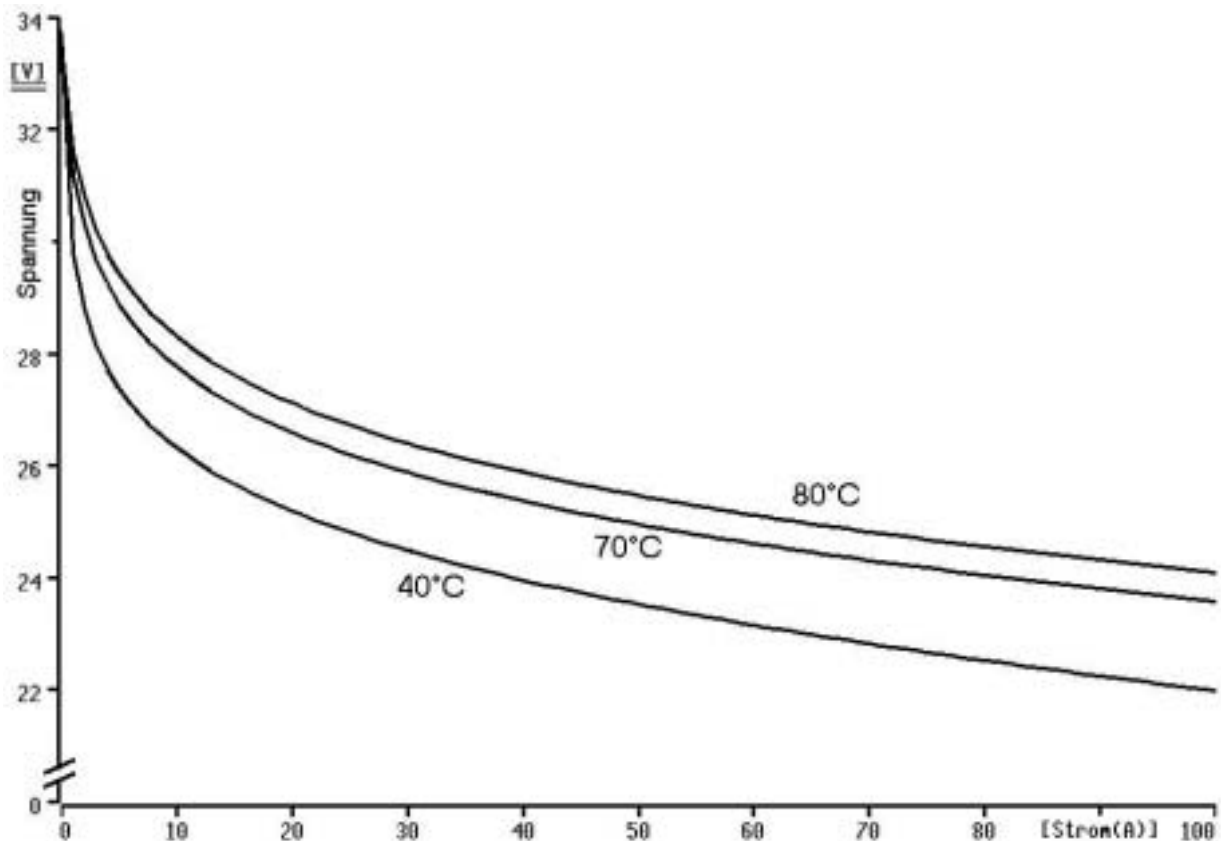


Abbildung 4.12: Temperaturabhängigkeit der Stack-Kennlinien (32 Zellen)

$$\Delta T_S = \frac{T_U - T_S}{\tau_{th}} \Delta t + \frac{R_{th}(P_{el} - \Delta \dot{H}_R + \dot{Q}_G)}{\tau_{th}} \Delta t \quad (4-17)$$

T_U	Umgebungstemperatur
τ_{th}	thermische Zeitkonstante des Stacks
R_{th}	thermischer Widerstand des Stacks
$\Delta \dot{H}_R$	Reaktionsenthalpiestrom
\dot{Q}_G	bilanzierte Wärmemenge der Prozessgase

Die thermische Zeitkonstante bestimmt dabei direkt die Aufheiz- und Abkühlverläufe des Stacks, der thermische Widerstand den Einfluss der thermischen Energie. Die in der chemischen Reaktion freiwerdende Reaktionsenthalpie lässt sich unter Kenntnis der Zusammenhänge aus (4-9) und Berücksichtigung der Reaktionsfläche A wie folgt berechnen:

$$\Delta \dot{H}_R = \Delta H^0 \frac{i \cdot A}{zF} \quad (4-18)$$

Die von den Prozessgasen aufgenommene und transportierte Wärmemenge ist abhängig von der Betriebsart des Brennstoffzellenstacks. Das Prozessgas wird auf einem bestimmten Temperaturniveau in den Stack eingebracht. Restgase und Reaktionsprodukte verlassen den Stack entsprechend auf einem anderen

Temperaturniveau. In der Regel erfolgt dabei eine Temperaturerhöhung des Reaktionsmediums und damit eine Wärmeabgabe an das Prozessgas.

$$\dot{Q} = \dot{m}c(1 - e^{-\frac{\alpha A}{\dot{m}c}})(T_E - T_S) \quad (4-19)$$

\dot{m}	Durchfluss des Mediums
c	spezifische Wärmekapazität des Mediums
T_E	Eintrittstemperatur
α	Wärmeübergangskoeffizient

Zu beachten ist hierbei, dass sowohl anoden- als auch kathodenseitige Prozessgase diesen Wärmetransport übernehmen.

Die hier beschriebenen Zusammenhänge wurden im Modell der PEFC berücksichtigt, die Klemmengrößen und Parameter des Modells sind in Abbildung 4.13 dargestellt.

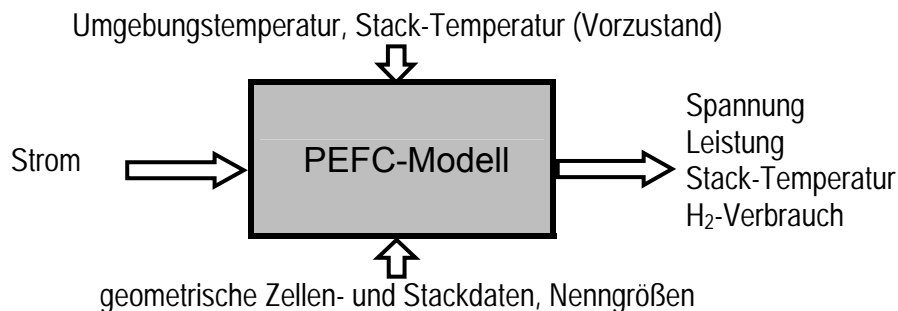


Abbildung 4.13: Eingangs- und Ausgangsgrößen des PEFC-Modells im Wasserstoffbetrieb

Bislang steht reiner Wasserstoff nur in wenigen Spezialanwendungen für den Betrieb von Brennstoffzellen zur Verfügung. Daher werden als primäre Brennstoffe bevorzugt wasserstoffreiche Gase verwendet, wie beispielsweise Erdgas oder Methan. Sie müssen jedoch für den Betrieb in einer PEFC-Brennstoffzelle durch einen Reformier aufbereitet werden, so dass der Zelle schadstofffreies Brenngas zur Verfügung gestellt werden kann. Unterschieden werden dabei zunächst zwei Verfahren:

- Partielle Oxidation der Kohlenwasserstoffe mit Sauerstoff. Bei diesem Vorgang muss der Reformier gekühlt werden.
- Dampfreformierung der Kohlenwasserstoffe mit Wasserdampf. Bei dieser Reaktion muss der Reformier beheizt werden.

Bei beiden Reaktionen entsteht Kohlendioxid und Wasserstoff und auch in geringen Mengen (ca. 1%) Kohlenmonoxid. Dieses ist für die elektrochemische Reaktion schädlich und muss deshalb ebenfalls entfernt werden. Bei Kleinanlagen wird, um eine aufwendige Kühlung bzw. Heizung des Reformiers einzusparen, meist eine Kombination aus beiden Reaktionsprozessen, die so genannte

autotherme Reformierung, eingesetzt. Dabei laufen die folgenden beiden Reaktionen so ab, dass ein Temperaturgleichgewicht herrscht:



Das bei der Reaktion entstehende, für die Katalysatoren schädliche Kohlenmonoxid wird anschließend mit Wasserdampf nach folgender Reaktionsgleichung umgesetzt:



Im Simulationsmodell wird der Reaktionsprozess als solcher nicht im Detail modelliert, da vor allem Wert auf die elektrischen und thermischen Klemmengrößen gelegt wird und der autotherme Prozess keine auskoppelbare Wärme bereitstellt. Stattdessen wird der Effekt des Reformers auf den Brennstoffzellenstack wiedergegeben, der sich vor allem in einer Zeitverzögerung der Leistungsbereitstellung zeigt. Hierzu ist ein Verzögerungsglied vorgesehen, welches bei Laständerung den Leistungsgradienten widerspiegelt. Diese Parameter können dem Modell entsprechend dem gewählten Reformertypen übergeben werden.

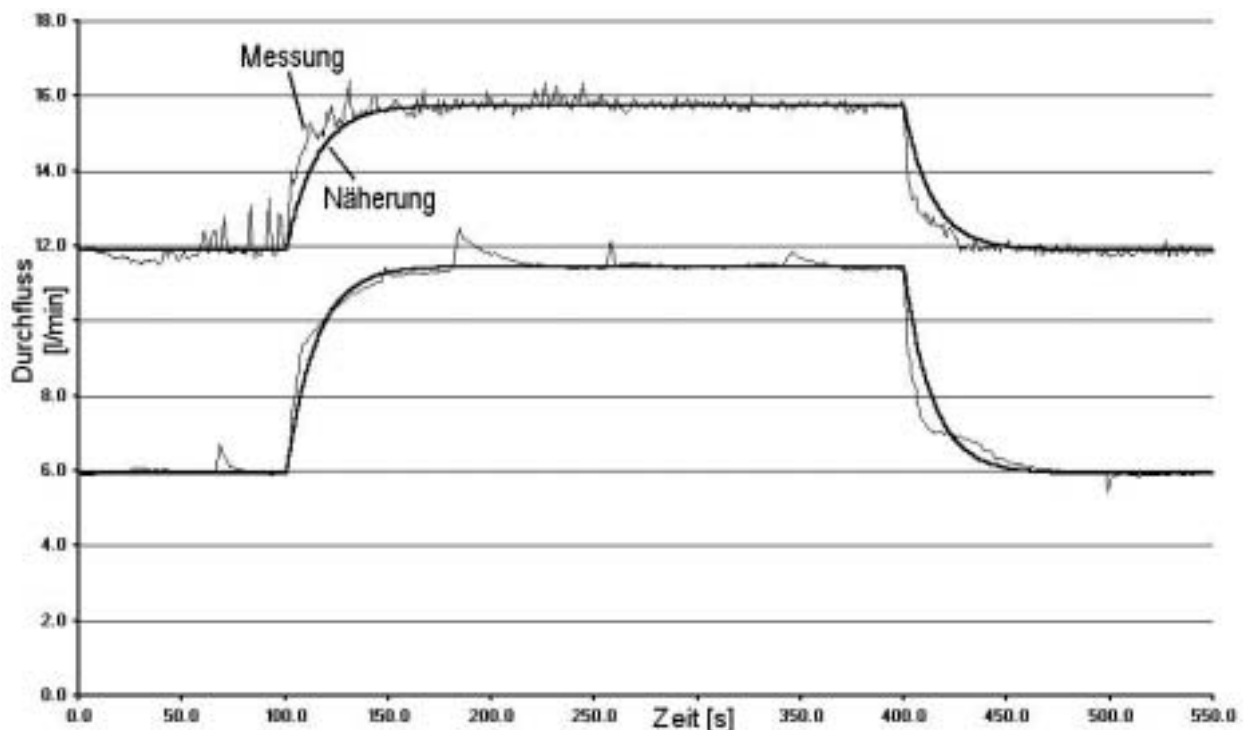


Abbildung 4.14: Sprungantworten eines Erdgas-Reformers [MAT-01]

Wie Abbildung 4.14 zeigt, weist eine solche Näherung nur geringfügige Abweichungen im Kurzzeitbereich auf. Messungen an einem Erdgasreformer-

Prototypen für einen 1 kW-Stack [MAT-01] zeigen nur geringe Differenzen im dynamischen Verhalten auf. Sie sind durch den langen Reaktionsweg und das darin gespeicherte Reaktionsgas zu erklären. Diese Reserven sind jedoch im Bereich von Sekunden wieder abgebaut, weswegen auf eine detaillierte Modellierung verzichtet werden kann. Die Modellparameter sind in Abbildung 4.15 separat zusammengefasst.

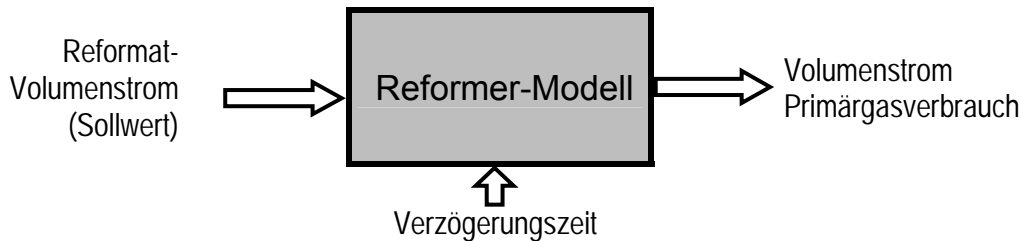


Abbildung 4.15: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Reformer-Modells

4.1.2.3 Oxydkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Die oxidkeramische Hochtemperaturbrennstoffzelle SOFC (englisch: Solid Oxide Fuel Cell) wird neben der PEFC zurzeit am intensivsten weiterentwickelt. Erst bei ihrer hohen Betriebstemperatur von 800 °C bis 1000 °C wird die Keramik protonenleitend, jedoch wiegen der Vorteil eines hohen elektrischen Wirkungsgrades von bis zu 68% und die Möglichkeit der Nutzung von kohlenstoffhaltigen Gasen als Brennstoff diesen technologischen Nachteil auf.

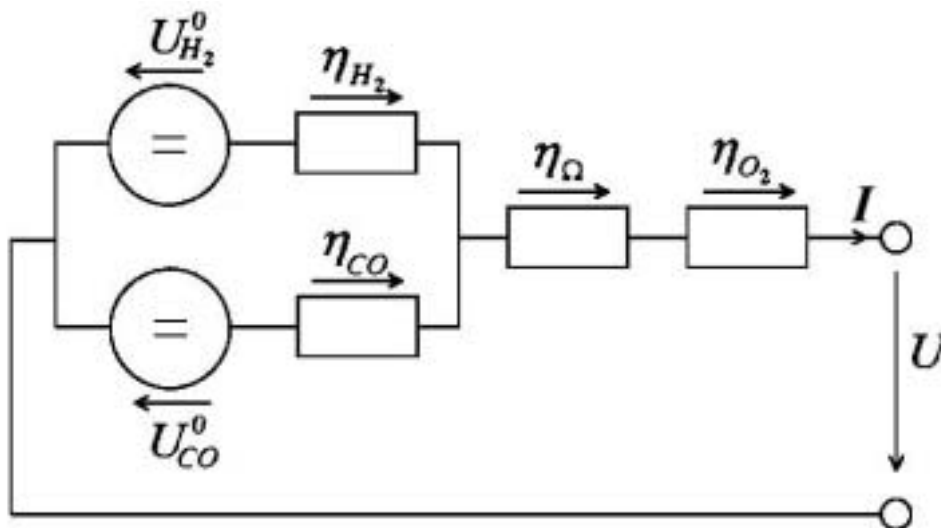


Abbildung 4.16: Zellenersatzschaltbild der SOFC

In Abbildung 4.16 ist das elektrochemische Ersatzschaltbild einer SOFC dargestellt, der zweite Zweig mit Spannungsquelle repräsentiert dabei die Umsetzung von Kohlenmonoxid (CO) zu CO_2 , wodurch ein erhöhtes Potenzial erzeugt wird (Gleichung (4-6)). Das elektrochemische Modell der SOFC entspricht im Aufbau dem der PEFC, jedoch treten durch den zweiten Reaktionspartner und vor allem durch die hohen Betriebstemperaturen einige zusätzli-

che Faktoren auf. Zudem müssen, insbesondere bei der Berechnung der Stacktemperatur und der daraus gewinnbaren Abwärme, die internen Gasreformierungsprozesse berücksichtigt werden.

Das hier entwickelte Modell in seiner ganzen Tiefe vorzustellen würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. In Abbildung 4.17 ist als Ergebnis der Berechnungen die Temperaturabhängigkeit der Zellenkennlinie im üblichen Arbeitsbereich dargestellt. Besonders deutlich werden hier auch die Abhängigkeit des Ruhepotenzials von der Zelltemperatur und insgesamt die Temperaturabhängigkeit der Kennlinie, die durch die Leitfähigkeit des keramischen Elektrolyten verursacht wird. Zusammenfassend sind in Abbildung 4.18 die Ein- und Ausgangsgrößen der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modells gezeigt.

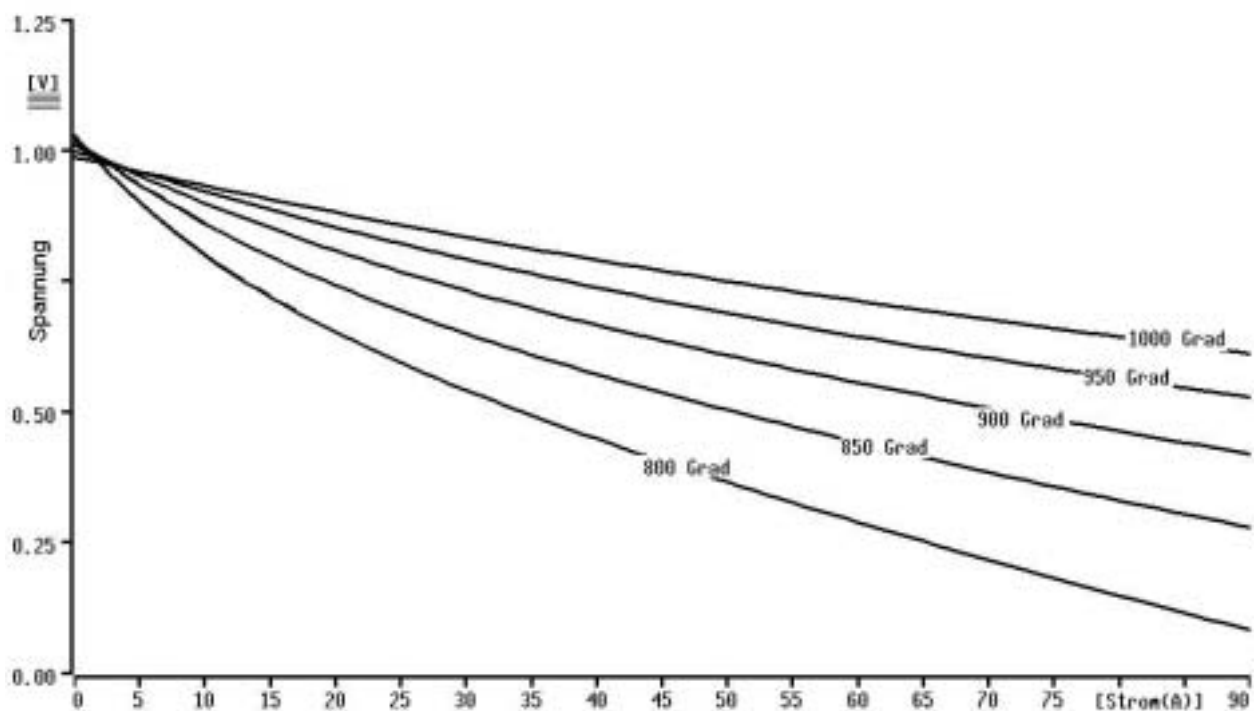


Abbildung 4.17: Temperaturabhängige Zellenkennlinien der SOFC

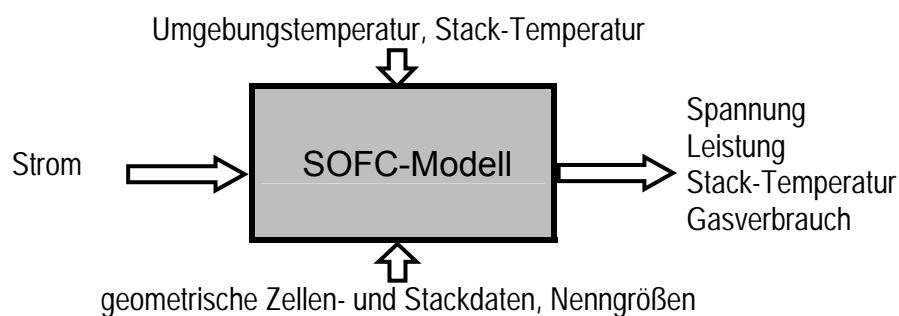


Abbildung 4.18: Eingangs- und Ausgangsgrößen des SOFC-Modells

4.1.3 Alkalischer Elektrolyseur

Bei der Elektrolyse wird mit Hilfe elektrischer Energie (Gleichstrom) Wasser (H_2O) in Wasserstoff- und Sauerstoffgas gespalten. Dieser elektrochemische Prozess ist bereits seit mehr als einhundert Jahren bekannt. Auf dem Markt verfügbar sind heute insbesondere Elektrolyseure mit alkalischem (flüssigem) Elektrolyten. Für diese bewährte Technologie liegt das bereits in [MÜL-97] entwickelte Modell des alkalischen Elektrolyseurs vor, bei welchem insbesondere die Temperaturabhängigkeit im Strom-Spannungs-Verhalten nachgebildet wurde (\rightarrow Abbildung 4.19). Die Klemmengrößen des Modells sind in Abbildung 4.20 gezeigt.

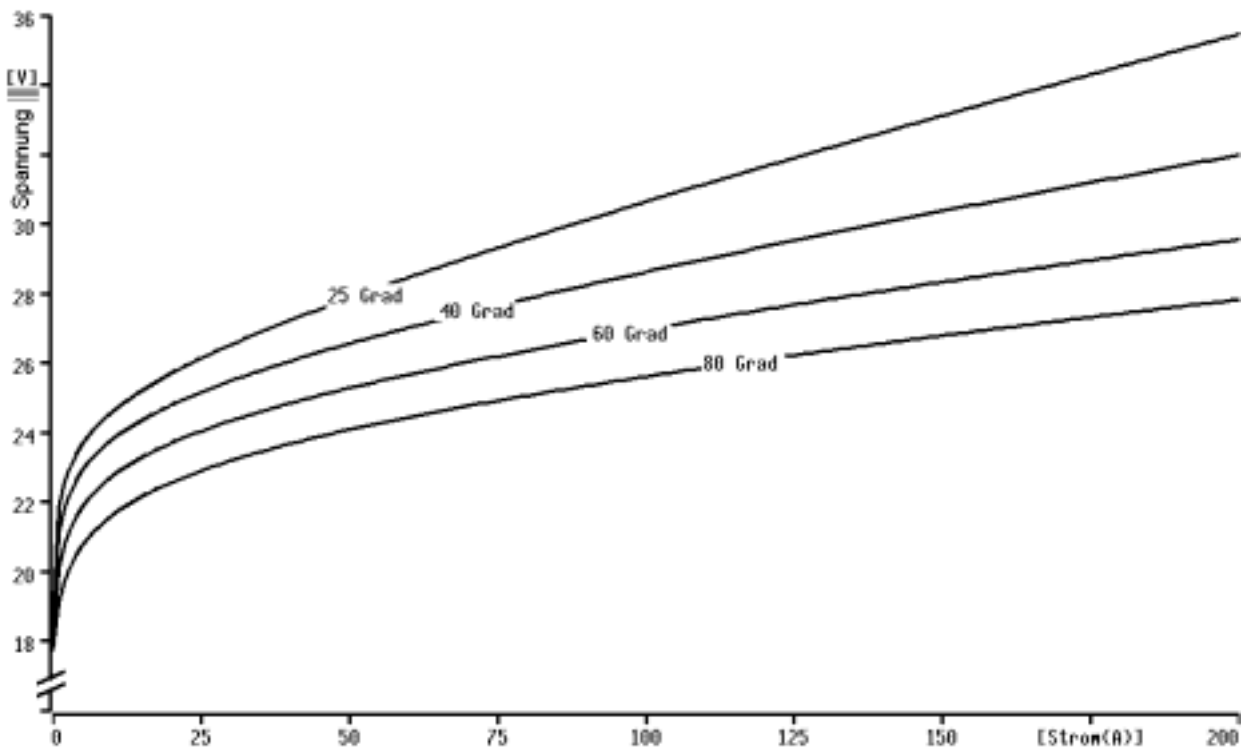


Abbildung 4.19: Temperaturabhängige Stack-Kennlinien eines alkalischen Elektrolyseurs

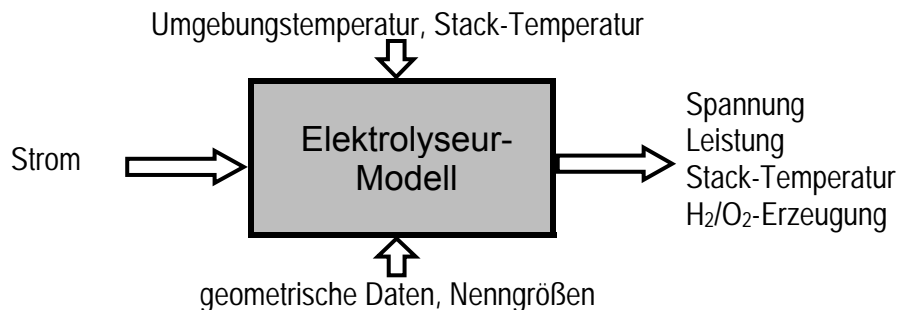


Abbildung 4.20: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Elektrolyseur-Modells [MÜL-97]

4.1.4 Photovoltaik

Als Modell für Photovoltaikmodule wird das allgemein eingesetzte Ein- bzw. Zweiodenmodell verwendet. Dieses ist aufgrund der in der PV-Zelle auftretenden Halbleitereffekte bislang das einzige Berechnungsverfahren, welches die spezielle Kennliniencharakteristik wiedergeben kann. Die Kennlinie einer PV-Zelle ist sowohl von der effektiven Strahlung, die auf der Oberfläche auftrifft, als auch von der Temperatur der Zelle abhängig. Die Bestrahlungsstärke wird vom Simulationsprogramm entweder aus bereitgestellten Messreihen entnommen oder kann über einen Simulationsalgorithmus [RIT-95] und nachgeschaltete Beschattungsberechnungen [MÜL-97] generiert werden. Die Temperatur der Module wiederum wird abhängig von Umgebungstemperatur, Einstrahlung und elektrischer Leistung errechnet.

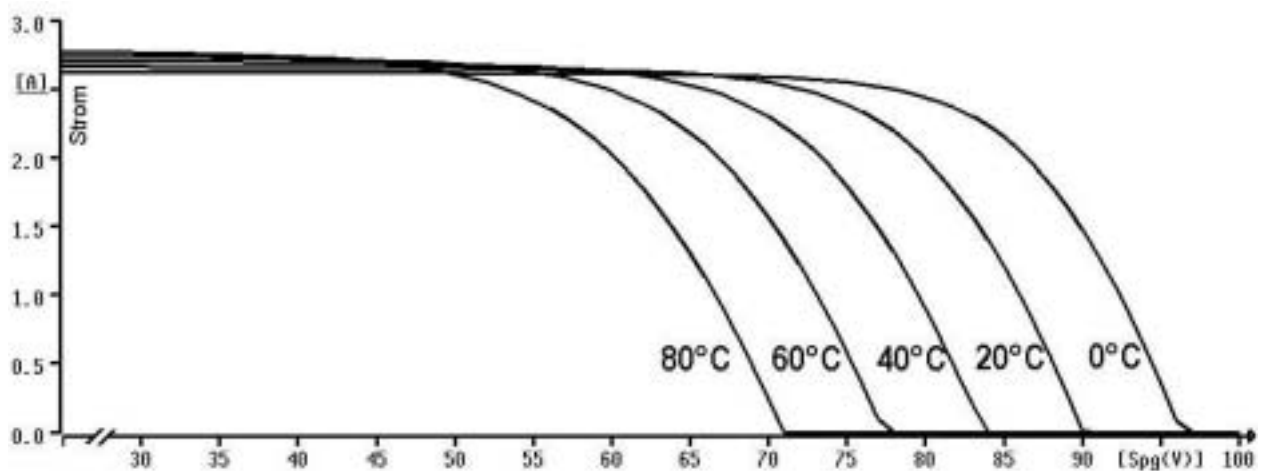


Abbildung 4.21: Photovoltaikmodulkennlinien bei 1000 W/m² Einstrahlung

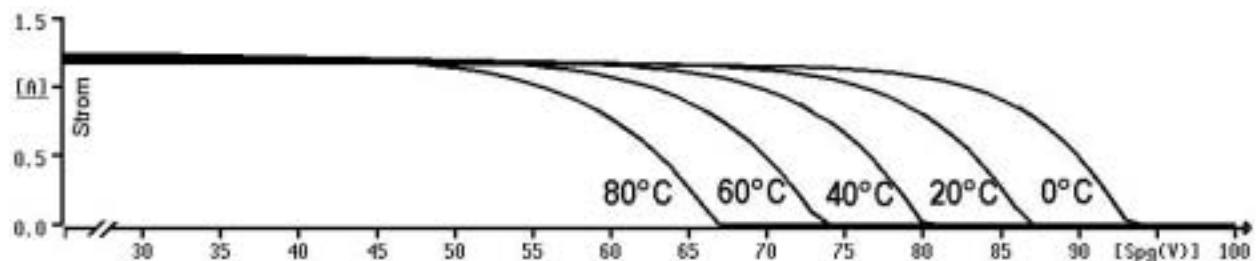


Abbildung 4.22: Photovoltaikmodulkennlinien bei 450 W/m² Einstrahlung

Aufgrund des gewählten nicht-physikalischen Modells werden zur Parametrierung neben der Zellen- und Modulfläche auch verschiedene nur durch umfangreiche Messreihen ermittelbare Ersatzschaltbildparameter benötigt [MÜL-97]. Eingangsgrößen für das Modell sind die Modulspannung, Bestrahlungsstärke und bisherige Modultemperatur; ermittelt werden der Modulstrom sowie die aktuelle Temperatur. In Abbildung 4.21 und Abbildung 4.22 sind vom Modell errechnete Kennlinien eines PV-Moduls bei verschiedenen Bestrahlungsstärken und unterschiedlichen Modultemperaturen gezeigt. Die typischen Eigenschaften

der direkten Strahlungsabhängigkeit des Modulstromes sowie der umgekehrten Temperaturabhängigkeit der Spannung werden deutlich.

Das verwendete Modell ist ausführlich in [MÜL97] erläutert und verifiziert worden. Abschließend sind die Modellgrößen in Abbildung 4.23 schematisch zusammengefasst.

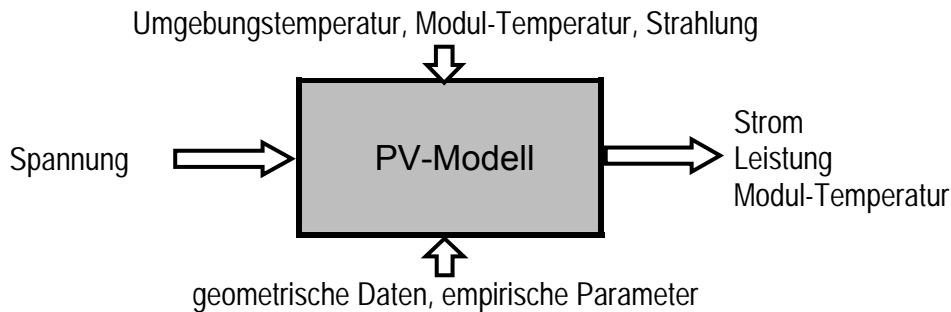


Abbildung 4.23: Eingangs- und Ausgangsgrößen des PV-Modells [MÜL-97]

4.2 Sonstige elektrische Komponenten

Neben den bereits erläuterten sehr detaillierten Komponentenmodellen werden zusätzliche Modelle benötigt, die nicht notwendigerweise eine solche Genauigkeit in der Strom-Spannungs-Abhängigkeit aufweisen müssen. Dies kann entweder durch sehr lineare Abhängigkeiten oder auch dadurch bedingt sein, dass eine Entkopplung der eigentlichen Komponente von der Sammelschiene über einen Stromsteller notwendig ist. Auf diese Komponenten soll im Folgenden eingegangen werden.

4.2.1 Elektrische Lasten

Im neu entwickelten Simulationsalgorithmus können sowohl feste Lasten als auch zeitabhängige elektrische Wirklasten berücksichtigt werden. Lastgänge können durch Hinterlegung entsprechender Messreihen in ASCII-Dateien definiert werden. Diese Dateien müssen auf der Zeitachse einen kontinuierlichen Abstand haben und jeweils Daten für einen Tag bereitstellen. Dabei ist jedoch eine beliebige Zeitauflösung möglich, die Datenreihen können sowohl speziell für ein bestimmtes Datum als auch als Default-Reihen hinterlegt werden und gelten jeweils für eine Last. Außerdem ermöglicht der Simulationsalgorithmus die Definition fester Lasten, bei denen in der GDL-Beschreibung die Leistung fixiert ist.

Bei beiden Last-Typen ist es möglich, diese gleichzeitig als Eigenbedarfsanschlüsse zu nutzen, welche es erlauben, die von anderen Komponentenmodellen ermittelten elektrischen Verbrauchswerte (z.B. Stellereigenbedarf, Pumpenergien oder Wärmepumpenleistung) in der aktuellen Leistungsbilanz einer Anlage direkt

zu berücksichtigen. Elektrische Lasten können dabei gleich- oder wechsellspannungsversorgt sein.

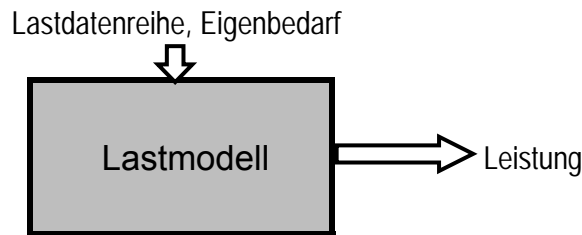


Abbildung 4.24: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Lastmodells

Die Qualität der Datenversorgung hat einen wesentlichen Einfluss auf das Simulationsergebnis. Dabei können die zur Berechnung einer Anlage verwendeten Modelle noch so detailliert und präzise arbeiten, wenn die hinterlegten Datenreihen unrealistische Verläufe abbilden, werden die Simulationsergebnisse nicht verwertbare Aussagen liefern. Dabei hat sich bei der Abwicklung von Projekten immer wieder gezeigt, dass Verbrauchs-Zeitreihen, insbesondere solche mit einer Auflösung feiner als 15 Minuten, ausgesprochen schwer zu erhalten waren. Aus diesem Grund kann es nötig sein, auf Basis vorhandener Zeitreihen, die als Grundlage für eine tageszeitabhängige Leistungsverteilung dienen können, künstliche spezifische Lastgänge zu generieren, die den Tagesenergiebedarf des Objektes repräsentieren. Abbildung 4.25 zeigt das Ergebnis einer solchen Lastdatengenerierung. Als Basis der Verbrauchskurve wurden hier Tageslastgänge des Einfamilienhauses Pötter [PÖT-97] verwendet und entsprechend dem gewünschten Tagesenergieverbrauch faktorisiert.

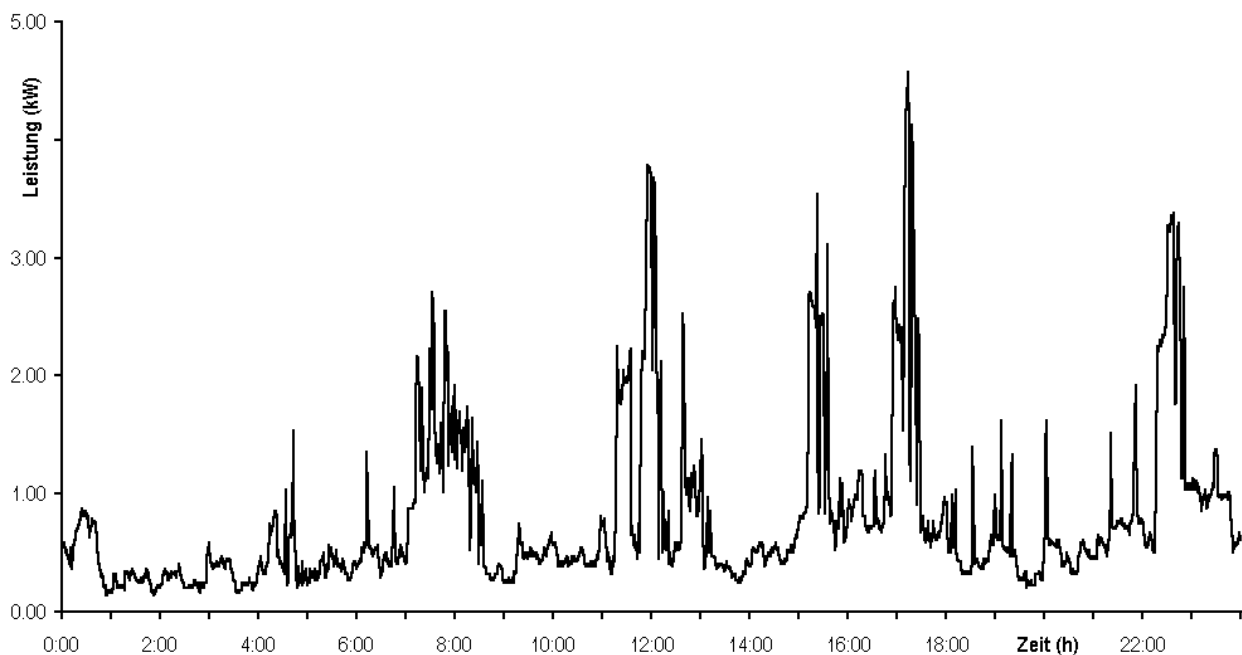


Abbildung 4.25: Tageslastverlauf der elektrischen Last (Minutenwerte)

4.2.2 Windkraftkonverter

Windkraftanlagen haben in der Geschichte der Energieversorgung eine langjährige Tradition. Heutzutage werden in der elektrischen Energieversorgung bereits Anlagen in der Megawattklasse in großen Stückzahlen installiert. Mit dem vorliegenden Simulationsprogramm werden jedoch vorwiegend dezentrale Versorgungsstrukturen verhältnismäßig kleiner Leistung im Bereich kleiner ein Megawatt betrachtet. Gerade in Inselanlagen werden Windkraftkonverter gerne als primäre oder zusätzliche Energiequelle neben der Photovoltaik eingesetzt. Hierbei werden meist kleine Rotoren ohne aktive Regeleinrichtungen verwendet, die über ein Getriebe mit einem Generator verbunden sind. Eine Leistungsabregelung findet dabei nur durch den Stall-Effekt bei hohen Windgeschwindigkeiten statt, durch Überwachungselektronik wird die Anlage bei hohen und niedrigen Windgeschwindigkeiten automatisch abgeschaltet. Solchen einfachen Anlagen wird das bereits von Müller [MÜL-97] verwendete empirische Modell gerecht, dessen Klemmengrößen in Abbildung 4.26 gezeigt sind.

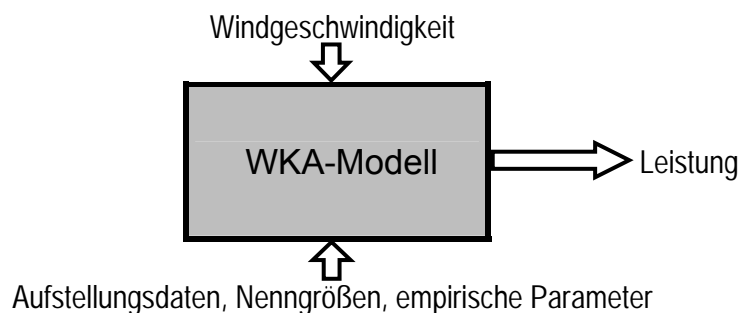


Abbildung 4.26: Ein- und Ausgangsgrößen des Windkraftkonvertermodells [MÜL-97]

4.2.3 Motorisches Blockheizkraftwerke und Generatoren

Wie bereits einleitend erläutert wurde, ist die Kombination von elektrischer und thermischer Energieerzeugung insbesondere in dezentralen Energiesystemen eine wichtige Option, um eine kostengünstige und effiziente Versorgung zu realisieren. Aus diesem Grund wurde für das Simulationssystem DUress ein Modell zur Berechnung von motorischen Generatoren benötigt, das sowohl für die Modellierung von Standard-Backup-Generatoren als auch für die realistische Simulation von Klein-Blockheizkraftwerken (BHKW) geeignet ist. Da Motor-BHKWs ebenso wie Motor-Generatoren sehr geringe Anlaufzeiten und Sprung-Antworten im unteren Sekundenbereich besitzen, ist für das vorliegende Simulationsprogramm ein stationäres Modell ausreichend, ohne dass die Auflösung der Gesamtmodellierung beeinträchtigt würde.

Viele Blockheizkraftwerke, insbesondere diejenigen kleiner Bauart, werden vorzugsweise im Nennbetriebspunkt gefahren. Es gibt nur wenige Aggregate, wie beispielsweise drehzahlvariante Gas-BHKW, die in einem breiten Leistungsbereich sehr konstante Wirkungsgrade aufweisen [ECO-01]. Klassische BHKW können häufig durch Modifikation der Steuerung außerhalb des Nennpunktes betrieben werden, jedoch verschlechtert sich dort der elektrische Wirkungsgrad.

Dessen Abhängigkeit von der elektrischen Wirkleistung kann in guter Näherung durch eine Exponentialfunktion wiedergegeben werden:

$$\eta_{el} = \left(1 - e^{-4 \frac{P_{el}}{P_n}}\right) \eta_{el,n} \quad (4-22)$$

η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{el,n}$	elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung
P_{el}	aktuelle elektrische Wirkleistung
P_n	elektrische Nennleistung

Der thermische Wirkungsgrad fällt hingegen mit steigender *elektrischer* Leistung ab:

$$\eta_{th} = (\eta_{th,n} - \eta_{th,0}) e^{-4 \frac{P_{el}}{P_n}} + \eta_{th,0} \quad (4-23)$$

η_{th}	thermischer Wirkungsgrad
$\eta_{th,0}$	thermischer Wirkungsgrad bei elektrischem Leerlauf
$\eta_{th,n}$	thermischer Wirkungsgrad bei elektrischer Nennleistung
P_{el}	aktuelle elektrische Wirkleistung
P_n	elektrische Nennleistung

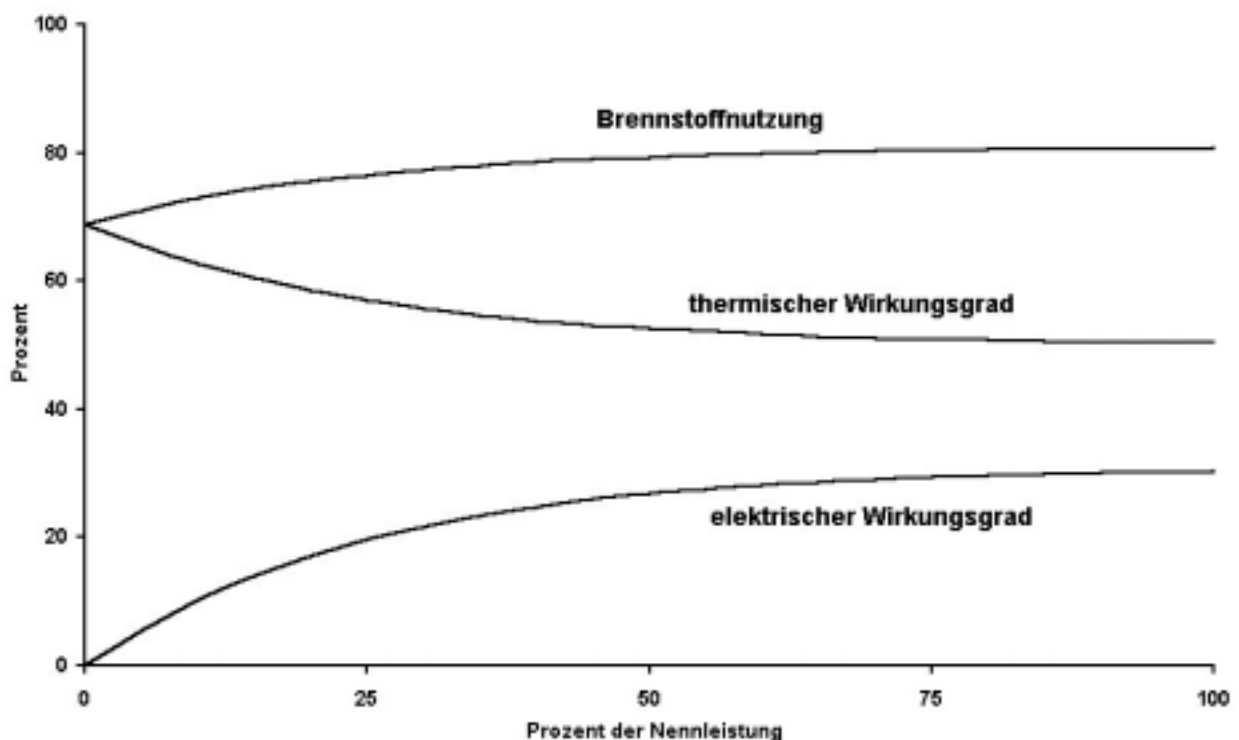


Abbildung 4.27: Wirkungsgrad von Blockheizkraftwerken bei Teillast (nach [JEN-83])

Dieses exponentielle Verhalten wurde durch Analyse der Untersuchungen von Jensch [JEN-83] ermittelt und stellt eine Näherung der dort gegebenen Messwerte dar. Abbildung 4.27 zeigt den Verlauf von elektrischem und thermischem

Wirkungsgrad. Als Summe von beiden ergibt sich dann der gesamte Brennstoffnutzungsgrad eines solchen Motor-BHKWs. Die elektrischen Wirkungsgradkurven können als typisch für von Verbrennungsmotoren angetriebene Synchroneratoren angesehen werden.

Das Modell übernimmt als Eingangsgröße die elektrische Soll-Leistung. Als feste Parameter für einen Typen werden die elektrische Mindestleistung und Nennleistung, der elektrische Wirkungsgrad im Nennpunkt sowie der thermische Wirkungsgrad bei Leerlauf und im Nennbetriebspunkt benötigt. Wenn das Modell für einen Generator ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt werden soll, müssen die thermischen Wirkungsgrade zu Null gesetzt werden.

Im KWK-Betrieb ergibt sich die auszukoppelnde thermische Leistung zu:

$$P_{th} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{el}} P_{el} \quad (4-24)$$

Zur Bestimmung des Kraftstoffverbrauchs V pro Rechen-Zeitschritt Δt wird Gleichung (4-25) herangezogen. Er ist abhängig vom Energieinhalt des verwendeten Treibstoffs, der mit Hilfe des unteren Heizwertes HU angegeben wird (\rightarrow Tabelle 4.3):

$$V = \frac{P_{el}}{\eta_{el}} \frac{1}{HU} \Delta t \quad (4-25)$$

Treibstoff	unterer Heizwert	Treibstoff	unterer Heizwert
Diesel	11,9 kWh/kg	Butan	12,7 kWh/kg
Benzin	12,0 kWh/kg	Stadtgas	7,57 kWh/kg
Wasserstoff	33,33 kWh/kg	Erdgas (82% CH ₄)	10,6 kWh/kg
Propan	12,88 kWh/kg	Erdgas (93% CH ₄)	13,1 kWh/kg

Tabelle 4.3: Unterer Heizwert verschiedener Brennstoffe

Als besondere Aggregate werden drehzahlvariante Klein-Blockheizkraftwerke behandelt. Sie weisen über den ganzen Arbeitsbereich nahezu konstante elektrische und thermische Wirkungsgrade auf, so dass die Formeln (4-22) und (4-23) nicht angewandt werden müssen. Je nach Energieträger und Aufstellhöhe des Aggregates werden leicht unterschiedliche Leistungsbereiche erreicht. Durch den merklich verminderten Luftdruck bei Aufstellhöhen oberhalb 1000 m (typisch für Inselanlagen zur Alpenhüttenversorgung) fällt die Maximalleistung des Aggregates entsprechend ab. Der Luftdruck wird höhenabhängig mittels der so genannten barometrischen Höhenformel umgerechnet:

$$p(h) = p_0 e^{-\frac{\rho_0 g h}{p_0}} \quad (4-26)$$

p_0	Luftdruck auf Meereshöhe (1,023 bar=102,3kPa)
ρ_0	Dichte der Luft am Boden
g	Gravitationskonstante (9,81m/s ²)
h	Höhe über Meeresspiegel

Gemäß tabellarischer Herstellerangaben [ECO-01] lässt sich ein Zusammenhang zwischen Luftdruck und Leistungsfähigkeit des Aggregates angenähert abschätzen zu:

$$P_x(h) = P_{x,n} \left(1 - \frac{p_0 - p(h)}{25,5kPa}\right) \quad (4-27)$$

$P_{x,n}$	Nennleistung auf Meereshöhe (x = min, max)
P_x	höhenabhängige Nennleistung

Abbildung 4.28 zeigt einen Simulationslauf für das beschriebene Klein-Blockheizkraftwerk mit Propangasbetrieb [ECO-01]. Das Aggregat wird zunächst mit Volllast betrieben. Der Nennwert ist 4,7 kW, durch die Aufstellhöhe von 1500 m reduziert sich dieser Wert auf ca. 4,0 kW. Nach 20 min wird das Aggregat auf seinen höhenabhängigen Mindestwert von 1,7 kW heruntergefahren und anschließend bei 2,9 kW weitere 20 min betrieben. Die abgegebene Wärmeleistung ist durch die konstante Stromziffer immer proportional zur elektrischen Leistung. Die um eine Minute verzögerte Wärmeabgabe entsteht durch den Aufbau des Simulationsprogramms, das innerhalb eines Zeitschritts zuerst den thermischen, dann den elektrischen Anlagenteil berechnet und die Wärmeabgabe erst im folgenden Zeitschritt berücksichtigt. Dies ist aber, gerade auch im Fall eines solchen Blockheizkraftwerks, durch die Trägheit der thermischen Kreise realitätsnah.

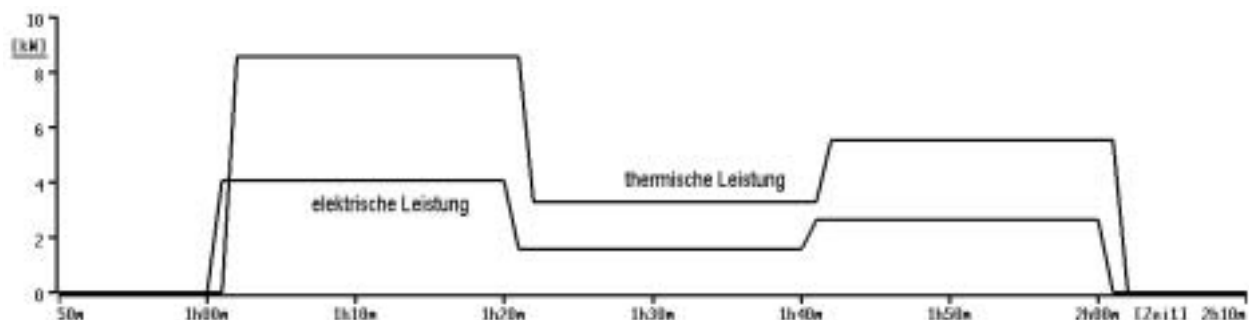


Abbildung 4.28: Betrieb eines leistungsmodulierenden BHKWs

Das beschriebene Modell erlaubt neben dem Betrieb als Blockheizkraftwerk auch die Simulation von einfachen Generatoren. Auch der in Inselanlagen gelegentlich vorkommende Lastbetrieb, bei dem der Generator kurzzeitig im negativen Leistungsbereich gefahren wird, kann durch entsprechende Grenzwertdefinitio-

nen ermöglicht werden. Abbildung 4.29 fasst die Eingangs- und Ausgangsgrößen des in dieser Arbeit neu entwickelten Modells zusammen.

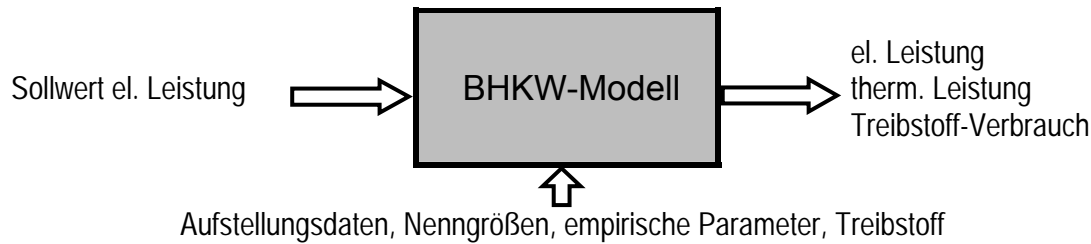


Abbildung 4.29: Eingangs- und Ausgangsgrößen des BHKW-Modells

4.2.4 Steller

Komponenten, die einen Leistungstransport zwischen zwei elektrischen Komponenten unterschiedlicher Spannungsart ermöglichen, werden allgemein als Steller bezeichnet. Sie können entweder dazu dienen, einzelne Komponenten an eine Sammelschiene anzuschließen oder zwischen zwei unterschiedlichen Subnetzen zu vermitteln (→ Kapitel 4.3). Daher ergeben sich für verschiedene Anwendungen auch unterschiedliche Aufgaben für einen Steller.

Bekanntestes Beispiel für Komponentensteller ist ein Wechselrichter für netzgekoppelte Photovoltaik-Module. Ein solcher übernimmt primärseitig die Funktion eines Reglers für die Modulspannung so, dass eine für aktuelle Bedingungen optimale Leistungsabgabe erreicht wird (MPP-Regelung). Gleichzeitig muss der Strom auf der Sekundärseite möglichst genau in Phase zur Netzspannung und ohne Oberschwingungen eingespeist werden.

Neben solchen inzwischen serienmäßig verfügbaren Stellern werden aber gerade in Inselsystemen und anderen Spezialanwendungen jeweils Sonderlösungen benötigt. So sind auch für Brennstoffzellenaggregate jeweils auf den Stack zugeschnittene Steller erforderlich, die den Strom der Zellen und damit die Leistung des Brennstoffzellenaggregates regeln. In kleineren Inselsystemen sind häufig die PV-Module direkt mit der Batterie gekoppelt, die Lasten und ein Dieselgenerator als Backup-Komponente sind dann über einen bidirektionalen Umrichter verbunden, siehe auch Beispielsystem in Kapitel 1.5. Hierbei muss je nach Situation Leistung von der Gleichstromseite zur Wechselstromseite transportiert werden oder bei Betrieb des Generators Leistung zur Ladung der Batterie zurückgespeist werden.

Zur Modellierung des Verhaltens eines Stellers sind demnach sowohl Kenntnisse über seine Regelungsaufgaben als auch über sein elektrisches Verhalten notwendig. Die Regelungsaufgaben werden bei Komponentenstellern (→ Abschnitt 4.3.1) abhängig von der Stellerbeschreibung und vom Komponententyp direkt im Simulationsalgorithmus ermittelt. Für PV-Module kann so vom Steller eine MPP-Regelung, für Brennstoffzellen eine Stromregelung vorgenommen werden. Für Steller zwischen Subnetzen wird die Regelungsanforderung gemäß der Netzsituation ermittelt (→ Abschnitt 4.3.4) und unter Berücksichtigung vorgegebener Grenzwerte erfüllt.

Um trotz der Vielseitigkeit der technischen Realisierungen ein ausreichend gutes Abbild des elektrischen Verhaltens zu erhalten, wurde in [MÜL-97] ein Algorithmus zur Stellerberechnung entwickelt, der sowohl leistungsabhängige Wirkungsgradkennlinien als auch den Master-Slave-Betrieb von kaskadierten Stellerarrangements in die Berechnung einbeziehen kann. Benötigter Eigenstrombedarf kann durch Kennlinienanpassung oder Beschreibungsoptionen berücksichtigt werden. Dafür werden die in Abbildung 4.30 gezeigten Eingangs- und Ausgangsgrößen benötigt.

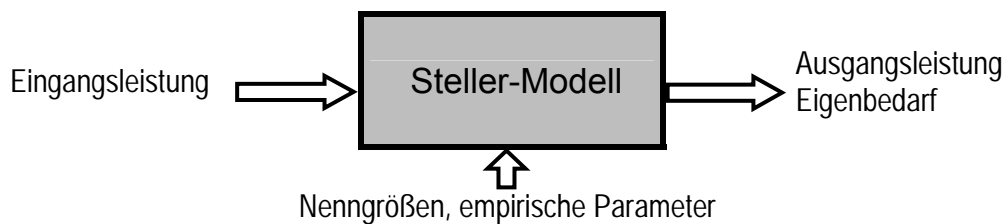


Abbildung 4.30: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Steller-Modells [MÜL-97]

4.2.5 Netzanschluss

Neben reinen Inselfsystemen kann das vorliegende Simulationspaket auch an ein übergeordnetes elektrisches Netz gekoppelte Systeme modellieren. Das elektrische Netz wird als unendlicher Energiespeicher genutzt, die Netzfrequenz kann in erster Näherung als konstant betrachtet werden und vorgegeben werden. Die Netzspannung wird ebenfalls in der Beschreibung als am nächsten Mittelspannungstransformator fest definiert. Zu diesem Transformator kann eine impedanzbehaftete Leitungsverbindung beschrieben werden, wodurch entsprechend dem Leistungsfluss ein Spannungsfall oder eine Spannungsanhebung entsteht.

4.2.6 Leitungen

Gerade bei der Berechnung schwacher, dezentraler Netzen, in denen die Spannungshaltung ein verhältnismäßig großes Problem darstellt, ist es wichtig, auch eine möglichst genaue Abbildung von Leitungsverlusten zu integrieren. Um realitätsnahe Untersuchungen der Auswirkung von Konfigurationsänderungen in dezentralen Anlagen oder Netzen zu ermöglichen, wurden in das beschriebene Simulationsprogramm sowohl Leitungsverbindungen zwischen einzelnen Knoten eines Netzwerkes als auch Zuleitungen zu Komponenten neu implementiert. Angegeben werden kann für eine elektrische Verbindung der ohmsche Widerstand R sowie die Leitungsinduktivität L . Die Querimpedanzen von Niederspannungsleitungen können in der Regel vernachlässigt werden, da es sich um elektrisch kurze Leitungen handelt. Dafür wirkt hier der ohmsche Längsanteil einer Leitung wesentlich stärker als beispielsweise bei Hochspannungsleitungen. Damit ergibt sich die komplexe Leitungsimpedanz in Längsrichtung zu:

$$\underline{Z} = R + j 2\pi f \cdot L \quad (4-28)$$

Insgesamt wurde im vorliegenden Simulationsalgorithmus auf die Berechnung von Blindleistungsflüssen verzichtet. Dies ist dadurch zu begründen, dass Verbraucher im Niederspannungsnetz in der Regel einen $\cos\varphi$ sehr nahe 1 haben (also reine Wirklasten darstellen), die geringen Blindleistungsflüsse wirken sich somit wenig auf das Spannungsprofil aus und haben, bedingt auch durch die sehr seltene Maschenbildung, nur marginalen Einfluss auf die Leistungsflüsse im Netz.

Durch diese Vereinfachung können die Leitungsberechnungen im vorliegenden Simulationsprogramm auch für Wechselstromsysteme rein reell durchgeführt werden mit:

$$Z = \sqrt{R^2 + (2\pi f \cdot L)^2} \quad (4-29)$$

Bei Gleichstromkreisen wird der induktive Anteil aufgrund der Frequenz $f=0$ zu Null und daher die Leitungsimpedanz gleich dem ohmschen Widerstand R der Leitung.

4.3 Berechnungsalgorithmus

Nach der Vorstellung der einzelnen verwendeten Modelle zur Berechnung elektrischer Komponenten werden im Folgenden die im Rahmen dieser Arbeit vollständig neu entwickelten, flexiblen Algorithmen zur Verknüpfung der Einzelmodelle dargestellt. In [MÜL-97] beschränkte sich die topologische Flexibilität der dort ausschließlich betrachteten Gleichstromkomponenten auf einzelne, zentrale Knoten ohne impedanzbehaftete Verbindungen.

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, wird dem Simulationsprogramm für jede Komponente, jede Sammelschiene und jede Leitung der zu berechnenden Konfiguration eine eindeutige topologische Zuordnung mitgeliefert. Hierdurch kann zu Beginn der Berechnungen für alle Knoten und Komponenten eine Entscheidung über den jeweils anzuwendenden Algorithmus getroffen werden. Unterschieden werden verschiedene topologische und physikalische Anordnungen, die im Folgenden im Detail erläutert werden.

Zunächst soll dabei die Herangehensweise an die Komponentenberechnung für die verschiedenen Konfigurationsmöglichkeiten erläutert werden, um dann am Beispiel eines Gleichstromknotens den entwickelten verschachtelte Berechnungsalgorithmus für Knoten vorzustellen. Aus den speziellen Anforderungen der Gleichstromkomponenten heraus wird dann die Netzberechnung für Gleichstrom- und Wechselstromnetze sowie abschließend für gemischte Netze entwickelt.

4.3.1 Komponentenanschluss

Wie bereits in Kapitel 4.1 erläutert, weisen insbesondere Gleichstromkomponenten wie Batterie oder Photovoltaikmodule einen stark nicht-linearen Zusammenhang zwischen Spannung und Strom bzw. Spannung und Leistung auf. Um eine effektive und analysierbare Systemberechnung auch komplexer Verschaltungen zu ermöglichen, wird zunächst für jede an einen Knoten angeschlossene Komponente die an diesem Knoten wirksame Charakteristik berechnet. Der vorgestellte Berechnungsalgorithmus erlaubt vier verschiedene Verbindungsmöglichkeiten zwischen Komponenten und ihren Knotenanschlüssen, die in Abbildung 4.31 am Beispiel von vier Photovoltaikmodulen gezeigt sind.

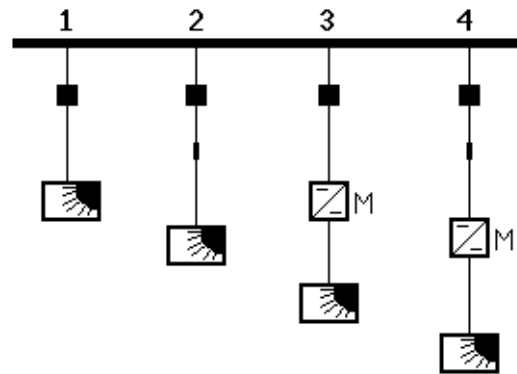


Abbildung 4.31: Anschlussoptionen

1. Bei direktem Anschluss einer Komponente an eine Sammelschiene sind Knotenspannung und Komponentenspannung identisch. Der Berechnungsalgorithmus benutzt das Komponentenmodell, um innerhalb vorgegebener Grenzwerte den Zusammenhang zwischen Strom und Spannung bzw. Leistung und Spannung der Komponente zu errechnen. Je nach Komponentenmodell werden dafür einige Spannungs- (z.B. PV) oder Stromwerte (z.B. Batterie) vorgegeben und unter Berücksichtigung des aktuellen Komponentenzustands und aktueller Umgebungseinflüsse der jeweils korrespondierende Strom- bzw. Spannungswert durch das Modell ermittelt. Die Werte werden auf die Sammelschiene als elektrischen Knoten bezogen, auf diese zufließende Ströme werden dabei positiv gezählt. Aus einzelnen ermittelten Wertepaaren kann dann im übergeordneten Knotenberechnungsalgorithmus durch Interpolation eine vollständige Kennlinie als Iterationsgrundlage generiert werden.
2. Die Berücksichtigung von Zuleitungsimpedanzen im Komponentenanschluss erfolgt durch Verschiebung der Komponentenkenlinien entsprechend dem Spannungsfall auf der Zuleitung. Als Komponentenkenlinie dient dem übergeordneten Algorithmus dann die effektiv am Knoten wirkende Charakteristik.
3. Bei Nutzung eines Stellers zwischen Komponente und Sammelschiene bildet zunächst die Einheit aus Komponente und Steller einen eigenen unabhängigen Berechnungskreis. Bei einem Photovoltaiksteller mit MPP-Regelung wird beispielsweise der aktuelle Punkt maximaler Leistung (MPP) durch Iteration ermittelt und dem Stellermodell als sekundärseitige Eingangsgröße vorgegeben. Der übergeordnete Berechnungsalgorithmus „sieht“ als Komponente nur den Steller als Leistungsübertrager. Effektiv wirkt also eine Kennlinie konstanter Leistung auf der Knotenseite.

4. Analog zu den Ausführungen unter 2. und 3. wird die Stellerkennlinie um den Einfluss der Zuleitungsimpedanz verschoben.

4.3.2 Einzelner Knoten

Am Beispiel des Gleichstromknotens der in Kapitel 2 beschriebenen Stromversorgungsanlage soll nun die Vorgehensweise zur Ermittlung des Arbeitspunktes aller Komponenten veranschaulicht werden. In Abbildung 4.32 ist das auf die wesentlichen Komponenten reduzierte Schaltbild dargestellt. Beteiligte Komponenten sind der Bleibatteriesatz, ein über eine längere Zuleitung angeschlossenes PV-Modul sowie eine durch den Wechselrichter versorgte elektrische Last, die aus Gründen der Übersichtlichkeit das gesamte konzentrierte sekundäre Wechselstromsystem der Beispielanlage darstellt. Der Dieselgenerator kommt in diesem Beispiel nicht zum Einsatz.

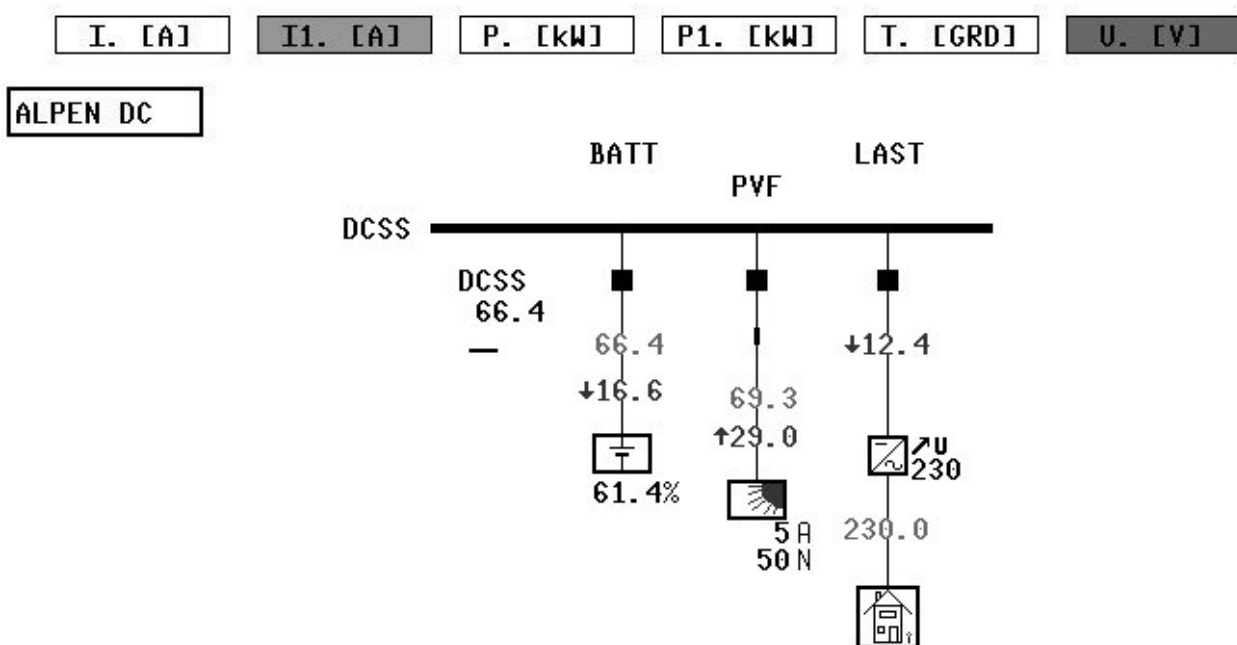


Abbildung 4.32: Reduzierte Gleichstromsammelschiene der Beispielanlage

Gemäß obiger Ausführungen wird im ersten Berechnungsschritt für jede Komponente die effektive knotenbezogene Kennlinie ermittelt. In diesem Beispiel ist die Batterie vom Anschlusstyp 1, das PV-Feld vom Typ 2 und die Wechselrichter/Last-Kombination vom Typ 3. Die Zwischenwerte der Kennlinien werden vom Berechnungsalgorithmus zunächst durch lineare Interpolation ermittelt. In Abbildung 4.33 sind die drei aktuellen, auf den Knoten bezogenen Komponenten Kennlinien dargestellt.

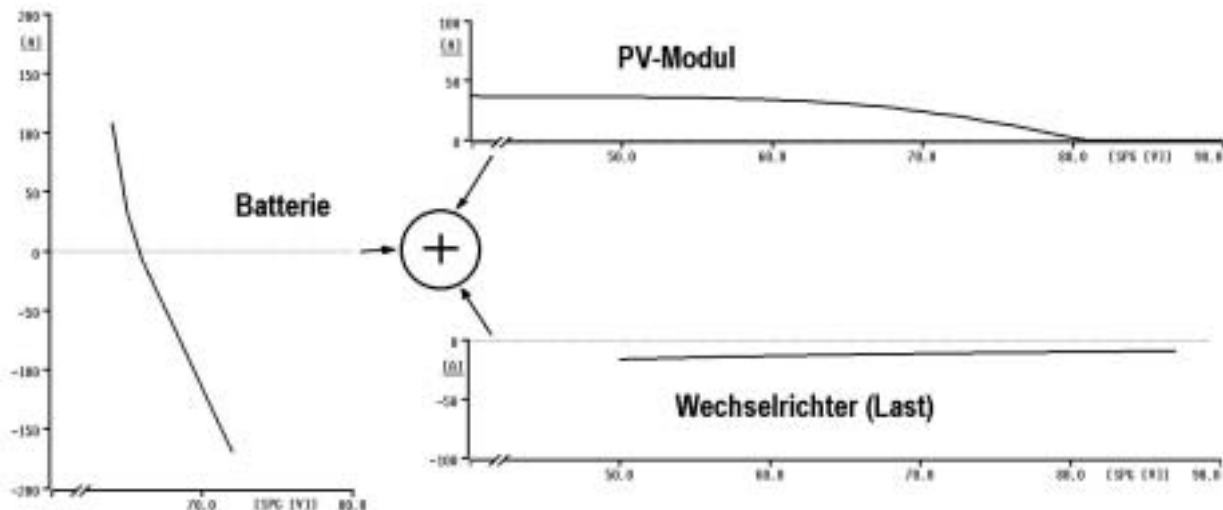


Abbildung 4.33: Summenbildung der Komponentenkennlinien

Um nun die physikalische Verknüpfung der einzelnen Komponenten am betrachteten Knoten zu berücksichtigen, müssen die Kirchhoff'schen Gesetze herangezogen werden. Zunächst einmal bleibt festzustellen, dass alle Anschlüsse an einem Knoten auf gleichem Potenzial sind, also gleiche Spannung haben. Da die ermittelten Komponentenkennlinien auf die Sammelschiene bezogene Werte beinhalten, kann für diese eine „virtuelle Knotenkennlinie“ als Superposition der einzelnen Komponentenkennlinien direkt ermittelt werden. Dazu werden - unter Beachtung der Grenzwerte der Komponenten - die entsprechenden Stromwerte der einzelnen Kennlinien für einige Spannungswerte addiert. Für eine einzeln betrachtete Sammelschiene als Knoten ergibt sich der für alle daran angeschlossenen Komponenten gültige Spannungswert am Nulldurchgang der Summenkennlinie, also an dem Punkt, an dem das erste Kirchhoff'sche Gesetz ($\sum I = 0$) erfüllt ist (\rightarrow Abbildung 4.34).

Da die Summenkennlinie sowie die Komponentenkennlinien zunächst nur an einigen Stützstellen berechnet wurden, sind die daraus ermittelten Werte nur Näherungen und müssen durch einen weiteren Modellrechen Schritt verifiziert werden. Die neu ermittelten Komponentenwerte bilden wiederum zusätzliche Stützpunkte der einzelnen Kennlinien und der Summenkennlinie. Dieser Iterationszyklus wird solange fortgesetzt, bis ausreichende Berechnungsgenauigkeit erreicht wurde. Als Ergebnis ergibt sich gemäß Kirchhoff eine Summe aller beteiligten Komponentenströme, die sehr nahe Null ist, und eine für alle Komponentenanschlüsse gültige Knotenspannung. Der Ablauf des iterativen Knotenberechnungsverfahrens ist in Abbildung 4.35 dargestellt.

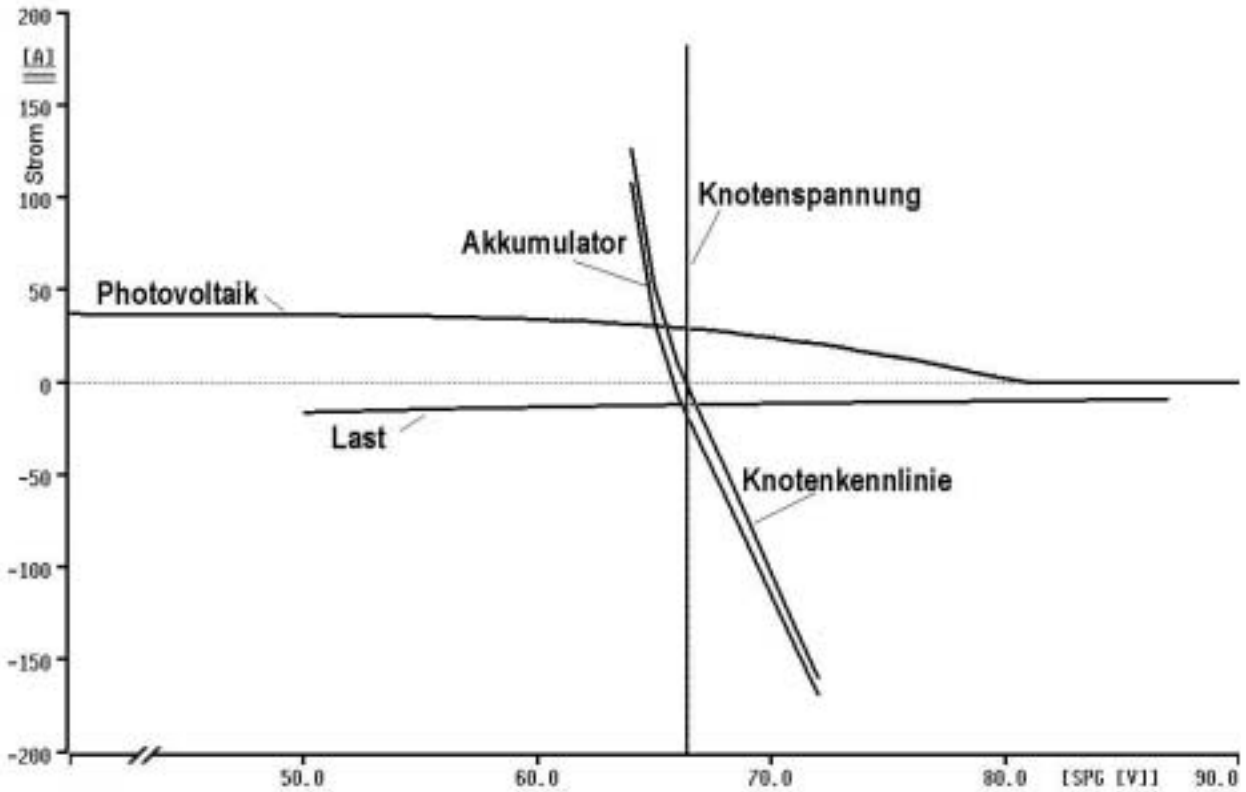


Abbildung 4.34: Komponenten- und Knotenkennlinien an der DC-Sammelschiene

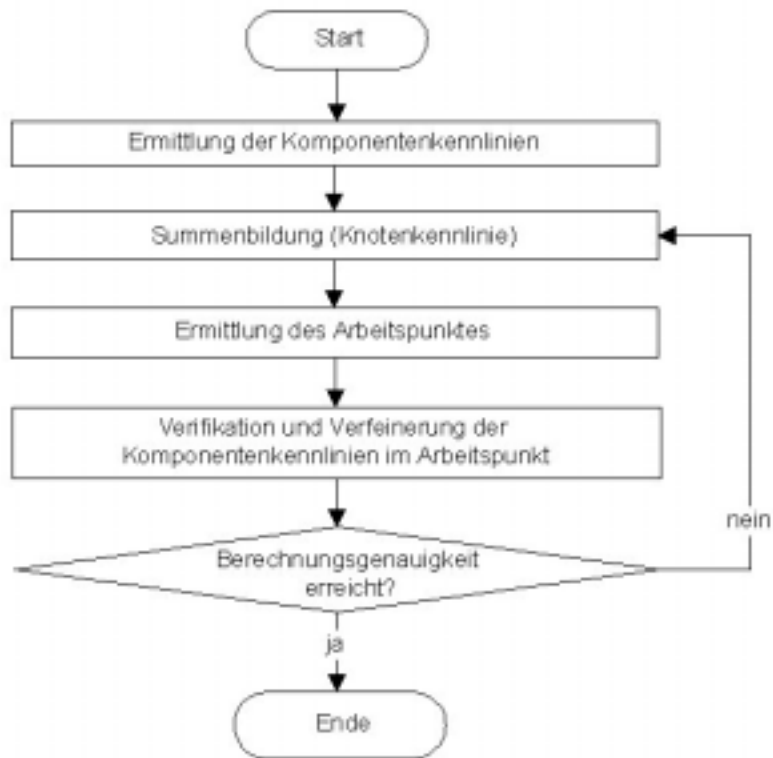


Abbildung 4.35: Ablauf der Berechnung für einzelne Knoten

Eine Summenkennlinie eines einzelnen Knotens enthält sonst nur einen eindeutigen, physikalisch korrekten Arbeitspunkt im Strom- bzw. Leistungsnull-durchgang. Die anderen Werte sind aktuell nicht erreichbar und bilden den potenziellen Teil der Kennlinie.

Die im Rahmen dieser Arbeit eingeführte Bildung und optionale graphische Visualisierung dieser Kennlinie hat sich bei der Dimensionierung von Gleichstromanlagen und der Analyse von Anlagenzuständen als sehr hilfreich erwiesen. Dazu wurde im Simulationssystem DUress durch ein zusätzliches Kennlinien-Messwertfenster eine zyklische Online-Darstellung sowohl der bei der Iteration ermittelten Komponentenkennlinien als auch der Knoten geschaffen. Die Darstellung kann dabei wahlweise in Spannungs-Strom- (Abbildung 4.34) oder Spannungs-Wirkleistungs-Form (Abbildung 4.36) erfolgen. Hierdurch ist es möglich, bei direkt miteinander gekoppelten Komponenten deren aktuellen Betriebspunkte und Charakteristiken zu analysieren und unter Umständen durch Schaltmaßnahmen zu reagieren.

Für die Beispiel-Gleichstromanlage ergeben sich für die berechnete Situation (gemäß Abbildung 4.34) die Spannungs-Leistungs-Kurven in Abbildung 4.36. Deutlich ist die Abhängigkeit der PV-Modul-Leistung von der Knotenspannung zu erkennen. Um das Modul in seinem leistungsoptimalen Arbeitspunkt (MPP) zu betreiben, wäre eine Sammelschienenenspannung von etwa 61,5 V erforderlich. Der durch die Iteration ermittelte Wert der Knotenspannung liegt im gewählten Beispiel bei ungefähr 66 V. Eine genauere Analyse der erzielten Leistung ergibt einen um nur 7 % vom Optimum abweichenden Wert. Da gerade die PV-Modulkennlinie erheblichen Schwankungen durch Strahlungswechsel und Temperaturveränderungen unterworfen ist, wären in diesem Fall Topologieeingriffe zur Optimierung nicht sinnvoll.

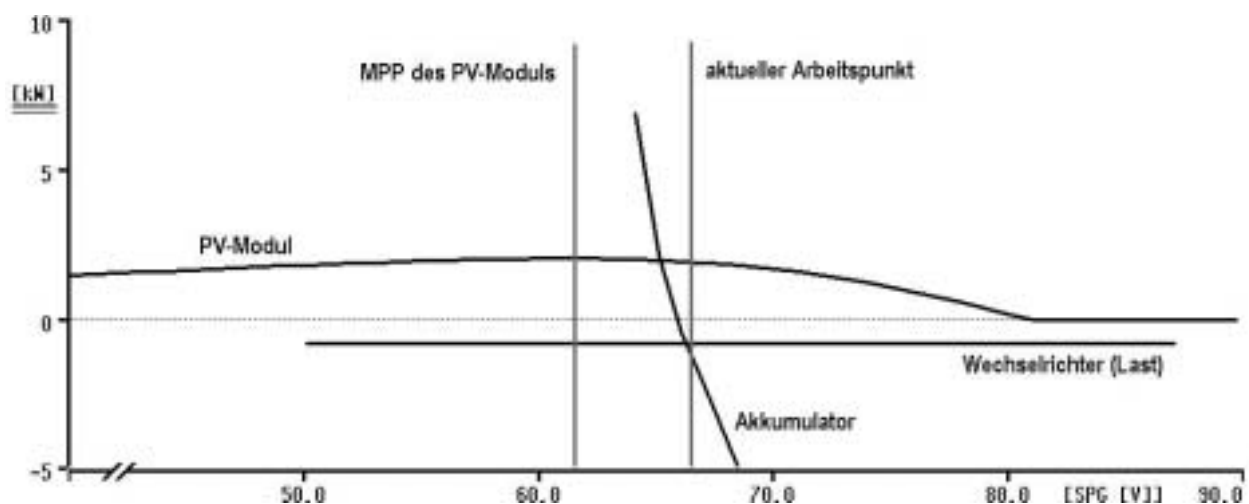


Abbildung 4.36: Arbeitspunktbeobachtung (Wirkleistung)

Durch Analyse mehrerer signifikanter Anlagenzustände durch diese Darstellung kann bei der Untersuchung von Anlagen beurteilt werden, ob die einzelnen

Komponenten der Anlagenkonfiguration gut miteinander agieren oder ob einzelne Komponenten ausgetauscht oder Parameter verändert werden müssen.

4.3.3 Netzberechnung

Der aus einer Knotenkennlinie abzulesende Arbeitspunkt liegt bei isolierten Sammelschienen immer im Stromnulldurchgang. Sobald mehrere Sammelschienen über Leitungen zusammengeschaltet werden, kann zwischen den einzelnen Knoten ein Stromfluss auftreten. Sammelschienen stellen dabei die Knoten des Netzwerkes und Leitungen dessen Zweige dar. Leistungsflüsse zwischen den einzelnen Knoten verursachen Übertragungsverluste und Spannungsfälle, wodurch sich im Netz ein Spannungsprofil einstellt. Die Berechnung der Knotenspannungen und Zweigströme kann für beliebig verschaltete elektrische Netzwerke durch Lastflussrechnungen erfolgen [HAN-87].

Dazu wird zunächst unter Berücksichtigung der aktuellen geschalteten Netztopologie (→ Kapitel 2.4) die Knoten-Zweig-Struktur des Netzes ermittelt; jedem Knoten wird eine eindeutige laufende Nummer zugeordnet und eine $(n \times n)$ Matrix (mit n der Anzahl der Knoten) aufgestellt. Sind zwei Knoten i und j über eine Leitung miteinander verbunden, wird die entsprechende Leitungsadmittanz in die zwei korrespondierenden Felder ij bzw. ji mit negativem Vorzeichen eingetragen. Zusätzlich werden in die Felder i und j der Hauptdiagonale der Matrix die Werte der jeweiligen Spalte aufaddiert. Die Knotenadmittanzmatrix \vec{Y} spiegelt den physikalischen Zusammenhang zwischen den Knotenspannungen U_i und den Knotenströmen I_i wider.

$$\vec{Y} \cdot \vec{U} = \vec{I} \quad (4-30)$$

Für die Berechnung eines elektrischen Netzes kann also die physikalische Struktur auf die Elemente Zweige und Knoten reduziert werden. Die Zweige stellen statische Elemente dar, welche die physikalische Eigenschaft einer Impedanz besitzen. Die Knoten bilden dann, je nach Topologie und Zuständen von Lasten und Erzeugern, in Summe Lastknoten, Einspeiseknoten oder Verbindungsknoten. Die Entscheidung darüber ergibt sich aus der Summe der am Knoten selbst unter Ausschluss aller Verbindungen zu anderen Knoten auftretenden Leistungen.

Um eine Lastflussiteration mit klassischen Lastflussalgorithmen durchführen zu können, ist zunächst die Auswahl eines Referenz-Knotens („Slack“) notwendig. Dieser Slack sollte die Eigenschaft haben, den Leistungsausgleich für die übrigen Knoten bei konstanter gegebener Spannung erfüllen zu können. Solche Knoten mit flexibler Leistungsbereitstellung können in Wechsellspannungsnetzen durch einen Anschluss an ein externes Versorgungsnetz (→ Abschnitt 4.2.5) oder allgemein durch spannungsgeregelte Steller (→ Abschnitt 4.2.6) - sofern sie innerhalb ihrer Grenzen betrieben werden - entstehen. Die übrigen Knoten werden dann als so genannte Last-Knoten definiert, deren geforderte Eigenschaft im Lastfluss die feste Leistung bei variabler Spannung ist [HAN-87]. Da im

Simulationsalgorithmus auf die Berücksichtigung der Blindleistung verzichtet wurde, werden diese Knoten im Folgenden als Leistungsknoten bezeichnet.

Bedingt durch die für den Berechnungsalgorithmus geforderte Allgemeingültigkeit kann nicht sichergestellt werden, dass immer ein Knoten im Netz vorhanden ist, der als Slack den Anspruch der konstanten Spannung bei variabler Leistung erfüllt. Dies würde bei der Darstellung als Spannungs-Wirkleistungs-Kennlinien (Abbildung 4.34) eine senkrechte lineare Knotenkennlinie bedeuten. Analog werden nicht notwendigerweise alle übrigen Knoten entsprechend der Ausführungen im vorigen Abschnitt eine feste, spannungsunabhängige Leistungsaufnahme oder Leistungsabgabe (horizontale Knotenkennlinie) erlauben. Spannungs-Wirkleistungscharakteristiken können bei Wechselstromnetzen durch spannungsabhängige Lasten, spannungsgeregelte Leistungssteller oder auch durch Spannungsfälle auf Komponentenzuleitungen verursacht sein, bei Gleichstromnetzen durch direktgekoppelte Komponenten.

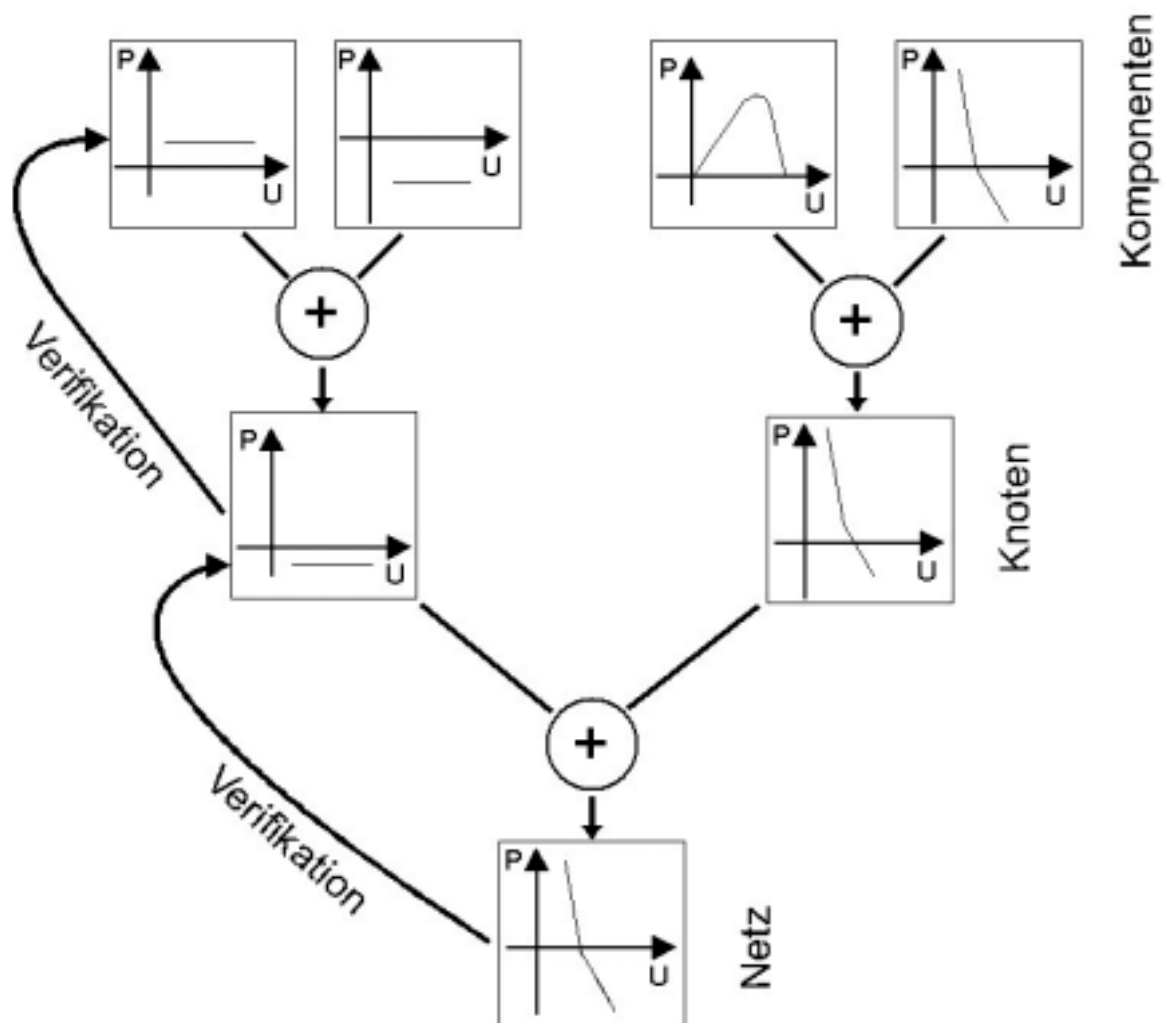


Abbildung 4.37: Die drei Ebenen der Netzberechnung

Aus diesem Grund wurde der zur Berechnung der Leistungsflüsse und des Spannungsprofils in einem Netzwerk notwendige Lastflussalgorithmus zusätzlich in einen übergeordneten Iterationsalgorithmus eingebettet. Zu Beginn werden für alle beteiligten Knoten, unter Berücksichtigung der jeweiligen effektiven Komponentenkennlinien, die Knotenkennlinien und damit die Spannungs-Wirkleistungscharakteristik wie beim isolierten Gleichstromknoten ermittelt. Anschließend wird, im ersten Schritt zunächst unter Vernachlässigung aller Leitungsimpedanzen, das gesamte Netz zu einem konzentrierten Knoten zusammengefasst und eine virtuelle Netzkennlinie ermittelt. Da sich auch in einem abgeschlossenen Netz die Summe aller Ströme zu Null addieren bzw. Leistungsgleichgewicht herrschen muss, kann nun die Spannung im Stromnulldurchgang dieser Kennlinie als Startwert der Lastflussberechnung für alle Knoten genommen und entsprechend ihrer Kennlinien Leistungswerte errechnet werden.

Für den Lastflussalgorithmus wird nun der für diesen Spannungswert gültige Leistungswert der einzelnen Knoten als Startwert genommen, der leistungsstärkste Knoten zudem als Slack-Knoten ausgewählt und seine Spannung fixiert. Ausgehend von einer am Slack fest eingepprägten Spannung können mit Hilfe des Lastflussalgorithmus die Leistungsflüsse im Netz, die Spannungsfälle auf den Leitungen, die Spannung an jedem einzelnen Knoten und damit dann die jeweiligen Knotenströme ermittelt werden. Bei jedem Berechnungsschritt der Iteration, die dem Lastfluss übergeordnet ist, wird der entsprechende Leistungswert der Lastknoten und die Spannung des Slack-Knotens anhand der ermittelten Netzsituation gemäß der Knotenkennlinien korrigiert, bis Konvergenz erreicht ist (→ Abbildung 4.38).

Mit den nun ermittelten Knoten-Spannungen können abschließend alle beteiligten Komponentenmodelle noch einmal zur Verifikation aufgerufen werden. Sollten dabei durch veränderte Spannungen signifikante Abweichungen des Modells von der ursprünglichen, linearisierten Komponentenkennlinie auftreten, wird der Netzberechnungsalgorithmus unter Berücksichtigung der Abweichungen wiederholt aufgerufen. Solche mehrfach iterativen Berechnungen sind insbesondere bei Gleichstromnetzen mit vielen direktverschalteten Gleichstromkomponenten aufgetreten.

Die hier erläuterten Berechnungsverfahren für Knoten und Netze werden im vorliegenden Simulationsalgorithmus für Gleichstrom- und Wechselstromknoten und -netzwerke angewandt. Die Berechnungsalgorithmen für isolierte Knoten und vernetzte Knoten sind im realisierten Programm nicht separiert. Der Anschaulichkeit halber wurden sie hier als zwei getrennte Algorithmen beschrieben.

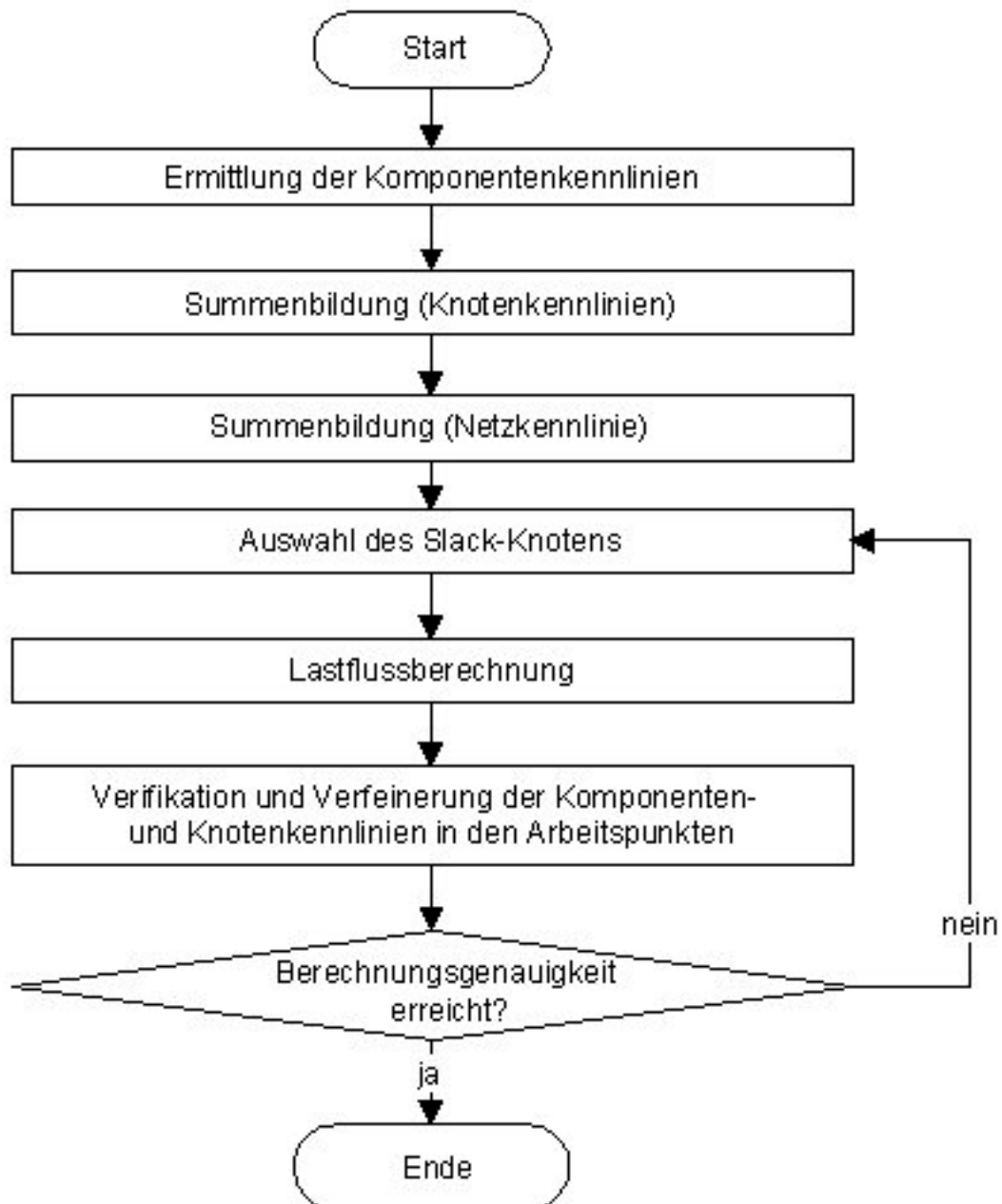


Abbildung 4.38: Ablauf der Berechnung für vernetzte Knoten

4.3.4 Gemischte Netzwerke

Die Berechnung von Gleichstrom- und Wechselstromnetzwerken erfolgt, wie oben erläutert, mittels eines klassischen Lastflusses, der durch spezielle optimierende Algorithmen mit den notwendigen Daten versorgt wird. Durch den Einsatz von bidirektionalen Umrichtern oder Gleichstromstellern ist auch die Kombination von verschiedenen Netzbereichen zu einem gemischten Netzwerk möglich.

Als einfaches Beispiel eines solchen gemischten Netzwerkes soll hier wieder das in Kapitel 1.5 vorgestellte Beispiel-Hybridsystem dienen. Dieses besteht aus einer Gleichstrom- und einer Wechselstrom-Sammelschiene, die über einen

automatisch geregelten, bidirektionalen Umrichter verbunden sind. In Abbildung 4.39 ist der Systemzustand der einzelnen Komponenten und des Gesamtsystems dargestellt. Als Messwerte sind die Komponenten- und Sammelschienen-spannungen (in V) sowie die Leistungen (mit Richtungspfeil, in kW) zu sehen. Die Spannung der Wechselstromseite wird dabei durch den bidirektionalen Umrichter vorgegeben, dessen Sollwert manuell eingestellt werden kann.

In der diskreten Zeitschrittsimulation wird für den zu berechnenden Augenblick zunächst für beide Sub-Netzwerke eine analytische Vorberechnung durchgeführt. Diese beinhaltet die Generierung der Netzkennlinien, wie es in Abschnitt 4.3.3 beschrieben wurde. Aus diesen kann der Algorithmus dann die notwendige Leistungsübertragung zwischen den zwei Netzbereichen und damit den Arbeitspunkt des Umrichters ermitteln. Die Sub-Netze werden anschließend jeweils autonom unter Einbeziehung des Umrichters analog zu den Ausführungen in Abschnitt 4.3.3 berechnet.

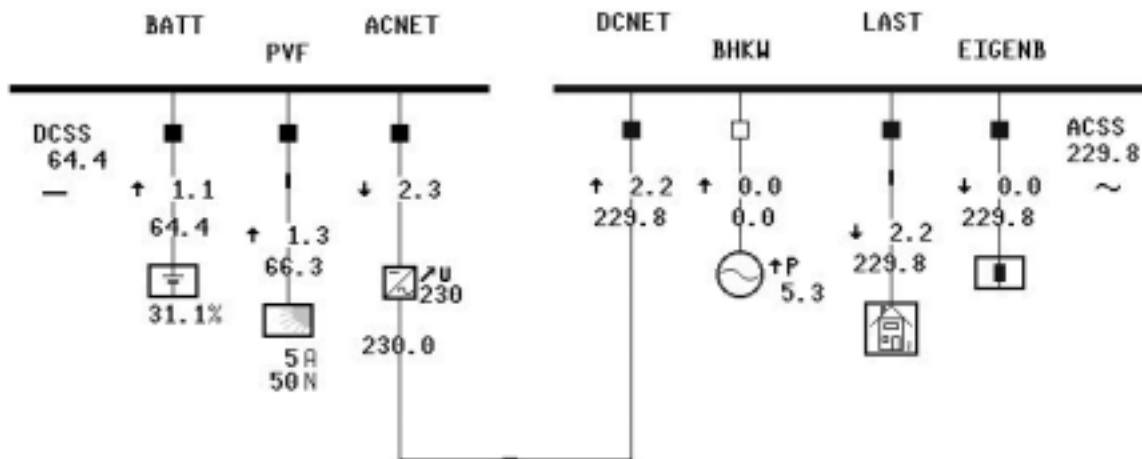


Abbildung 4.39: elektrischer Systemteil der Beispiel-Anlage

In Abbildung 4.40 sind die jeweiligen aktuellen Knotenkennlinien von Gleichstrom- und Wechselstromanlage für die in Abbildung 4.39 gezeigte Situation und die sich nach der Zuschaltung des Generators mit der Einspeiseleistung von 5,3 kW ergebende Situation dargestellt. Deutlich wird dabei einerseits die stark von der Akkumulatorcharakteristik dominierte Gleichstromkennlinie, die über einen kleinen Spannungsbereich starke Leistungsvariabilität erlaubt, und andererseits die nur durch ohmsche Leitungsverluste beeinflusste nahezu horizontale Summenlinie der Wechselstromkomponenten. Entsprechend diesen Charakteristiken ermittelt der Simulationsalgorithmus nun zu jedem Zeitpunkt die notwendigen Übertragungsleistungen des Umrichters. Das Wechselstrom-Subnetz dominiert durch seine harte Charakteristik (nahezu horizontale Kennlinien) den Leistungsfluss. Im Szenario ohne Generatorbetrieb bezieht es 2,2 kW elektrische Wirkleistung, direkt nach Zuschaltung des Generators verschiebt sich die Leistungs-Spannungs-Kennlinie entsprechend um 5,3 kW in den positiven Leistungsbereich. Damit wird nun eine Rückspeisung von 3,1 kW in den Gleichstromanlageanteil erfolgen, was zu einer Ladung der Batterie führt.

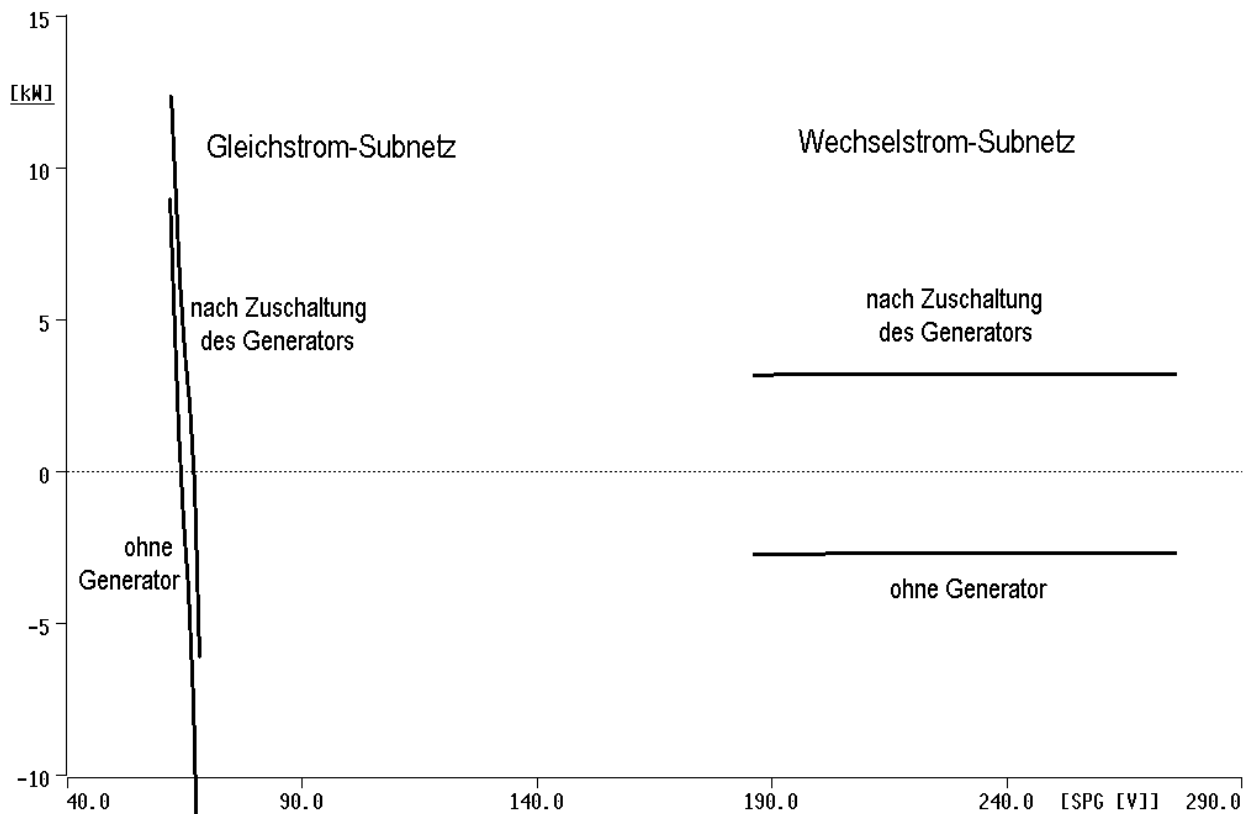


Abbildung 4.40: Subnetzkenmlinien bei automatischem Umrichterbetrieb

In Abbildung 4.41 ist der für obiges Szenario ermittelte Spannungsverlauf auf beiden Sammelschienen dargestellt. Die Spannung auf der Gleichstromseite (linke Achse) ist durch den Akkumulator bestimmt, dadurch reagiert die Spannung entsprechend stark auf Änderungen der Einspeisung und Belastung. Nach Zuschaltung des Generators erfolgt eine Ladung des Akkumulators, gekennzeichnet durch den Spannungshub. Die Wechselspannung (rechte Achse!) ist durch den bidirektionalen Umrichter dominiert, der an seinem sekundären Ausgang die Spannung auf 230 V fixiert. Die am Knoten auftretenden geringen Schwankungen sind nur durch die Zuleitungsimpedanz gegeben.

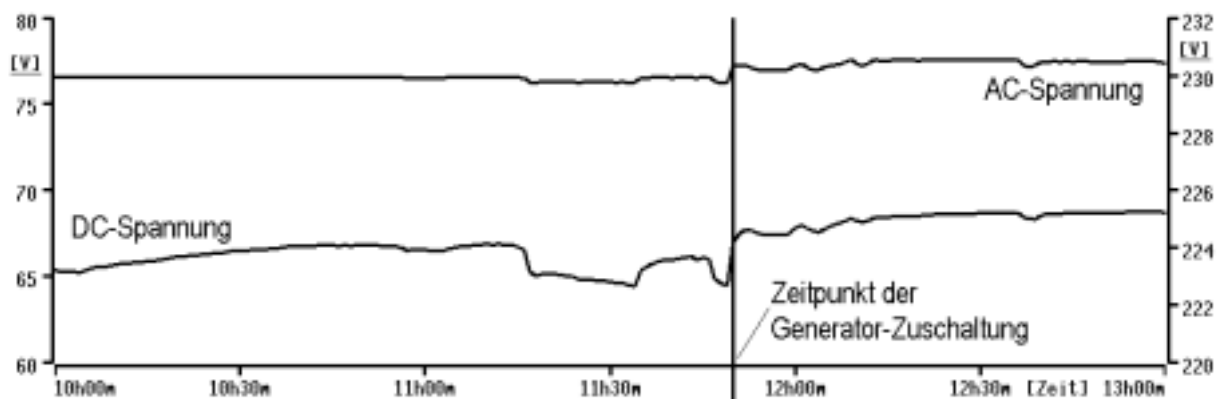


Abbildung 4.41: Spannungsverlauf an den Sammelschienen

Neben automatischen Leistungsübertragern ist auch die Nutzung von sollwertgeführten Stellern oder entsprechenden Kombinationen möglich. Dabei werden die sollwertgeführten Steller als feste Komponenten in die Subnetz-Kennlinien einbezogen.

4.4 Diskussion der Ergebnisse

In diesem Kapitel wurden die einzelnen im Simulationsprogramm implementierten Modelle elektrischer Einzelkomponenten vorgestellt. Das neu entwickelte Kennlinienverfahren als Basis der Berechnungen erlaubt die stellerlose Kombination verschiedenster Komponenten und ihrer Modelle. Es können problemlos Modelle mit Strom-Spannungs-Abhängigkeit, Spannungs-Strom-Abhängigkeit oder Spannungs-Leistungsmodelle miteinander verknüpft werden. In Kapitel 7 wird am Beispiel der konzentrierten Solar-Wasserstoff-Planungsstudie KonWerl die Mächtigkeit dieses Berechnungsverfahrens verdeutlicht. Das Verfahren ist zudem durch die schrittweise Detaillierung der Berechnungen sehr effektiv, es werden zunächst nur wenige Stützstellen der Charakteristiken errechnet und anschließend um den Arbeitspunkt herum detailliert.

Neben der Rechenoptimierung ist aber gerade die Anschaulichkeit dieses Verfahrens für die Auslegung verzweigter Anlagen wichtig. Es ist möglich, über eine Softwareschnittstelle die simulierten Kennlinienwerte aller Komponenten und der Knoten in einer Darstellung parallel zum simulierten Prozess zu visualisieren. Somit ist eine hohe Transparenz der Berechnungen gegeben, die dem Anlagenplaner gute Einblicke in den Prozessablauf gibt und Optimierungsoptionen aufzeigt, wie am Beispiel des MPP-Punktes der Gleichstromsammelschiene gezeigt wurde.

Mit den beschriebenen Algorithmen und Modellen ist eine Berechnung quasi-beliebiger elektrischer Anlagenkonfigurationen im Rahmen physikalischer Gesetzmäßigkeiten möglich. Beispiele für verschiedene gerechnete Konfigurationen werden im Kapitel 7 vorgestellt.

Im folgenden Kapitel werden die Modelle zur Berechnung *thermischer* Komponenten von dezentralen Energieanlagen und die implementierten Verknüpfungsmöglichkeiten beschrieben.

5 Algorithmus zur Berechnung thermischer Kreise

Die Entwicklung in der dezentralen Energieversorgungstechnik ist in den letzten Jahren verstärkt dahin weitergeführt worden, Versorgung nicht mehr nur als singuläres Problem zu betrachten, sondern integrierte hybride Systeme zu entwickeln. Dazu gehört, wie bereits erläutert, die Kombination vieler dezentraler Einheiten zum gegenseitigen Ausgleich. Insbesondere auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung, also der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom, wurden erhebliche Fortschritte erzielt, auch in Bezug auf die zukünftig verbreitete Nutzung der Brennstoffzelle. Um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen und hybride Energiesysteme im Vorhinein testen und beobachten zu können, wurde das Simulationsprogramm zusätzlich um verschiedene Optionen der Wärmeerzeugung, Speicherung und Verteilung erweitert.

	Temperaturverhalten	Hilfsenergie	Anfahrverhalten	Art des Modells
Solarkollektor	X		X	phy
Wärmepumpe (Luft, Sole, Erde)	X	X	X	phän
Brennstoffzelle (PEFC, AFC, SOFC)	X		X	phy/phän
Blockheizkraftwerk	X		X	phän
Speicher	X		X	phy/phän
el. Heizstab	X	X		phän
Lasten / Heizung	X			phän
Lasten / Warmwasser	X			phän
Wärmetauscher	X			phy
Rohre / Pumpen	X	X	X	phy

Tabelle 5.1: Übersicht der implementierten Modelle thermischer Anlagenkomponenten

Im Folgenden werden zunächst verschiedene Teilkomponenten erläutert, die für den Betrieb von Wärmeversorgungssystemen benötigt werden. Anschließend werden die einzelnen Hauptkomponentenmodelle und das implementierte Berechnungsverfahren vorgestellt. Eine Übersicht über die vollständig neu implementierten Komponentenmodelle gibt Tabelle 5.1, die Struktur und Abkürzungen entsprechen der Übersicht zu Beginn des Kapitels 4. Bei der Beschreibung der Modelle wird, analog zur Vorgehensweise in Kapitel 4, jeweils eine Übersicht der Eingangs- und Ausgangsgrößen der Modelle gezeigt.

5.1 Komponentenmodelle

5.1.1 Allgemeine Zusammenhänge

Zu Beginn sollen hier einige grundsätzliche Zusammenhänge für Standardbauteile in der Wärmeversorgungs-technik erörtert werden, die für alle speziellen Komponenten im Weiteren benötigt werden. Dazu gehört die Betrachtung von Wärmetauschern, Rohrleitungen und Umwälzpumpen.

5.1.1.1 Wärmetauscher

Wärmetauscher dienen zur Übertragung von Wärme von einem Medium mit höherer Temperatur (primär) auf ein Medium mit niedrigerer Temperatur (sekundär). Durch die Abgabe von Energie kühlt das primäre Medium um eine Temperatur ΔT_1 ab und das sekundäre Medium wird um ΔT_2 erwärmt. Zur Bestimmung des Gesamtverhaltens eines Wärmetauschers ist zunächst die Ermittlung des logarithmischen Temperaturmittelwerts ΔT_m notwendig [KHA-95]:

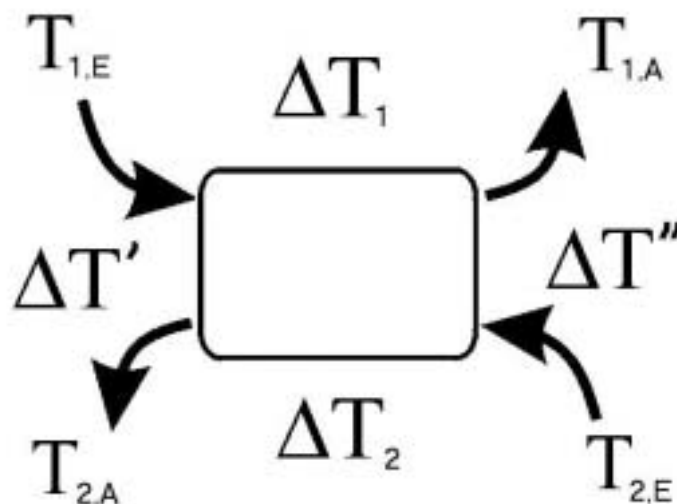


Abbildung 5.1: Definition der Temperaturen am Gegenstromwärmetauscher

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T' - \Delta T''}{\ln \frac{\Delta T'}{\Delta T''}} \quad (5-1)$$

$\Delta T', \Delta T''$ den Temperaturdifferenzen der Anschlüsse des Wärmetauschers

Abhängig von der Bauart werden diese Differenzen aus den Ein- und Ausgangstemperaturen der primären und sekundären Medien gebildet. Für den Gegenstromwärmetauscher (\rightarrow Abbildung 5.1) gilt für die heiße Seite des Wärmetauschers:

$$\Delta T' = T_{1,E} - T_{2,A} \quad (5-2)$$

$T_{1,E}$ Temperatur des in den Wärmetauscher einfließenden primären Mediums (Quelle)

$T_{2,A}$ Ausgangstemperatur des sekundären Wärmeträgers.

Die in einem als verlustlos angenommenen Wärmetauscher umgesetzte Wärmeleistung \dot{Q} hängt von den primären und sekundären Wärmeträgern ab [KHA-95]:

$$\dot{Q} = \dot{m}_1 c_1 \Delta T_1 = \dot{m}_2 c_2 \Delta T_2 \quad (5-3)$$

\dot{m} Durchfluss des Mediums

c spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgers

Außerdem gilt der material- und konstruktionsabhängige Zusammenhang

$$\dot{Q} = Ak\Delta T_m \quad (5-4)$$

A effektive Heizfläche des Wärmetauschers

k Wärmedurchgangskoeffizient des Wärmetauschers.

Mit Kenntnis dieser allgemeinen Zusammenhänge ist es nun möglich, unter Beachtung der Strömungsrichtungen die Wärmeübertragung in Wärmetauschern verschiedener Bauarten zu berechnen.

Für einen Tauch-Wärmetauscher, wie er beispielsweise in Wärmespeichern genutzt wird, gilt im Übrigen nach [KHA-95] der folgende Zusammenhang:

$$T_A = T_E + (T_T - T_E) \cdot e^{-\frac{Ak}{\dot{m}c}} \quad (5-5)$$

T_A, T_E Ausgangs- und Eingangstemperatur

T_T Temperatur des Tauchmediums (Speicherwasser).

Die in einem freistehenden Wärmetauscher durch Abstrahlung nach außen auftretenden Verluste müssen entsprechend der Oberfläche berücksichtigt werden. Bei Tauchwärmetauschern oder solchen zur Wärmeabführung aus einer Komponente treten jedoch nahezu keine Verluste auf; dennoch können sie von den Komponentenmodellen im Wirkungsgrad berücksichtigt werden. Die verwendeten Ein- und Ausgangsgrößen der implementierten Wärmetauscherberechnung sind in Abbildung 5.2 dargestellt.

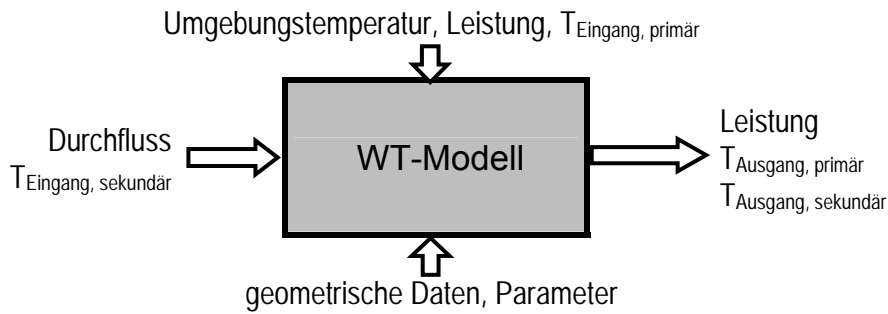


Abbildung 5.2: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Wärmetauscher-Modells

5.1.1.2 Rohrleitungen

Als Verbindungen zwischen einzelnen thermischen Komponenten dienen Rohrleitungen zur Energieübertragung. Durch Rohre werden flüssige Wärmeträger durch Aufwendung von äußerer Energie (z.B. Pumpenergie) transportiert. Während der Übertragung von erwärmten Medien durch Rohrleitungen wird dem Medium Energie sowohl für die Erwärmung des Rohres als auch für auftretende Zirkulationsverluste durch Wärmeabgabe an die Umgebung entzogen [QUA-98].

Aufheizverluste treten insbesondere nach Stillstandszeiten auf: Das Rohrmaterial und das sich im Rohr befindliche Medium sowie alle sonstigen im Wärmekreis integrierten Bauteile (Pumpen, Messeinrichtungen, Ventile), die sich auf dem Temperaturniveau T_0 befinden, werden durch das einströmende Medium der Temperatur T_E erwärmt; dafür wird die Wärme Q_A benötigt:

$$Q_A = \sum mc \cdot (T_E - T_0) \quad (5-6)$$

m Masse des Objektes / Mediums
 c Wärmekapazität des Objektes / Mediums

Im laufenden Betrieb treten durch den Temperaturunterschied zwischen dem Wärmeträgermedium T_W im Rohrinernen und der Umgebungstemperatur T_U so genannte Zirkulationsverluste auf:

$$Q_Z = k' l (T_W - T_U) \Delta t \quad (5-7)$$

k' Wärmedurchgangszahl der Rohrisolierung
 l Gesamtlänge des Rohres
 Δt betrachtetes Zeitintervall

Mit Kenntnis der Isolierungsmaterialien und des Rohraufbaus ist eine Bestimmung der Wärmedurchgangszahl möglich:

$$k' = \frac{\pi}{\frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_a}{d_i} + \frac{1}{kd_i}} \quad (5-8)$$

k Wärmedurchgangskoeffizient der Isolierung
 λ Wärmeleitfähigkeit der Isolierung
 d_a, d_i Außen- und Innendurchmesser der Isolierung.

Diese Verluste wirken sich am Ausgang des Rohres in einer gegenüber der Eintrittstemperatur niedrigeren Temperatur aus. Die Rohrausgangstemperatur ergibt sich bei bekanntem Durchfluss \dot{m} und ausreichend kleinem Zeitintervall Δt wie folgt:

$$T_A = T_E - \frac{(Q_Z + Q_A)}{\dot{m} c} \frac{1}{\Delta t} \quad (5-9)$$

Bei Stillstand des Wärmeträgers kühlt sich dieser langsam in Abhängigkeit der Zeit ab:

$$T_W(t) \approx \left(1 - \frac{k' \cdot l}{\sum m \cdot c} \cdot \Delta t \right) \cdot [T_W(t - \Delta t) - T_A] + T_A \quad (5-10)$$

Insgesamt hat sich im Laufe dieser Arbeit gezeigt, dass eine solche vereinfachte Betrachtung des Verhaltens von Rohren bei relativ kleinen Zeitintervallen im Minutenbereich ausreicht. Bei längeren Berechnungsschritten ist entweder eine differentielle Betrachtung des Temperaturverlaufes notwendig oder eine entsprechende Anzahl von Zwischenberechnungsschritten durchzuführen. Gleichzeitig ist das Modell aufgrund der vereinfachten stetigen Temperaturverteilung im Rohr bei zu kleinen Zeitaufösungen im Sekundenbereich nur näherungsweise einsetzbar; die in der Modellierung berücksichtigten Größen zeigt Abbildung 5.3.

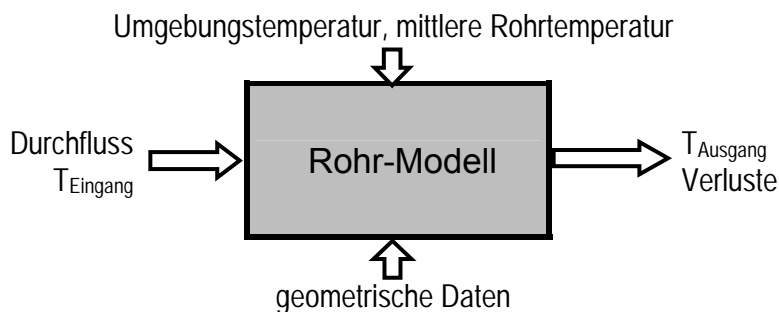


Abbildung 5.3: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Rohr-Modells

5.1.1.3 Umwälzpumpen

In geschlossenen Kreisläufen muss der flüssige Wärmeträger durch Pumpenarbeit zur Zirkulation gebracht werden. Hierfür werden in der Regel kleine Umwälzpumpen eingesetzt. Bei der Kreislaufberechnung wird die Durchflussmenge des Fluids ermittelt und dem Pumpenmodell übergeben. Mit Gleichung (5-11) kann die benötigte elektrische Leistung zum Antrieb der Umwälzpumpe errechnet werden.

$$P_{el} = \frac{1}{\eta_p} \dot{m}gh \quad (5-11)$$

g Gravitationskonstante,
 h Förderhöhe,
 η_p Wirkungsgrad der Pumpe.

Unter Abschätzung der Förderhöhe² und des elektrischen Wirkungsgrades können mit dieser Gleichung auf einfache Art und Weise die notwendige Zusatzenergie zum Betrieb von Kreisläufen berechnet werden, die Ein- und Ausgangsgrößen sind in Abbildung 5.4 dargestellt.

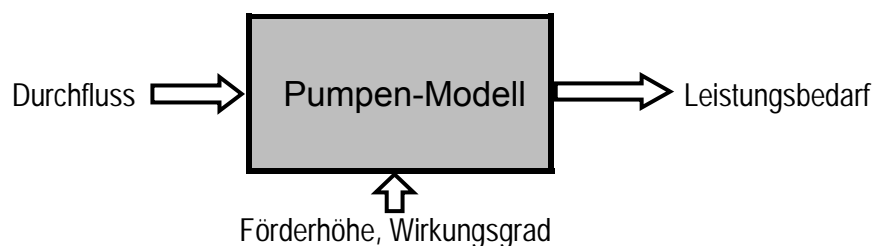


Abbildung 5.4: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Pumpen-Modells

5.1.2 Wärmeauskopplung

In dezentralen Energieversorgungsstrukturen ist man bei Planung und Betrieb der Anlagen bemüht, einen möglichst hohen Nutzungsgrad der primären Energiequelle zu erreichen. Neben der Optimierung des elektrischen Wirkungsgrades der Einzelkomponenten empfiehlt sich außerdem eine Nutzung der Abwärme, die bei allen Formen der Energiewandlung anfällt. Im Bereich der Blockheizkraftwerke (BHKW) hat sich dieses Konzept seit vielen Jahren bewährt. Die Abwärme von motorischen Stromerzeugungsaggregaten wird durch einen Kühlkreislauf abgeführt und einem Wärmeversorgungssystem zugeführt. Ebenso sollen in Zukunft Brennstoffzellenaggregate vermehrt zur kombinierten elektrischen und thermischen Versorgung genutzt werden; hier werden im Brennstoffzellenstack parallel zur Gaszuführung Kühlungskreisläufe eingebracht oder die Wärme aus dem ausströmenden Restgas gewonnen.

² Unter Förderhöhe wird im Falle von geschlossenen Kreisläufen ein Equivalentwert verstanden, der die durch Reibung und Druckverluste aufzubringende Arbeit quantifiziert.

Modelltechnisch wird dieser Wärmegewinnungsprozess realisiert, indem die bei den elektrischen Komponentenmodellen berechnete Abwärmeenergie des aktuell zu berechnenden Zeitschrittes mit einem Kühlmedium über den Wärmetauscher abgeführt wird. In den jeweiligen Temperaturmodellen der Komponenten wird die Abwärmeleistung \dot{Q} und die Betriebstemperatur T_B berechnet, auf die sich die Komponente ohne Wärmeabfuhr durch den Wärmetauscher aufheizen würde. Mit diesen Informationen und den Zusammenhängen aus Abschnitt 5.1.1.1 lässt sich ein physikalischer Zusammenhang zwischen der Komponententemperatur einerseits sowie Durchfluss und Temperaturverlauf des Wärmeträgers im Wärmetauscher andererseits ermitteln. Der Algorithmus arbeitet dabei so, dass die Komponententemperatur die vorzugebende maximale Soll-Temperatur T_S nicht überschreitet.

$$T_{1,E} = T_B \quad \text{bzw.} \quad T_{1,A} = T_S \quad (5-12)$$

Der Wärmetauscher wird dabei über die charakterisierenden Größen Wärmedurchgangskoeffizient k , effektive Oberfläche A sowie den maximalen Durchfluss, der als Grenzwert in den Berechnungen berücksichtigt wird, in der Komponentenbeschreibung definiert, eine Übersicht über die Modellgrößen ist in Abbildung 5.5 gezeigt.

Durch einen Iterationsalgorithmus wird bei bekannter Vorlauftemperatur der Durchfluss des Kühlmediums so variiert, dass die thermische Leistung komplett abgeführt werden kann. Die dafür benötigte Pumpleistung wird dabei als elektrischer Eigenbedarf berechnet und als Last in der Modellierung des elektrischen Systems berücksichtigt. Bei Erreichen der maximalen Pumpenleistung wird die abgeführte Leistung entsprechend reduziert. Ein Beispiel zum Verhalten des Wärmauskopplungs-Algorithmus auch in den Grenzbereichen mit einem Klein-BHKW wird am Ende dieses Kapitels vorgestellt.

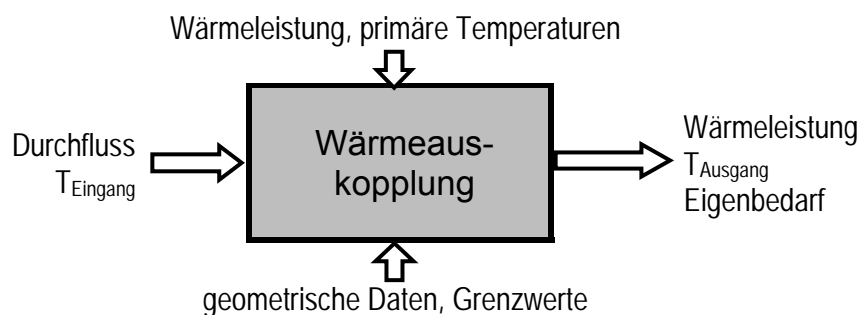


Abbildung 5.5: Eingangs- und Ausgangsgrößen der Wärmeauskopplung

5.1.3 Wärmepumpen

Das Grundprinzip der Wärmepumpe besteht darin, der Umwelt (Wasser, Erdreich, Umgebungsluft) Wärme zu entziehen und diese einem Wärmeversorgungssystem zuzuführen. Dabei wird gemäß der Theorie einer Kaltdampf-Kältemaschine die Energie der Umwelt, die in Form von Anergie vorliegt, durch Zuführung von Energie in Exergie umgewandelt. Als Arbeitsmittel von Wärme-

pumpen werden Kältemittel verwendet, deren Verdampfungstemperatur bei Normaldruck unterhalb der Temperatur des primären Energieträgers (Luft, Wasser) liegt.

Das in einem geschlossenen Kreislauf zirkulierende Arbeitsmittel wird auf Normaldruck entspannt und damit verflüssigt in einen Wärmetauscher geführt, in dem die Energie der primären Wärmequelle zur Erwärmung und Verdampfung des Kältemittels und damit zur Speicherung von Latentwärme genutzt wird. Durch diesen Phasenübergang kann auch bei relativ geringen Temperaturunterschieden der beteiligten Stoffe eine große Energiemenge im sekundären Arbeitsmittel gespeichert werden.

Der erwärmte Arbeitsmitteldampf wird anschließend in einem Kompressor verdichtet, wodurch sowohl Druck und Temperatur des Arbeitsmittels als auch der Kondensationspunkt steigt. In einem dritten Schritt wird dann der Dampf wiederum in einen Wärmetauscher geführt, auf dessen Sekundärseite das zu versorgende Wärmeversorgungssystem angeschlossen ist. Im Kondensator wird die aufgenommene Wärme wieder als sensible Wärme und als Latentwärme abgegeben. Das Kältemittel kondensiert und wird anschließend in einem Expansionsventil wieder auf Normaldruck entspannt. Durch diesen zyklischen Prozess, dessen Energieflussbild in Abbildung 5.6 wiedergegeben ist, kann die von der primären Energiequelle auf relativ niedrigem Temperaturniveau bereitgestellte Energiemenge dem Nutz-System auf entsprechend hohem Niveau übergeben werden.

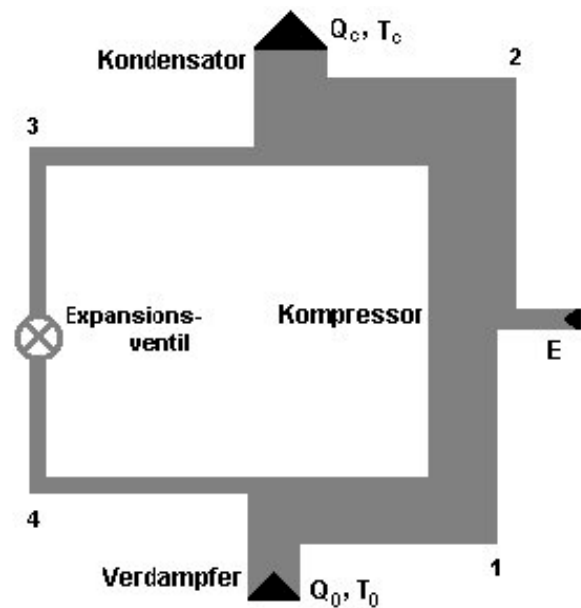


Abbildung 5.6: Energieflussbild einer Wärmepumpe

Für den Betrieb des Wärmepumpenkreislaufes ist nur die für den Kompressor benötigte Antriebsenergie notwendig, die in der Regel durch einen Elektromotor aufgebracht wird. Zur Charakterisierung einer Wärmepumpe wird die Leistungszahl ε_W , die das Verhältnis von der am Kondensator an den Verbraucherkreislauf abgegebenen Wärmeleistung zu zugeführter elektrischer Leistung darstellt, herangezogen:

$$\varepsilon_W = \frac{P_{th}}{P_{el}} \quad (5-13)$$

P_{th} vom Kondensator abgegebene Wärmeleistung
 P_{el} am Kompressor aufgenommene elektrische Leistung

Nach [BUK-83] kann der quasi unerschöpflichen Anergie der Umgebung bzw. des Erdreichs durch Aufwendung der Exergie E die Wärme Q entnommen werden und dabei vom primären Temperaturniveau T_u auf ein Soll-Temperaturniveau T_s angehoben werden.

$$E = \frac{T_s - T_u}{T_s} Q \quad (5-14)$$

Dabei stellt das Verhältnis aus Wärme zu Exergie die Carnot'sche Leistungszahl ε_{cw} dar, die damit nur vom Verhältnis der primären Temperatur T_u zur Soll-Temperatur T_s abhängt:

$$\varepsilon_{cw} = \frac{Q}{E} = \frac{T_s}{T_s - T_u} = \frac{1}{1 - \frac{T_u}{T_s}} \quad (5-15)$$

Somit muss für eine hohe Leistungszahl des Wärmepumpenkreislaufs eine möglichst geringe Temperaturdifferenz angestrebt werden. Je höher also die angeforderte Soll-Temperatur ist, umso schlechter ist auch das Ergebnis der Wärmepumpe.

Die oben genannten Temperaturen müssen jeweils noch aufgrund von Übertragungsverlusten im Wärmetauscher korrigiert betrachtet werden: Um sekundärseitig den Sollwert T_s zu erreichen, muss eine geringfügig höhere Temperatur T_C am Kondensator erreicht werden. Ebenso wird am Verdampfer nicht die Umgebungstemperatur T_U wirken, sondern die geringere Verdampfer-Temperatur T_0 .

Die praktisch im Betrieb einer Wärmepumpe auftretenden Leistungszahlen hängen jedoch neben der Temperaturdifferenz auch erheblich vom Umwandlungsprozess selbst, vom Kältemittel und verwendeter Verdichtemaschine ab. Eine einfache, für verschiedene Herstellertypen nutzbare physikalische Modellierung von Wärmepumpen ist nicht mit vertretbarem Aufwand zu erstellen. Insbesondere der zweifache Phasensprung während des Prozesses sowie die unterschiedlichen Drücke und Temperaturen im System lassen eine einfache physikalische Beschreibung nicht zu. Daher wird im vorliegenden Simulationsalgorithmus ein empirisch gewonnenes Modell für den inneren Kreislauf genutzt, das für die drei verschiedenen Kältemittel R12, R22 und R502 in [BUK-83] aufgestellt wurde. Die Gleichungen geben den Zusammenhang zwischen den an Kondensator und Verdampfer auftretenden Temperaturen und der Klemmen-Leistungszahl $\varepsilon_{W,KI}$ wieder, die Temperaturen sind in diesen empirischen Gleichungen in °C anzunehmen, aber als dimensionslos zu betrachten.

Für Difluordichlormethan (R12) gilt nach [BUK-83]:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{W,Kl} = & -0,526 + \frac{112,74}{(T_C - T_0)^{0,803}} \\ & + T_0 \left[(T_C - T_0)^2 10^{-5} - (T_C - T_0) 0,0012 + 0,04 \right] \\ & + (T_C - T_0)^2 0,000257 - (T_C - T_0) 0,0295 \end{aligned} \quad (5-16)$$

Für Monochlordifluormethan (R22) gibt [BUK-83] an:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{W,Kl} = & -0,666 + \frac{110,64}{(T_C - T_0)^{0,7948}} + T_0 0,036 \\ & + (T_0 + 25,0) \left[(T_C - T_0)^2 1,13 \cdot 10^{-5} - (T_C - T_0) 0,0012 \right] \end{aligned} \quad (5-17)$$

Für R502, ein Gemisch aus R22 und Chlorpentafluoräthan gilt [BUK-83]:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{W,Kl} = & -1,1266 + \frac{150,4}{(T_C - T_0)^{0,9062}} \\ & + (T_0 + 25,0) \left[(T_C - T_0)^2 \cdot 10^{-5} - (T_C - T_0) 0,0013 + 0,0285 \right] \end{aligned} \quad (5-18)$$

Zwar dürfen diese drei FCKW-haltigen Kältemittel inzwischen nicht mehr verwendet werden, jedoch zeigen sich bei einigen inzwischen gebräuchlichen Ersatzstoffen sehr ähnliche Zusammenhänge. Der Stoff R134a beispielsweise ist nach [OCH-00] vergleichbar mit R22.

In den Gleichungen (5-16) bis (5-18) sind auch alle relevanten Wirkungsgrade der Kompressormaschine mit eingerechnet. Der Maschinenwirkungsgrad η_M setzt sich dabei wie folgt zusammen:

$$\eta_M = \eta_{el} \eta_m \quad (5-19)$$

η_{el} elektrischer Motorwirkungsgrad (~90%)
 η_m mechanischer Motorwirkungsgrad (~86%)

In den Gleichungen (5-16) bis (5-18) sind die in Klammern angegebenen Werte als Teilwirkungsgrade enthalten [BUK-83]. Um das Verhalten anderer Kompressormaschinen zu berücksichtigen, können entsprechende Wirkungsgrade η_M eingeführt werden durch:

$$\varepsilon_{W,Kl} = \varepsilon_{W,Kl,0} \frac{\eta_M}{\eta_{M,0}} \quad (5-20)$$

$\varepsilon_{W,Kl,0}$ Leistungszahl bei Referenz-Kompressorwirkungsgrad
 $\eta_{M,0}$ Referenz-Kompressorwirkungsgrad (77,5%)

Je nach Anwendungsziel und Aufstellungsort werden als primäre Energiequelle verschiedene Wärmequellen genutzt. Prinzipiell unterscheiden muss man dabei zwischen Luft- und Wasser-Wärmepumpen. Der Wärmeentzug aus Außenluft unterliegt dabei insgesamt höheren Temperaturschwankungen als bei Wasser als Wärmeträger. Jedoch kann auch Abluft beispielsweise aus Zwangsentlüftungssystemen in besonderem Maße zur Primärenergiebereitstellung dienen. Bei Wasserwärmepumpen wird Grundwasser aus dem Erdreich hochgepumpt, energetisch verwertet und um wenige Grad abgekühlt in Sickerbrunnen wieder in das Erdreich zurückgeführt. Alternativ kann die Gewinnung natürlicher Wärme über geschlossene, im Erdreich großflächig verlegte Kreisläufe erfolgen. Der für alle diese Primärenergie-Gewinnungsverfahren erforderliche zusätzliche Energieverbrauch für Lüfter bzw. Pumpen wird vom implementierten Modell berücksichtigt.

Die Übergabe der in der Wärmepumpe gewonnenen Energie an den Verbraucherkreislauf erfolgt über den Kondensator, der vom vorliegenden Modell durch eine Wärmetauscherbeschreibung analog zu den Erläuterungen in 5.1.2 berücksichtigt wird. Die im Wärmepumpenmodell verwendete Solltemperatur des Kondensators T_s wird dabei als primäre Eingangstemperatur verwendet und das Kältemittel um ca. 25 K abgekühlt.

Neben der Beschreibung des Kondensators (analog zur Komponentenbeschreibung eines normalen Wärmetauschers) benötigt das vorgestellte Wärmepumpenmodell als Parameter den Eigenbedarf des Lüfters bzw. der Pumpe für die Bereitstellung der Umgebungsenergie, die Art der verwendeten Umgebungsenergie, den Maschinenwirkungsgrad η_M sowie das verwendete Kältemittel (→Abbildung 5.7).

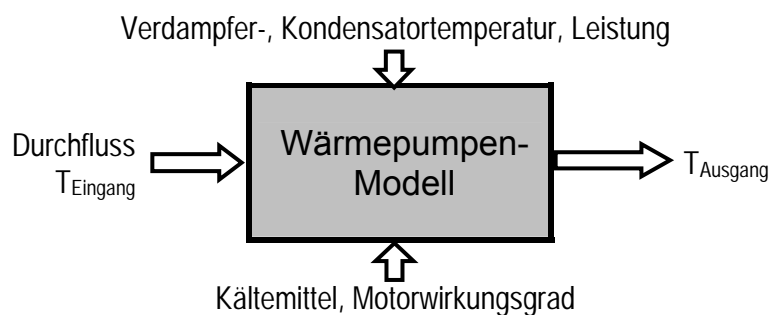


Abbildung 5.7: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Wärmepumpen-Modells

In Abbildung 5.8 ist ein Testlauf des Modells für eine Luft-Wasser-Wärmepumpe dargestellt. Der primärseitige Energieträger Umgebungsluft unterliegt gewissen Temperaturschwankungen und fällt im Simulationszeitraum um ca. 1 K ab. Dementsprechend verändert sich auch die Leistungszahl der Wärmepumpe stetig. Zusätzlich wird die Wärmepumpe hier mit verschiedenen sekundärseitigen Temperatursollwerten beaufschlagt. Hauptsächlich wird sie jedoch mit 45 °C betrieben, in kurzen Sprüngen, die durch die Sollwerttemperaturangaben in Abbildung 5.8 markiert sind, werden außerdem die entsprechenden Leistungszahlen für andere Kondensatortemperaturen gezeigt.

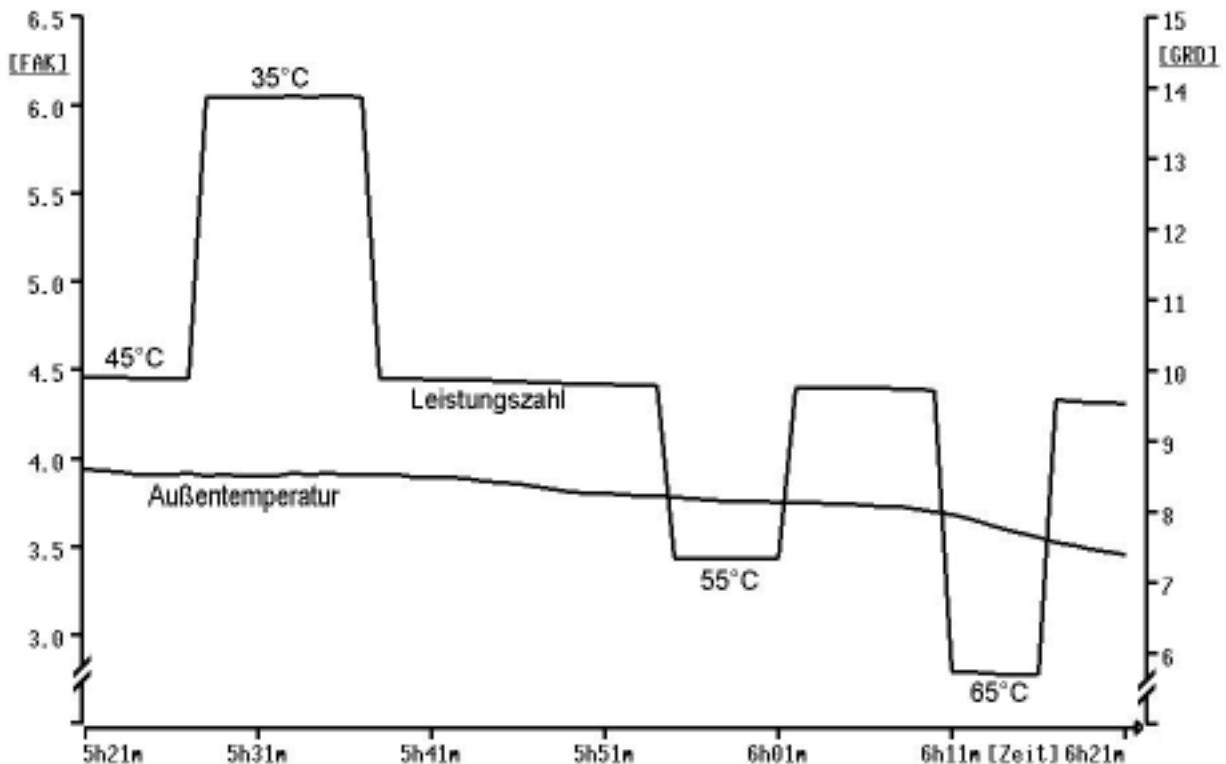


Abbildung 5.8: Leistungsanzahl einer Luft-Wasser-Wärmepumpe

Das beschriebene Wärmepumpenmodell ist also universell einsetzbar für verschiedene primäre Wärmeenergieträger und Konfigurationen. Durch eine flexible Parametrierung des Aggregates können auch verschiedene Typen von Wärmepumpen abgebildet werden. Für unterschiedliche Kältemittel sind unter Umständen später zusätzliche Klemmenleistungsanzahlcharakteristiken aufzunehmen und im Modell zu integrieren.

5.1.4 Solarkollektor

Solarkollektoren haben in den vergangenen Jahrzehnten sogar im relativ strahlungsarmen Mitteleuropa eine vergleichbar hohe Verbreitung gefunden. Sie werden insbesondere in der Einzelhausversorgung verwendet, um außerhalb der Heizperiode die Deckung des Warmwasserbedarfes zu übernehmen. Häufig werden für die Energiebereitstellung zur Versorgung einer kleinen Anzahl von Wohneinheiten so genannte Flachkollektoren verwendet, die, im Gegensatz zu fokussierenden Kollektoren, einen relativ einfachen Aufbau besitzen. Flachkollektoren können dabei direkte und indirekte Solarstrahlung nutzen, um einen flüssigen Wärmeträger zu erwärmen und diesen einem Verbraucher zuzuführen [DUF-76]. Die Strahlung E trifft dabei, um den Konversionsfaktor η_0 der Kollektorabdeckung reduziert, auf der aktiven Kollektorfläche A_K auf und wird in Wärme umgewandelt. Zusätzlich treten Konvektions- und Wärmestrahlungsverluste auf. Nach [QUA-98] gilt für die gewonnene Nutzleistung eines Kollektors allgemein:

$$\dot{Q}_{KN} = \eta_0 \cdot E \cdot A_k - \dot{Q}_V \quad (5-21)$$

Die durch Konvektion und Wärmestrahlung verursachten thermischen Verluste \dot{Q}_V sind von der Bauform und den Materialien des Kollektors sowie direkt von der mittleren Temperatur des Wärmeträgermediums T_W und der Umgebung T_U abhängig gemäß [QUA-98]:

$$\dot{Q}_V = k_0 \cdot A_k (T_W - T_U) + k_1 \cdot A_k (T_W - T_U)^2 \quad (5-22)$$

k_0, k_1 Verlustkoeffizienten von Kollektoren.

Durch Umwälzung wird die im Kollektor absorbierte Energie dem Verbraucher-Kreislauf zugeführt. Als allgemeiner Zusammenhang zwischen der aktuellen thermischen Leistung, dem Wärmeträgerdurchfluss sowie der Temperaturspreizung im Kollektor lässt sich aufstellen:

$$\dot{Q}_{KN} = \dot{m} \cdot c \cdot (T_A - T_E) \quad (5-23)$$

\dot{m} Durchfluss des Mediums
 c spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgers
 T_A, T_E Ausgangs- bzw. Eingangstemperatur des Kollektors

Mit der mittleren Kollektortemperatur

$$T_W = \frac{T_A + T_E}{2} \quad (5-24)$$

ergibt sich ein Zusammenhang zwischen den Umweltgrößen (Einstrahlung und Umgebungstemperatur), den kollektorspezifischen Parametern und den an den Kollektoranschlüssen auftretenden Temperaturen sowie dem Massenstrom des Wärmeträgers \dot{m} :

$$\dot{m} = \frac{\eta_0 \cdot E \cdot A_k - k_0 \cdot A_k \left(\frac{T_A + T_E}{2} - T_U \right) + k_1 \cdot A_k \left(\frac{T_A + T_E}{2} - T_U \right)^2}{c \cdot (T_A - T_E)} \quad (5-25)$$

Mit Hilfe dieser Gleichungen lässt sich eine mathematische Beschreibung des Betriebsverhaltens eines Kollektors erreichen. Dabei ist zu beachten, dass die Kollektorleistung von Einstrahlung, Umgebungstemperatur und Eingangstemperatur sowie der von der Durchflussgeschwindigkeit des Mediums dominierten mittleren Kollektortemperatur abhängt.

Bei bekannter Einflusstemperatur in den Kollektor und der vom Berechnungsalgorithmus vorgegebener Durchflussgeschwindigkeit des Wärmeträgermediums wird im Simulationsmodell die Zustandsbestimmung des Kollektors durchgeführt. Strahlungsdaten sowie Temperaturverläufe der Umgebungstemperatur werden, wie in Kapitel 3 erläutert, entweder durch hinterlegte Messreihen oder simulative Berechnungen dem Modell zur Verfügung gestellt. Entsprechend der üblichen Vorgehensweise bei der Regelung von Kollektorkreisläufen wird der Kreislauf nur

dann in Bewegung gesetzt, wenn eine Energieabgabe an den angeschlossenen Speicher erfolgen kann. Die Zuschaltung der Umwälzpumpe erfolgt üblicherweise bei einer Temperaturdifferenz von wenigstens 5 K, eine Abschaltung erfolgt bei weniger als 2 K. Ein Beispiel zum Verhalten dieses Modells in Verbindung mit dem übergeordneten Berechnungsalgorithmus und dem angeschlossenen Speicher findet sich am Ende dieses Abschnittes, die charakteristischen Eingangs- und Ausgangsgrößen der Modellierung sind in Abbildung 5.9 zusammengefasst.

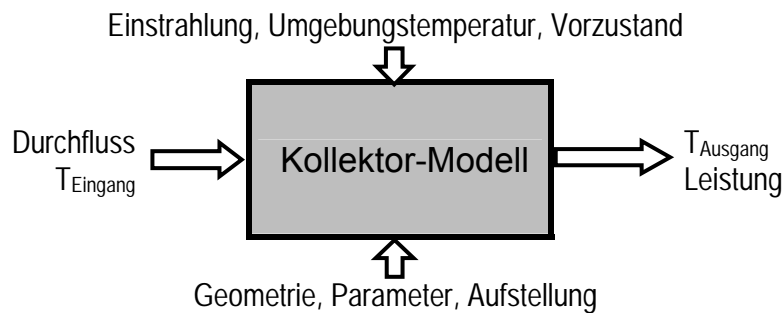


Abbildung 5.9: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Solarkollektor-Modells

5.1.5 Thermische Verbraucher

Unter thermischen Verbrauchern werden in der Regel die drei verschiedenen Verbrauchstypen Brauchwasser, Heizwärme- und Klimatisierungsbedarf zusammengefasst.

Unter Brauchwasser wird dabei der gesamte Bedarf an gezapftem Warmwasser verstanden. Nach [SCH-99], [LOO-92] und anderer einschlägiger Literatur gibt es eine hohe Varianz in den Verbrauchsprofilen von Personen. Der Gesamtverbrauch schwankt dabei je nach Anspruch und Lebenssituation zwischen 10 Litern und 80 Litern Warmwasser pro Tag und Person, energetisch sind das ungefähr 500 Wh bis 4 kWh.

Bei einer Anlage zur Brauchwasserversorgung lässt sich der Nutzwärmebedarf Q_N mit Hilfe der entnommenen Wärmemenge bestimmen. Unter Berücksichtigung der Wärmekapazität c von Wasser, der entnommenen Wassermenge m , der Kaltwassertemperatur T_{KW} und der Warmwassertemperatur T_{WW} lässt sich die benötigte Wärmemenge berechnen:

$$Q_N = c \cdot m \cdot (T_{WW} - T_{KW}) \quad (5-26)$$

Die Kaltwassertemperatur wird dabei in der Regel mit 8 °C bis 10 °C angenommen. Für ein Wannenbad wird beispielsweise 150 Liter Warmwasser mit einer Temperatur von 40 °C benötigt. Die erforderliche Nutzwärme liegt bei ungefähr 5200 Wh [QUA-98].

In Abbildung 5.10 ist ein typischer Zeitverlauf für den Warmwasserbedarf eines Mehrpersonenhaushaltes dargestellt. Die Basis für die Verteilung bilden dabei Messungen des TÜV-Rheinland [TÜV-01]. Die Werte stellen dabei den über 15 Minuten gemittelten Leistungsbezug dar, der hier aus den gemessenen Durchflussmengen gemäß (5-26) ermittelt wurde.

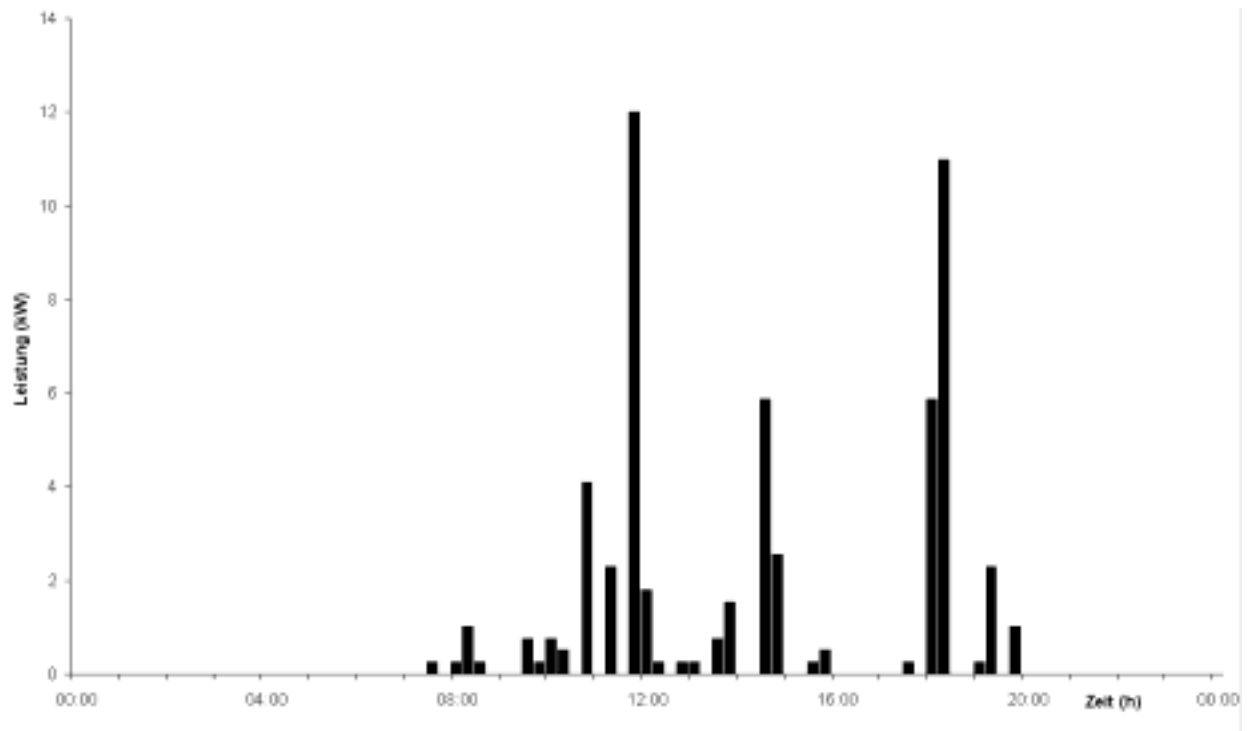


Abbildung 5.10: Tageslastgang des Trink-Warmwasserbedarfs (11.11.2001)

Eine Auswertung der Daten desselben Messobjektes während eines 14-Tages-Zeitraumes im November 2001 ergibt einen stark vom Wochentag abhängigen Verbrauch. Die Tagessummen sind in Abbildung 5.11 dargestellt. An den Sonntagen (3.11. und 11.11.) werden offensichtlich Leistungsspitzen („Badetag“) erreicht, während Montag bis Samstag keine eindeutigen charakteristischen Merkmale zu erkennen sind. Auch der Feiertag am 1.11. zeigt keine signifikanten Abweichungen gegenüber sonstigen Freitagen.

Für diesen Beispielhaushalt, über den aus Datenschutzgründen keine Angaben über die Bewohnerstruktur gemacht werden dürfen, ergibt sich also für den hier betrachteten Zeitraum ein durchschnittlicher Warmwasserbedarf von 4,3 kWh pro Tag während der Wochentage und 13,2 kWh an Sonntagen.

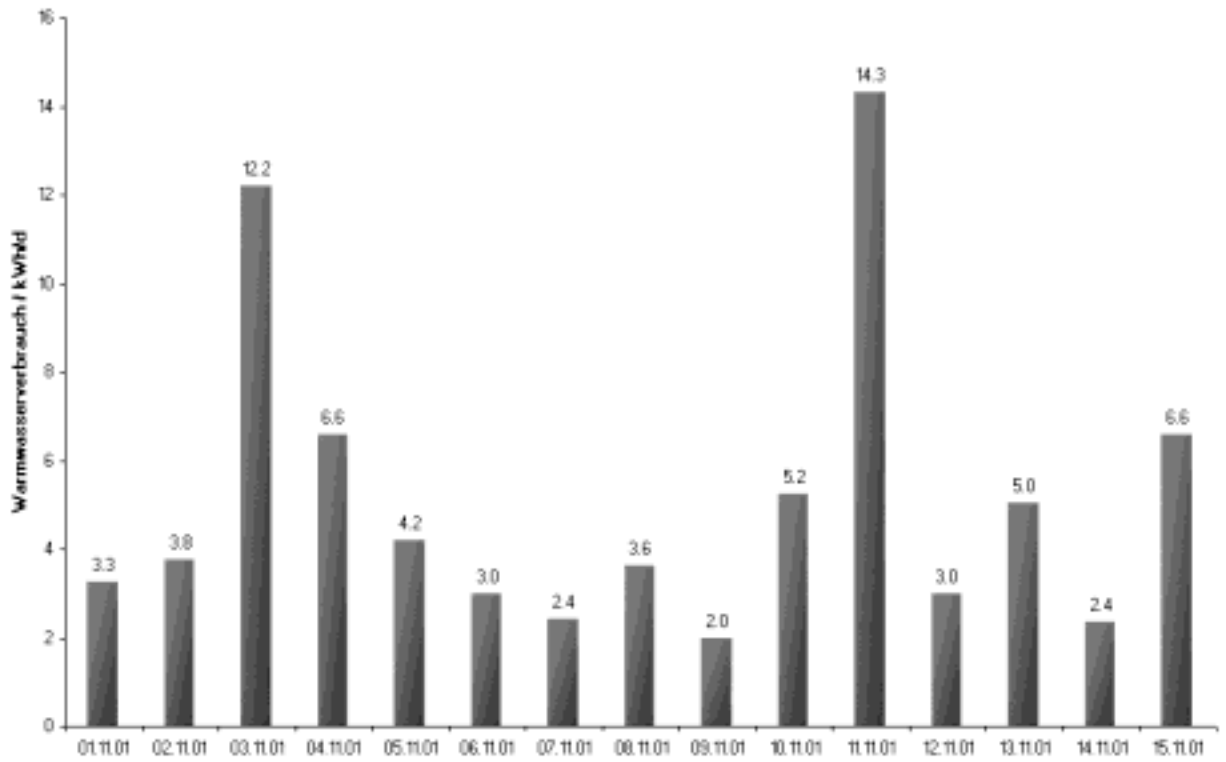


Abbildung 5.11: Überblick über 2 Wochen des Trink-Warmwasserbedarfs

Im Gegensatz zum stark stochastisch und durch starke Leistungsunterschiede geprägten Brauchwasserbedarf ist der Heizwärmebedarf über den Tag nur geringen Schwankungen ausgesetzt. Der in Abbildung 5.12 gezeigte Verlauf kann für die Verteilung des Heizenergiebedarfs über den Tag als typisch angesehen werden. Die Höhe der Kurve ist jedoch stark von der Außentemperatur und der Wärmedämmung des Hauses abhängig. In der Übergangszeit wird die Heizung während der Nachtstunden in der Regel keine Energie benötigen.

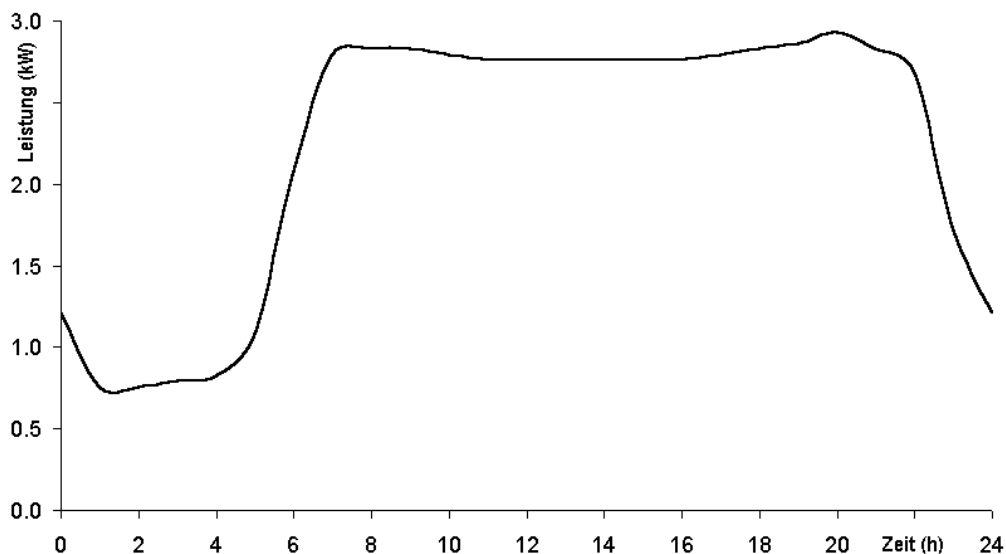


Abbildung 5.12: Tageslastgang des Heizwärmebedarfs

Ähnlich dem Heizbedarf sind auch die Verbrauchskurven für Klimatisierungsanlagen strukturiert. Hier kann ebenfalls von kontinuierlichen Lastgängen ausgegangen werden. Im Simulationsprogramm können Klimageräte auf der Basis von Absorption oder Adsorption zurzeit nur durch Berücksichtigung des entsprechenden benötigten Heizenergiebedarfs zum Antrieb der Aggregate berücksichtigt werden.

Die Eingangs- und Ausgangsgrößen der Wärmeverbraucher entsprechen denen der elektrischen Lasten.

5.1.6 Warmwasserspeicher

Wärmespeicher sind notwendiger Bestandteil eines Warmwasserversorgungssystems. Da der Trink-Warmwasserabgriff durch Verbraucher in der Regel stoßweise erfolgt, muss immer ein Vorrat an schnell abzurufendem, ausreichend warmem Wasser vorgehalten werden. Je nach Anlagenkonfiguration werden Warmwasserspeicher auch für die Heizenergieunterstützung eingesetzt.

Die Energiespeicherung wird durch ein dem Bedarf angepasstes Volumen Wasser erreicht. Dabei werden Speicher so aufgebaut, dass ein hohes Temperaturgefälle entstehen kann. Wärme wird im unteren, kalten Teil des Speichers durch die bereits beschriebenen Wärmeerzeuger eingebracht. Die Einkopplung kann entweder durch direkte Einspeisung von erwärmtem Wasser oder über Durchleitung des Wärmeträgers durch einen im Speicher integrierten Wärmetauscher erfolgen. Das erwärmte Wasser steigt nach oben und vermischt sich gleichzeitig mit dem restlichen Wasser. Im oberen Teil des Speichers sammelt sich das erwärmte Wasser und kann dort auf hohem Temperaturniveau abgegriffen werden. Vorteil eines solchen Schichtenspeichers ist einerseits, dass die Temperaturdifferenz zwischen dem einspeisenden und dem zu erwärmenden Medium im Speicher möglichst hoch ist, wodurch ein guter Wirkungsgrad bei der Wärmeauskopplung erreicht werden kann. Andererseits muss nicht der gesamte Speicher immer auf einem Temperatursollwert temperiert sein, der vom Verbraucher benötigt wird: Nur im oberen Teil wird diese Temperatur in einem ausreichenden Volumen vorgehalten.

Modelltechnisch ist ein solches Schichtenmodell nur durch erheblichen Aufwand zu realisieren. Es spielen verschiedene Effekte beim Aufsteigen des Wassers zusammen: Ein erwärmtes Wasser-Volumenelement wird nur dann nach oben beschleunigt, wenn seine Temperatur um etwa 10 K größer ist als die Temperatur der darüber liegenden Wasserschicht. Gleichzeitig findet ein stetiger Wärmeabgleich zwischen den einzelnen Molekülen statt. Weiterhin müssen für ein solches Speichermodell genaue Kenntnisse über die Geometrie des Speichers und seiner eingebauten Peripherie bekannt sein. Ein solches Schichtenspeichermodell kann also immer nur für einen speziellen Speichertyp ausreichend genau realisiert werden. Daher wurde im beschriebenen Simulationssystem ein vereinfachtes Modell entwickelt, das den prinzipiellen Effekt der Schichtung nicht in der physikalischen Entwicklung, dafür aber im effektiven Ergebnis widerspiegelt.

Das vereinfachte Schichtenmodell bestimmt zu Beginn die aktuell maximale Temperatur der obersten Schicht des Speichers. Diese ist entweder die höchste im aktuellen Simulationsschritt eingespeiste Temperatur oder, wenn keine Energie eingespeist wird, die im letzten Zeitschritt berechnete. Weiterhin ist die insgesamt im Speicher geladene Energie bekannt, die bereits um Verbrauch, Einspeisung und Verluste gegengerechnet ist. Aufgrund der beiden Effekte Vermischung und Auftrieb wird sich im Speicher eine Temperaturverteilung einstellen. Das Modell nimmt abhängig vom Verhältnis der oberen Temperatur zum Energieinhalt des Speichers eine Temperaturverteilung gemäß Abbildung 5.13 vor. Der prozentuale Speicherladezustand wird dabei unter Berücksichtigung der maximalen Temperaturspreizung im Speicher berechnet. Bei Ladezuständen größer als 50 % ergibt sich ein konstanttemperaturbereich, kleinere Beladungen führen zu einer Temperaturverringern. Im darunter liegenden Speicherbereich wird ein linearer Abfall der Temperatur bis auf Kaltwassertemperatur angenommen.

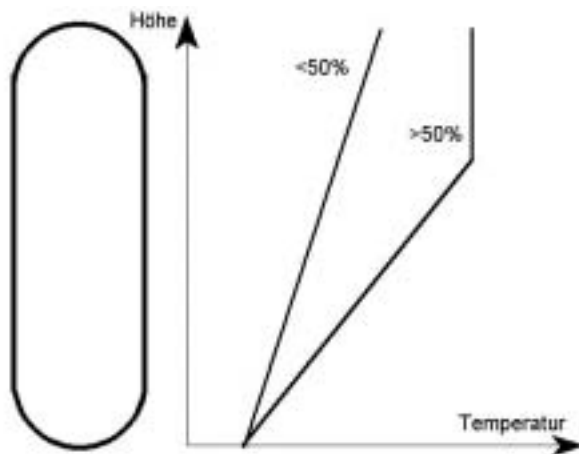


Abbildung 5.13: Energieabhängige Temperaturverteilung im Warmwasserspeicher

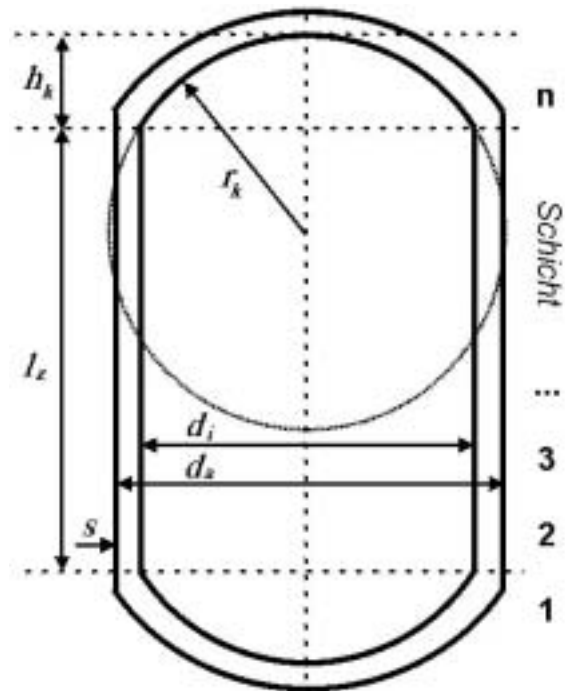


Abbildung 5.14: Speicherbeschreibung

Um eine Modellierung der Speicherverluste durchführen zu können, ist eine Beschreibung der Geometrie des Speichers notwendig. Angenommen wird eine zylindrische Bauform, die an den beiden Enden durch konkave Deckel abgeschlossen ist. Angegeben werden muss in der Komponentenbeschreibung für das verwendete Verlustmodell [QUA-98] der Innendurchmesser d_i des Zylinders und der Außendurchmesser d_a der isolierenden Hülle sowie die effektive Isolationsstärke s . Die Definition der Kugelkappen an Kopf und Fuß des Speichers erfolgt durch Angabe des Kugelradius sowie der Höhe der Kappe oberhalb des Zylinders (\rightarrow Abbildung 5.14). Mit Hilfe dieser geometrischen Daten

und Kenntnis der bereits für die Berechnung der Rohrverluste in Abschnitt 5.1.1.2 verwendeten Zusammenhänge können nun die Verluste des Speichers berechnet werden, wobei dabei die ermittelte schichtweise Temperaturverteilung berücksichtigt wird.

Abbildung 5.15 zeigt den Tagesverlauf in einem Wärmespeicher in Abhängigkeit von Energieinhalt und Einspeisetemperatur, wie er mit dem beschriebenen Modell berechnet wird. Dieser Verlauf wurde mit einer gegebenen linearen Temperaturverteilung nur unter Beteiligung eines Solarkollektors und ohne Verbraucher aufgenommen. Nachts sinken die Speichertemperatur und der Energieinhalt aufgrund der Speicherverluste langsam ab. Nach Einsetzen der Einspeisung steigt die Speichertemperatur bis höchstens zur Einspeisetemperatur (65°C). Bedingt durch Durchmischung und Sättigung erhöht sich auch das Temperaturniveau der unteren Schichten, bis letztendlich ein großer Speicherbereich auf 65°C aufgeheizt ist.

Zwar bildet das beschriebene Modell nicht genau das Verhalten eines Schichtenspeichers ab, jedoch kann es durch die getroffenen vereinfachenden Annahmen sehr allgemeingültig angewandt werden. Für die angeschlossenen Komponentenmodelle werden die notwendigen Informationen über Zulauftemperaturen und Durchflüsse in ausreichender Genauigkeit gerechnet. Das Speichermodell selber bildet dabei unter Berücksichtigung des Vorzustands die Energiebilanzen und stellt den einzelnen Komponentenalgorithmen die notwendigen Temperaturen zur Verfügung, wie in Abbildung 5.16 dargestellt ist.

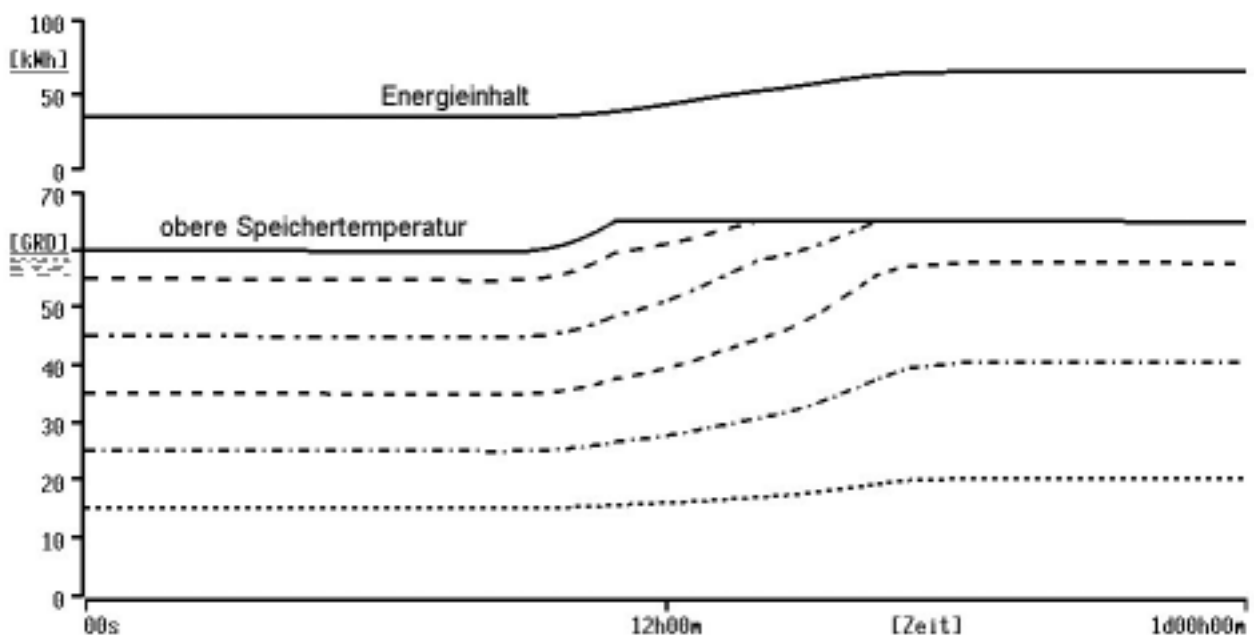


Abbildung 5.15: Tagesverlauf des Energieinhaltes und Temperaturverteilung im Warmwasserspeicher

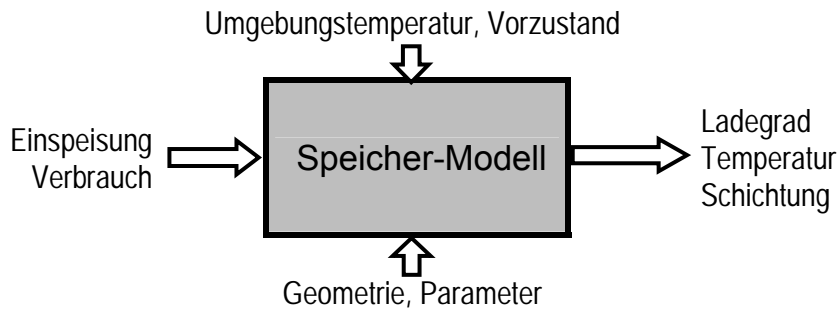


Abbildung 5.16: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Wärmespeicher-Modells

5.1.7 Elektrische Zusatzheizung

Viele Solarwärmespeicher haben als zusätzliche Energiequelle einen elektrischen Heizstab integriert, mit dem zu Zeiten geringer Solarstrahlung der Speicher nachgeheizt werden kann. Dieser wird in der Regel im oberen Bereich des Speichers eingebracht. Hauptgrund für die Installation eines solchen Heizstabes ist, neben der Versorgungssicherheit, die Möglichkeit der Zwischenüberhitzung des Speichers zur Abtötung von Legionellen und anderen gesundheitsgefährdenden Bakterien. Im Modell des Speichers kann dies optional berücksichtigt werden, indem das Aggregat über seine Nennleistung quantifiziert und betrieblich ein- und ausgeschaltet werden kann. Die umgewandelte Wärmeenergie wird dem Speicher zugeführt.

5.2 Berechnungsalgorithmus

Für eine Berechnung des Zusammenspiels einzelner Komponenten ist ein übergeordneter Algorithmus notwendig. Bei allen im Vorfeld beschriebenen Komponentenmodellen wurde auf eine eindeutige Klassifizierung von Ein- und Ausgangsgrößen geachtet. Unterscheiden muss man dabei zwischen Größen, die zum aktuellen Zeitpunkt als konstant gelten können, wie beispielsweise Vorzustände der Komponenten, Umgebungstemperatur oder solare Einstrahlung, und Größen, die nur im Zusammenhang mit anderen Modellen errechnet werden können, wie beispielsweise die Vorlauftemperatur oder der Durchfluss. Im Folgenden sollen die einzelnen auftretenden Berechnungsalgorithmen erläutert werden. Es werden dabei nur Wärmerzeuger explizit behandelt, Wärmeverbraucher werden analog berechnet.

5.2.1 Direkter Speicheranschluss

Die technisch einfachste Möglichkeit, Wärme zwischen einer Komponente und einem Wärmespeicher auszutauschen, ist die direkte Umwälzung des Wärmespeicherwassers durch den Komponentenkreislauf. Aus dem unteren, kalten Teil des Speichers (Schicht 1) wird das Wasser durch ein Verbindungsrohr zu der

erzeugenden Komponente gepumpt, dort erwärmt und gelangt durch ein weiteres Rohr in den oberen, wärmeren Teil des Wärmespeichers.

Da die Ausgangstemperaturen der einzelnen Elemente des dargestellten Kreises sowohl von jeweiligen Eingangstemperatur als auch der Durchflussgeschwindigkeit des Wassers abhängen, ist ein iteratives Verfahren zur Bestimmung des Kreisverhaltens notwendig. Ausgehend von einem Startwert für den Durchfluss und der festen Eingangsgröße T_1 am Rohreingang wird dabei zunächst das Temperaturgefälle im ersten Rohr gemäß den Ausführungen in Abschnitt 5.1.1.2 berechnet und mit der Rohrausgangstemperatur T_2 das entsprechende Komponentenmodell angesprochen. Iterativ wird nun der Durchfluss so lange variiert, bis die physikalischen Zusammenhänge für Temperatur, Leistung und Durchfluss erfüllt sind. Abschließend wird anhand der im Komponentenmodell errechneten Temperatur T_3 und unter Berücksichtigung der Rohrverluste die Speichereintrittstemperatur T_4 und die resultierende im Speicher im jeweiligen Zeitschritt einzubringende Energie ermittelt. Die Energie wird entsprechend der Beschreibung (\rightarrow Kapitel 3) in der Schicht k eingebracht. Mit dem nun bekannten Durchfluss kann die notwendige elektrische Pumpenergie ermittelt werden. Abschließend werden die Schichttemperaturen des Speichers gemäß Abschnitt 5.1.6 berechnet.

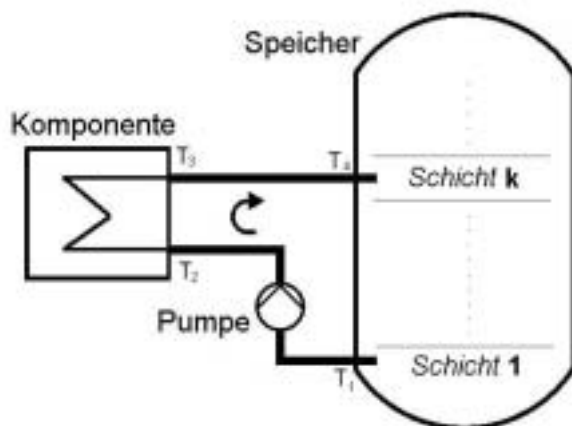


Abbildung 5.17: Direkter Speicheranschluss einer Erzeugerkomponente

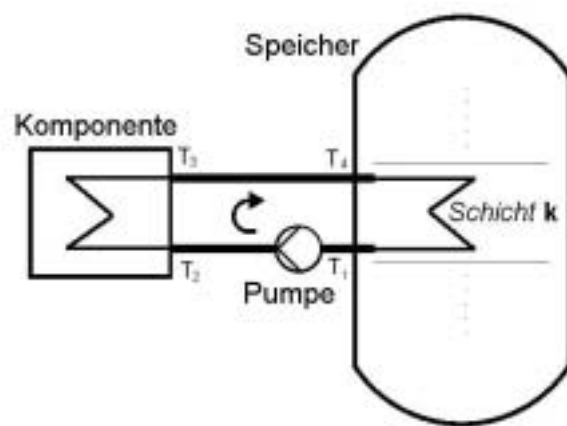


Abbildung 5.18: Speicheranschluss über Wärmetauscher

5.2.2 Speicheranschluss über Wärmetauscher

Das vorher beschriebene Prinzip ist nur geeignet, wenn als Wärmeträger dieselbe Flüssigkeit verwendet werden kann, wie im Speicher vorgehalten wird. In der Regel sind Speicher direkt zur Warmwasserversorgung mit Trinkwasser gefüllt. Häufig werden jedoch spezielle Wärmeträger zur Auskopplung von Wärme aus Erzeugern benötigt, wie beispielsweise frostschutzhaltige Stoffe bei Solarkollektoren oder Reinstwasser bei Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen. Dann wird das Medium in einem geschlossenen Kreislauf umgewälzt und die Wärme im Speicher durch einen Tauchwärmetauscher ausgekoppelt.

Analog zu den Berechnungen bei direkter Einspeisung wird die Temperatur T_4 in Abhängigkeit vom Durchfluss bestimmt. Zusätzlich muss jedoch das Verhalten des Tauchwärmetauschers gemäß Formel (5-5) mit einbezogen werden, was wiederum Einfluss auf die Eingangstemperatur T_1 hat. Durch Nutzung geeigneter Startwerte für den Iterationsalgorithmus wird ein stabiler, physikalisch korrekter Zustand des Kreises bestimmt und die Energieeinspeisung im Wärmespeicher ermittelt.

5.3 Anwendungsbeispiel

Als Beispiel für die Leistungsfähigkeit der implementierten Algorithmen zur Simulation lokaler thermischer Kreise soll nun noch einmal das in Kapitel 1.5 vorgestellte autarke Haus gezeigt werden. Die Anlage besteht aus einem 1200 l Warmwasserspeicher zur Brauchwasserversorgung, der Warmwasseranzapfung selbst, einem Solarkollektor (Flachkollektor, ungefähr 2 m^2) sowie einem Kreis zur Auskopplung von Wärme aus dem Klein-BHKW (Senertec Dachs HKA HR 5.3 [SEN-01]) (\rightarrow Kapitel 1.5). In Abbildung 5.19 ist die automatisch generierte Bedienoberfläche des thermischen Betriebsteils der Beispielanlage dargestellt. Der Speicher wird als Sammelschiene dargestellt an der die einzelnen Komponenten direkt oder über innen liegende Wärmetauscher angekoppelt sind.

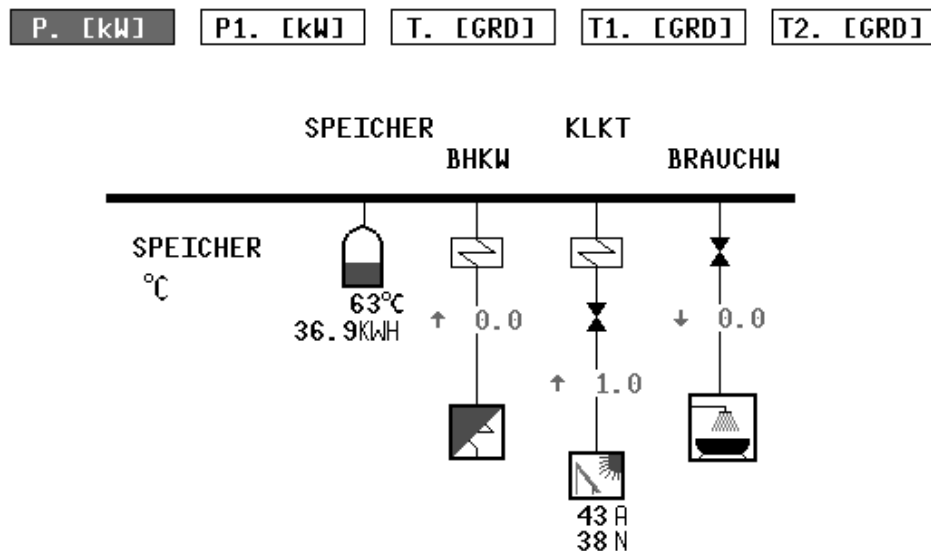


Abbildung 5.19: Anlagenbild des thermischen Betriebsteils

In Abbildung 5.20 sind die Ergebnisse einer Berechnung eines Septembertages dargestellt. Der Brauchwasserbedarf ist durch kurzfristige, leistungsintensive Abzapfungen gekennzeichnet, die Kollektorleistung wird durch die solare Einstrahlung und die Einschaltbedingungen geprägt. Das Ziel der Kollektorkreisregelung, eine Temperaturspreizung von 15 K , wird durch eine drehzahlgeregelte Pumpe erreicht. Im unteren Diagramm sind die Temperaturen im Kollektorkreis und die Außentemperatur dargestellt. Über Nacht ist der Kollektorkreis in Ruhe und die mittlere Temperatur der Rohre im Vorlauf und Rücklauf folgt langsam

dem Verlauf der Außentemperatur. Bei Zuschaltung der Kreispumpe nimmt der Zulauf die aus dem Speicherwärmetauscher austretende Temperatur an und der Rücklauf die des Kollektors. Durch die Temperaturveränderungen der Schichten im Speicher variiert auch die Zulauftemperatur.

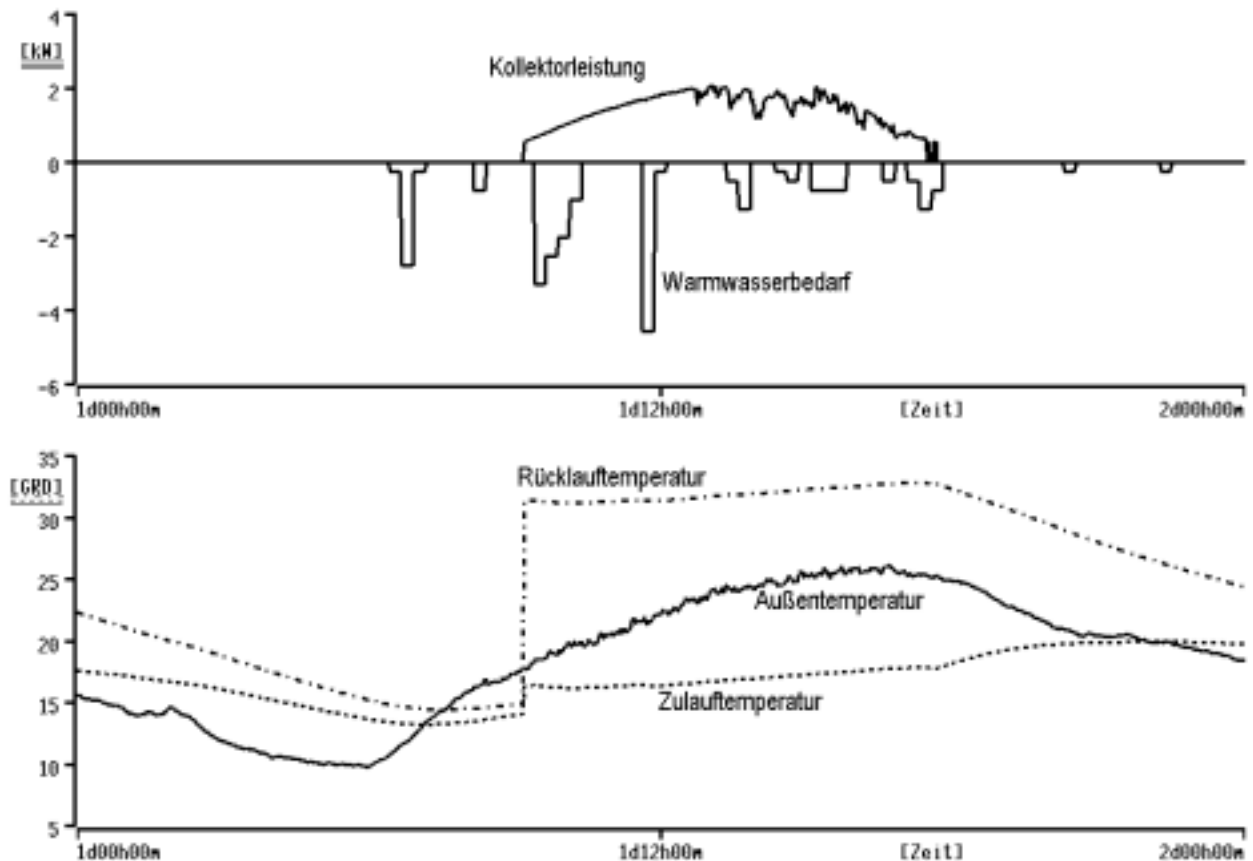


Abbildung 5.20: Tagesverlauf des thermischen Betriebsteils (Kollektorbetrieb)

Da der Berechnungsalgorithmus nicht nur eine reine Leistungsbetrachtung vornimmt, sondern auch den Durchfluss von Wärmeträgern und die Temperaturen an den einzelnen Punkten des Systems berücksichtigt, können auch Grenzbereiche simulativ mit ausreichender Genauigkeit erfasst werden. Dies zeigt der Betriebszyklus des Klein-Blockheizkraftwerkes in Abbildung 5.21. Das BHKW wird mit voller elektrischer Leistung betrieben und ist auf thermischer Seite über den Wärmetauscherkreislauf an den Speicher angeschlossen. Damit bestimmt die Schichttemperatur des Speichers den Vorlauf zum BHKW-Wärmetauscher.

Zu Beginn kann die volle thermische Leistung von 12,2 kW ausgekoppelt werden. Der Durchfluss wird durch den minimalen Pumpenwert festgelegt, wodurch die Differenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur nahezu konstant bleibt. Durch die Einspeisung in den Warmwasserspeicher erhöht sich dessen Energieinhalt und Temperatur und damit die Vorlauftemperatur des BHKW stetig. Nach Erreichen der maximalen Rücklauftemperatur wird der Durchfluss so erhöht, dass weiterhin die volle Leistung abgeführt wird, bis die

maximale Pumpenleistung erreicht ist. Bedingt durch die nun sehr geringe Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf und durch die begrenzte Durchflussmenge kann nicht mehr die vollständige Leistung abgeführt werden, bis schließlich die Differenz aus Vorlauf- und Rücklauf-temperatur zu Null wird und damit überhaupt keine Leistungsaufnahme mehr erfolgen kann.

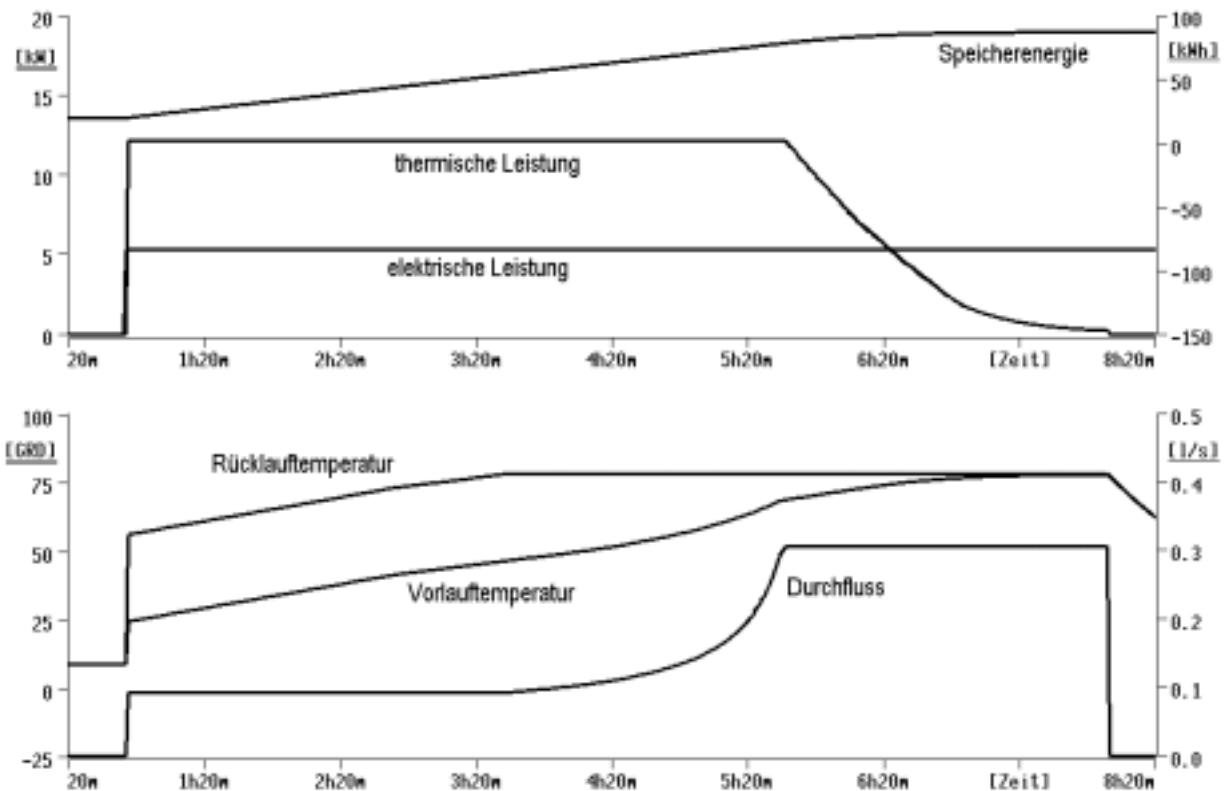


Abbildung 5.21: Tagesverlauf des thermischen Betriebsteils (BHKW-Betrieb)

Ein solcher Betriebsfall, in dem die thermische Energie nicht vollständig aus dem Aggregat abgeführt werden kann, sollte durch die Anlagenregelung vermieden werden. Weiterhin sind für einen solchen Fall technische Vorkehrungen zu treffen, die eine Kühlung des Aggregates ohne sekundären Wärmekreislauf ermöglichen.

Die hier gezeigten Ergebnisse für eine fiktive Anlage verdeutlichen die Leistungsfähigkeit des Simulationsalgorithmus. In diesem Kapitel wurde die Vielfalt der neu in das Simulationsprogramm integrierten Modelle für thermische Komponenten und ihre Verknüpfung vorgestellt. Der Algorithmus und seine Interaktion mit dem elektrischen Simulationsteil erlaubt eine realitätsnahe Modellierung thermischer und in Kraft-Wärme-Kopplung betriebener Anlagen. In den nun folgenden Kapiteln werden verschiedene Softwarekomponenten vorgestellt, die bei der Betriebsführung von solchen Energieversorgungsstrukturen unterstützen sollen oder diese auch autonom führen können.

6 Energie- und Anlagenmanagement

In den vorangegangenen Abschnitten wurden verschiedenste elektrische und thermische Modelle sowie Berechnungsalgorithmen vorgestellt. Die Vielzahl der Komponenten und deren topologische Verknüpfung zu dezentralen Energieversorgungsstrukturen spiegeln real existierende oder in Planung befindliche Anlagenaufbauten wider. Ebenso muss auch eine *Gesamtsystembetriebsführung* vielschichtige Aufgaben unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Randbedingungen erfüllen können. Für das in Kapitel 1.5 vorgestellte elektro-thermische Hybridsystem können als Beispiel grundsätzliche Anforderungen an dessen Betriebsführung schlagwortartig aufgelistet werden:

- Zielsetzung der Betriebsführung eines autarken Versorgungssystems ist eine *unterbrechungsfreie Versorgung* der Verbraucher bei möglichst hohem Gesamtwirkungsgrad und geringem Anlagenverschleiß. Zur Versorgungssicherheit ist es notwendig, für ausreichenden Treibstoffvorrat (Diesel) zu sorgen und den Batterie- und Wärmespeicher gut geladen zu halten.
- Ein hoher Gesamtwirkungsgrad kann im Betrieb durch Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch, geringe Speicherumladung und den Betrieb aller einzelnen Komponenten in jeweils quasi-optimalen Zuständen (hohe Komponentenwirkungsgrade) erreicht werden.
- Geringer Anlagenverschleiß kann durch schonenden Betrieb jeder einzelnen Komponente realisiert werden. Dies bedeutet zum Beispiel für den Dieselmotor die Einhaltung von Mindestlaufzeiten und Vermeidung häufiger Starts und beim Akkumulator die unbedingte Verhinderung von Tiefentladungszuständen (→ Abschnitt 6.2.2).
- Nebenbedingungen für ein komplettes Anlagenmanagement sind die Einbeziehung seltener Aktionen wie beispielsweise die Ausgleichladung der Batterie in bestimmten Zeiträumen oder die Veranlassung von Wartungsarbeiten, die Bereitstellung von Dieseltreibstoff, das Nachfüllen von Wasser in die Batterie und die Reinigung der Photovoltaikmodule.

Diese grobe Übersicht bietet einen ersten Einblick in die Anforderungen an ein Betriebsführungssystem für autarke Energieversorgungsanlagen, in welchen verschiedene Formen von Erzeugern und Verbrauchern miteinander kombiniert sind. Als Einflussfaktoren können und sollten in das Energiemanagement zudem auch Prognosen des Energieverbrauchs und der Energiebereitstellung eingehen. Für die jeweils zu führende Anlage müssen die speziellen Detailanforderungen formuliert und daraus Regeln definiert werden. Wegen der Vielzahl logischer Entscheidungen, die im Rahmen eines solchen Anlagen-Managements unter zum Teil kontradiktorischen Anforderungen zu treffen sind, ist der Einsatz eines Expertensystems für diese Aufgabe sinnvoll. Die verschiedenen logischen Verknüpfungen der Betriebsführung können verhältnismäßig einfach als Regeln in der Wissensbasis abgelegt werden. Transparenz, Flexibilität und Modularität der Regeln eines Expertensystems sind deutliche Vorteile gegenüber einer Lösung auf Basis konventioneller Regelungstechnik.

In diesem Kapitel soll nun zunächst die Struktur des Expertensystems vorgestellt werden, auf dem das erstellte Anlagenmanagement basiert. Für die Analyse und Betriebsführung dezentraler Energieversorgungsanlagen waren zusätzliche Softwaremodule notwendig die anschließend detaillierter beschrieben werden. Der Aufbau der Regeln des Expertensystems selber wird dann wiederum am Beispiel des elektro-thermischen Hybridsystems erläutert.

6.1 Struktur des intelligenten Anlagenmanagements

Expertensysteme sind am Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg bereits für verschiedene andere Anwendungen entwickelt und genutzt worden, so beispielsweise für den Wiederaufbau gestörter elektrischer Netze [KRO-92, SPA-98, SAL-01], die Optimierung der Netzsituation [BAK-01] und nicht zuletzt sogar in ersten Ansätzen für die vollständige automatische Betriebsführung von Energieversorgungsnetzen [KRO-99]. Zudem wurde im Vorgängerprojekt bereits für die Solar-Wasserstoff-Anlage PHOEBUS ein optimierendes Energiemanagement auf Basis eines einfachen Expertensystems demonstriert [MÜL-97].

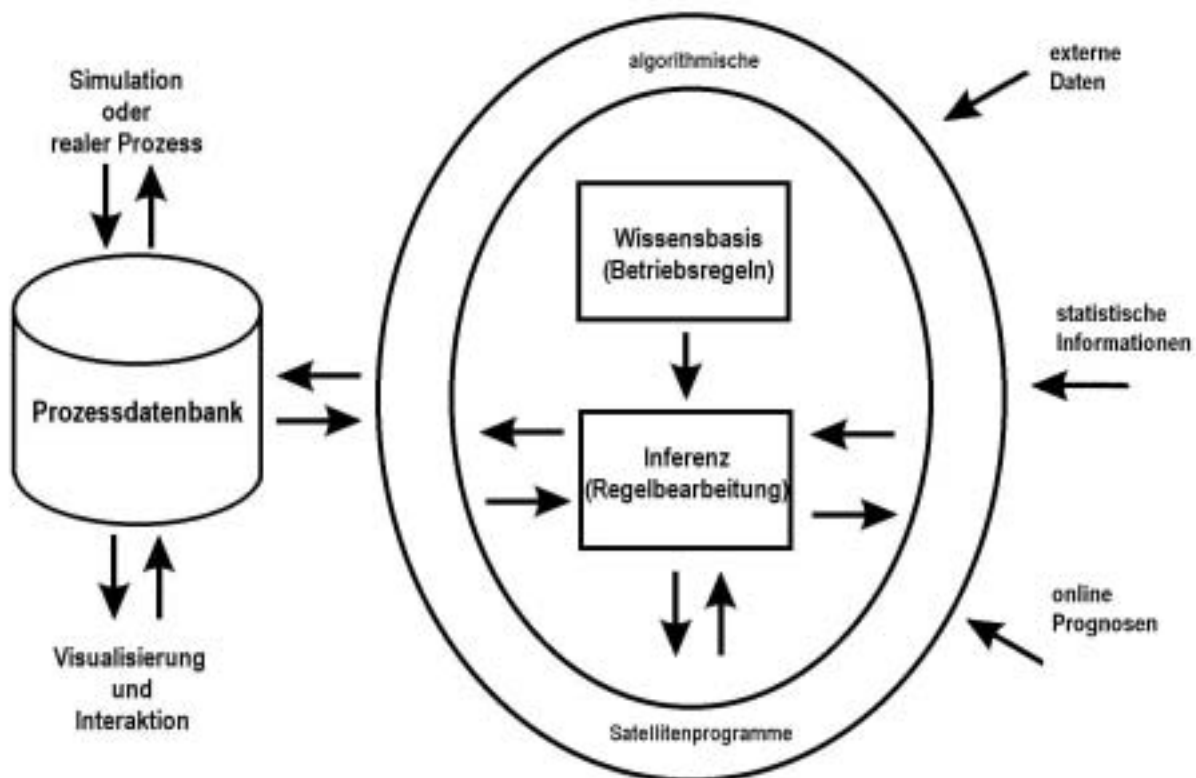


Abbildung 6.1: Systemarchitektur des Anlagenmanagements

Die Wissensbasis ist der Teil eines Expertensystems, der anwendungsspezifische Regeln enthält, die die Inferenzkomponente übernimmt die Abarbeitung dieser Regeln und die Bildung von Schlussfolgerungen daraus, die assistierenden Satellitenprogramme („Assistentenprogramme“) wiederum liefern der Inferenzkomponente aktuelle, aus numerischen Daten gewonnene, logische Informatio-

nen oder führen die getroffenen Entscheidungen in Form von betrieblichen Aktionen aus. Abbildung 6.1 zeigt eine Übersicht über die Systemarchitektur und verdeutlicht die Einbettung von Wissensbasis und Inferenzkomponente in ein Gefüge aus den sie umgebenden Programmen, die auch die Brücke zur Prozessdatenbank -und damit an den realen oder simulierten Prozess- sowie zu externen Datenquellen bilden.

In diesem Kapitel soll ein Überblick über die Struktur des Expertensystems gegeben sowie der Stand der Entwicklungen vor Beginn dieser Arbeit dargestellt werden.

6.1.1 Wissensbasis

Die in der Wissensbasis des Expertensystems abgelegten Wenn-Dann-Regeln [KRO-92] beinhalten die „Strategie“ der Betriebsführung der Anlage, d.h. welche Entscheidungen zum Einsatz der einzelnen Komponenten der Anlage in welcher Situation getroffen werden. Um eine möglichst hohe Transparenz zu erreichen, wird eine Klartext-Regelerstellung verwendet [KRO-92]. Dazu werden die Bedingungen in lesbarer Form in Satzkonstrukten aus drei Bausteinen zusammengesetzt:

Heute (A) ist (B) Werktag (C)!

Dieser Aussagesatz kann durch Umstellung zu einer Frage umformuliert werden:

Ist (B) heute (A) Werktag (C)?

Durch Ergänzung kann diese Konstruktion wiederum zu einer Regel erweitert werden:

Wenn heute (A) Werktag (C) ist (B), dann ...!

Mit Hilfe dieser Kombination aus Textkonstrukten lassen sich dann verständliche, lesbare Regeln aufstellen. Dabei dient Baustein B nur für die Lesbarkeit der Regel, die Bausteine A und C enthalten den eigentlichen Inhalt der Regel mit den eindeutigen Schlüsselworten „Heute“ und „Werktag“. Generell unterscheidet man zwischen vorwärts- und rückwärtsverketteten Regeln [KRO-92]. Anhand von Beispielregeln soll der Aufbau im Folgenden näher erläutert werden.

Bei vorwärtsverketteten Regeln wird eine Frage mit einer definierten logischen Erwartungshaltung gestellt. Diese Frage wird entsprechend von der Inferenzkomponente ausgewertet und beantwortet. Ist die Rückmeldung positiv, d.h. der Erwartungswert trifft zu, dann werden als nächstes die vorgesehenen weiteren Regeln (sog. Folgeregeln) abgearbeitet:

Wenn heute Werktag ist, dann führe die Regel „werktag_regel“ aus!

In der hier angewandten Syntax [KRO-92, SAL-01] sieht eine solche Vorwärtsregel wie folgt aus:

```
regel(vorwaerts_beispiel,[werktag_regel]):-
    bedingung(vorwaerts_beispiel,'Heute','ist','Werktag',#,positiv,-).
```

Dabei dient „vorwaerts_beispiel“ zur Regelidentifizierung, der Ausdruck in eckigen Klammern „[werktag_regel]“ definiert die bei Erfüllung der Bedingungen

auszuführende Folgeregel. In der zweiten Zeile ist die Bedingung für Erfüllung der Regel angegeben, in der die drei Textbausteine sowie der Erwartungswert („positiv“) der Anfrage enthalten sind. Für den Fall der Nichterfüllung der Bedingung müssen Alternativen angegeben werden:

```
regel(vorwaerts_beispiel,[samstag_regel]):-
    bedingung(vorwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Samstag', #, positiv, -).

regel(vorwaerts_beispiel,[sonnundfeiertag_regel]):-
    bedingung(vorwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Samstag', #, negativ, -),
    bedingung(vorwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Werktag', #, negativ, -).
```

Im vorstehenden Beispiel wird somit ein Regelpaket aus insgesamt drei Alternativen aufgebaut. In der ersten Regelbedingung wird abgefragt, ob der aktuelle Tag ein Werktag ist, und es wird eine positive Antwort erwartet. Wenn dieser Erwartungswert zutrifft, wird die nächste Regel mit dem Namen „werktag_regel“ aufgerufen. Ist die Antwort negativ, wird die nächste Alternative der aktuellen Regel untersucht. Hier wird abgefragt, ob der Tag ein Samstag ist und die „samstag_regel“ verwendet. Wenn weder Samstag noch Werktag ist, wird die dritte Alternative aufgerufen. Diese trifft zu, wenn die ersten beiden Regeln nicht zugefallen haben, und es wird die Regel „sonnundfeiertag_regel“ aufgerufen.

Rückwärtsverkettete Regeln dienen im realisierten Expertensystem zum Beispiel zur Zustandsdiagnose. Zur Beantwortung der gestellten Frage, ob der aktuelle Tag ein Werktag ist, kann eine rückwärtsverkettete Regel aufgerufen werden:

```
regel_folge(rueckwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Werktag'):-
    bedingung(rueckwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Feiertag', #, negativ, -),
    bedingung(rueckwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Samstag', #, negativ, -).
    bedingung(rueckwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Sonntag', #, negativ, -).
```

Als Regel-Bedingungen werden abgefragt: ob kein Sonntag, kein Samstag und auch kein Feiertag ist. Alle drei Regel-Bedingungen müssen dabei zutreffen, um eine positive Antwort zu formulieren. Regel-Alternativen sind hier implementiert, um verschiedene Fall-Unterscheidungen als logische Baumstruktur berücksichtigen zu können. Als letztes Glied in dieser logischen Baumstruktur steht entweder der Aufruf eines externen Programms zur Beantwortung oder prinzipiell auch ein Dialog mit einem Benutzer:

```
regel_folge(vorwaerts_beispiel,[samstag_regel]):-
    bedingung(vorwaerts_beispiel, 'Heute', 'ist', 'Samstag',
        kalenderprogramm, positiv, -).
```

Durch Kombination einer Vielzahl solcher Regeln in der Wissensbasis kann somit eine komplette Betriebsführungsstrategie zusammengestellt werden. In der Erstellungsphase können Schritt für Schritt neue Regeln integriert werden, da die Abarbeitung durch die Inferenzkomponente und die Assistentenprogramme von der Wissensbasis entkoppelt ist. Im Kapitel 6.3 wird für das in Kapitel 1.5 vorgestellte Beispielsystem eine solche Regelstruktur aufgebaut.

6.1.2 Inferenzkomponente

Expertensysteme werden üblicherweise in so genannten deklarativen Programmiersprachen erstellt [KRO-92]. Im vorliegenden Fall wird die Auswertung der oben beschriebenen Regelsyntax von einer in MPROLOG geschriebenen Inferenzkomponente getätigt [KRO-92]. Diese übernimmt die eigentliche logische Analyse der Regeln und die Generierung von Schlussfolgerungen aus Informationen, die entweder intern aus unterlagerten Regeln, mittels einer Mailboxschnittstelle von externen Programmen oder auch durch Benutzeranfragen gewonnen werden können [SAL-01]. Die Unterscheidung erfolgt dabei durch den adressierenden Regelbestandteil. Wenn der Platzhalter „#“ als Anfrageadressat angegeben ist, versucht die Inferenzkomponente zunächst nur mittels rückwärtsverketteter Regeln die Frage zu beantworten. Wenn keine entsprechenden Regeln gefunden werden, wird die Frage an den Benutzer gestellt. Bei Angabe eines Programmnamens als Adressat werden die drei Textbausteine über eine Mailboxschnittstelle an das Programm gesendet, von diesem ausgewertet und beantwortet.

6.1.3 Schnittstelle

Die eigentliche Entscheidungsfindung der Inferenzkomponente findet auf Basis des in der Wissensbasis in logischen Regelstrukturen abgelegten Wissens statt. Da der zu betrachtende Prozess bzw. die zu führende Anlage jedoch nicht auf logische Informationen beschränkt ist, sondern physikalische Messwerte die aktuelle Datenbasis für die Schlussfolgerungen bilden müssen [SPA-98], ist eine numerische Datenaufbereitung und anschließende Transformation der Daten auf die logische Ebene notwendig. Die Inferenzkomponente kann eine Regelbedingung im beschriebenen Klartextformat an ein analytisches Assistentenprogramm über die Mailboxschnittstelle weitergeben. Der Text beinhaltet dabei das Objekt, auf das sich die Anfrage bezieht, entweder in Form eines vollständigen GDL-Deskriptors zur eindeutigen Identifizierung einer Anlagenkomponente (→ Kapitel 2) oder mittels eines festgelegten Begriffs. Der Auftrag oder die Anfrage an sich wird durch Schlüsselworte, die für das empfangende Programm erkennbar oder in programmspezifischen Diktionaren hinterlegt sind, übermittelt. Das Assistentenprogramm analysiert die gestellte Anfrage, bearbeitet sie und gibt als Rückantwort an das Expertensystem eine logische Antwort über die Schnittstelle zurück. Diese wird von der Inferenzkomponente übernommen und entsprechend dem vorgegebenen Erwartungswert der Regel gewertet.

6.1.4 Vorhandene Assistentenprogramme

Im Rahmen früherer Expertensystementwicklungen liegen bereits einige Assistentenprogramme vor, die vom Anlagenmanagement verwendet werden und im Folgenden kurz charakterisiert werden sollen.

- Das Programm *trigger* [MÜL-97] koordiniert den Expertensystemzyklus mit dem realen oder dem simulierten Prozess. Diese zeitliche Koordination ist notwendig, um die Auswirkung unterschiedlicher Rechenzeiten verschiedener Pro-

gramme zu begrenzen. Durch Nutzung eines Triggers wird gewährleistet, dass das Expertensystem zu definierten Zeitpunkten einen neuen Durchlauf startet.

- Das Programm *dba* [SPA-98] („Datenbankanfrage“) übernimmt alle die Anfragen, die sich auf aktuelle Einträge in der Prozessdatenbank beziehen. Zu diesen zählen beispielsweise die Stellungen der zu den Komponenten einer Anlage gehörenden Schaltgeräte. Vom Expertensystem kann dabei nicht nur geprüft werden, ob eine Komponente zugeschaltet ist oder nicht, sondern auch, ob sie überhaupt verfügbar ist, d.h. vom Expertensystem zu- oder abgeschaltet werden kann. Der Anwender hat so die Möglichkeit, manuell Komponenten vom Zugriff des Expertensystems (z.B. für Wartungsarbeiten) auszugrenzen.
- Das Assistentenprogramm *ewe* [SPA-98] („Es war einmal“) wurde erstellt, um in der Prozessdatenbank vorhandene aktuelle Messwerte über einen bestimmten Zeitraum zu beobachten und auszuwerten. Da zum Beispiel die solare Einstrahlung erheblichen Schwankungen unterliegen kann, ist es notwendig, für bestimmte Entscheidungen Maximal-, Minimal- und Mittelwerte sowie Entwicklungstendenzen oder Gradienten abzufragen.
- Das Programm *dbe_auto* [SPA-98] („automatischer Datenbankeintrag“) stellt praktisch die Umkehrung der Datenbankanfrage *dba* dar. Dieses Programm dient zur direkten Umsetzung von Schaltbefehlen oder Sollwertvorgaben in der Prozessdatenbank. Dazu werden so genannte Ereignisse generiert, die den eigentlichen Datenbankeintrag veranlassen, gleichzeitig aber auch relevanten Programmen die Statusänderung direkt melden. Bei Anschluss des Managementsystems an einen realen Prozess kann diese Schnittstelle zur direkten Befehlsweitergabe an die einzelnen Komponenten genutzt werden.
- Das Programm *rut* [MÜL-97] („Rat und Tat“) wurde entwickelt, um indirekt Aktionen durchführen zu können, die zunächst eine numerische Analyse oder eine zyklische Abarbeitung (z.B. Sollwertregelung) erfordern. Es ist in der Lage Sollwertvorgaben für jede in einer Anlage vorhandene Komponente zyklisch unter verschiedenen Randbedingungen und Vorgaben durchzuführen und somit die Komponente zu regeln.

Neben diesen vorhandenen Algorithmen hat sich bei der Erstellung neuer Regeln für neue Anlagen oder Konfigurationen herausgestellt, dass zusätzliche, auf die speziellen Eigenschaften dezentraler Energiesysteme angepasste Algorithmen zur sicheren Entscheidungsfindung benötigt wurden. Im folgenden Kapitel sollen die im Rahmen dieser Arbeit *neu entwickelten bzw. weiterentwickelten* Assistentenprogramme vorgestellt werden.

6.2 Assistentenprogramme

Bei der Betriebsführung dezentraler Energieanlagen müssen eine große Anzahl unterschiedlicher Parameter berücksichtigt werden. Dazu gehören auch die aktuellen Füllstände von Energiespeichern, Prognosen für Verbrauch und Erzeugung (aufgeteilt nach Energie und Leistung), sowie die Zustände der einzelnen beteiligten Komponenten. Die benötigten Informationen sind immer vom Anlagentyp abhängig. In autarken Anlagen, die einen Batteriespeicher als Kurzzeit-Energiepuffer nutzen, spielt die Kenntnis des Batteriezustandes eine zentrale Rolle, in netzgekoppelten Anlagen wiederum kann das Lastverhalten die wichtigste Information sein.

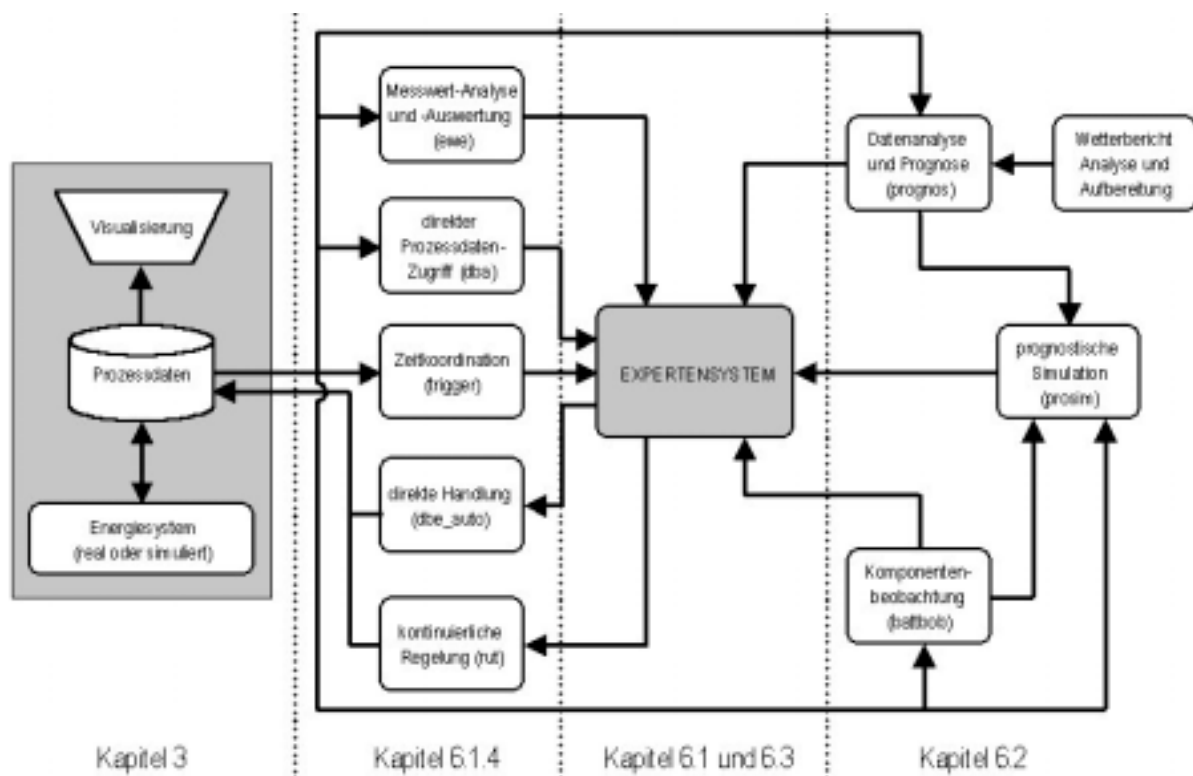


Abbildung 6.2: Verknüpfungen der verschiedenen Programme

Um diese spezifischen Informationen für das logikbasierte Expertensystem zugänglich zu machen, wurden speziell für die Betriebsführung dezentraler Energiesysteme eigenständige Assistentenprogramme entwickelt. Im Folgenden sollen die drei Programme *prognos*, *battbob* und *prosim* vorgestellt werden, die so flexibel programmiert worden sind, dass sie für verschiedenste dezentrale Anlagenkonfigurationen durch Anpassung der Parametrierung einsetzbar sind.

Abbildung 6.2 zeigt eine Übersicht über die Struktur des Anlagenmanagements und die Schnittstellen zwischen den einzelnen Routinen. Auf der linken Seite ist die verwendete Prozessdatenbank zu sehen, die als Informationsquelle und als Aktionsempfänger für den Betriebsführungsprozess dient. Direkt aus der Datenbank lesen können nur die numerischen Programme; das Expertensystem selbst kommuniziert über Mailboxschnittstellen mit diesen Programmen und

erhält zu logischen Antworten reduzierte Informationen zurück. Auffallend ist die Verknüpfung der einzelnen Programme untereinander, die einen direkten Austausch von Informationen erlaubt.

6.2.1 Prognostische Analysen in *prognos*

In Energiesystemen, die stark von den aktuell herrschenden Witterungsbedingungen abhängige Einspeisungen wie Windkraftanlagen, Photovoltaik oder Solarthermie nutzen, bietet eine verlässliche Prognose der zu erwartenden Energieerträge die Basis für einen sicheren Anlagenbetrieb. Die Modularität des Expertensystems ermöglicht die flexible Integration von Vorhersagen durch Nutzung eines Prognose-Programms.

Das hier beschriebene Programm *prognos* hat seine Ursprünge im Programm *seher* [MÜL-97]. Der Algorithmus erlaubt die Generierung und Nutzung verschiedener Prognoseinformationen: elektrischer und thermischer Verbrauch, Außentemperatur und solare Einstrahlung. Die Informationen werden analytisch aufbereitet und stehen somit dem Expertensystem für dezidierte Anfragen zur Verfügung.

Als innovative Lösung wurde im Rahmen dieser Arbeit die Einstrahlungsprognose vollständig automatisiert und soll daher nachfolgend detaillierter beschrieben werden. Zur Vorhersage der solaren Einstrahlung für Photovoltaik und Solarthermie wurde eine Kombination aus Messwertanalyse und Nutzung spezifischer Prognoseinformationen implementiert. Dabei werden verschiedene Formen von Wetterberichten aus dem Internet automatisch analysiert und durch statistische Auswertung und Vergleich der prognostizierten Werte mit Messdaten verifiziert. Der Abgleich mit aktuellen Werten ermöglicht im Voraus eine brauchbare Abschätzung der kurz- und mittelfristig gewinnbaren Energie.

6.2.1.1 Allgemeine Zusammenhänge

Bekanntermaßen sind Wetterprognosen im Allgemeinen sehr schwierig zu erstellen; dies gilt auch für die Vorhersage der solaren Einstrahlung und damit der zu gewinnenden elektrischen und thermischen Energie. Mittels Einstrahlungsberechnungsalgorithmen [RIT-95], welche die jahreszeitlichen und tageszeitlichen Abhängigkeiten berücksichtigen, lässt sich die ideale Einstrahlung für jeden Zeitpunkt eines Jahres und jeden Ort auf der Erde ermitteln. Durch Einfluss insbesondere der Bewölkung werden diese idealen Werte jedoch nicht immer erreicht. Somit ergibt sich zu einem Zeitpunkt t eine Abweichung der tatsächlich eingestrahelten Leistung P_{real} zur idealen Leistung P_{ideal} . Dafür wird hier ein prozentualer Wert p definiert, der das Verhältnis aus diesen beiden Werten repräsentiert:

$$p = \frac{P_{real}}{P_{ideal}} \quad (6-1)$$

Entsprechend kennzeichnet der Faktor e das Verhältnis der in einem Zeitraum Δt erreichten Energie zur unter idealen Wetterbedingungen erreichbaren:

$$e = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \quad (6-2)$$

Wenn ein solcher Faktor für einen Prognosezeitraum ermittelt wird, kann mit Hilfe der simulierten idealen Einstrahlung auf die voraussichtlich zu erreichende Einstrahlung geschlossen werden. Näherungsweise wird im Folgenden auch angenommen, dass der Leistungsfaktor p über einen Zeitraum Δt hinweg konstant und somit gleich dem Faktor e ist.

Klassische Verfahren sehen die Nutzung der retrospektiven Datenanalyse zur Ermittlung einer Abweichung zwischen idealer und realer Einstrahlung vor [RIT-95]:

- Die Persistenzvorhersage, die auf Basis von Messungen des vergangenen Tages auf den kommenden Tag schließt.
- Die Monatsdatenbereitstellung nach DIN 4710, in der für jeweils einen kompletten Monat die gemessenen 10-Jahres-Mittelwerte angegeben sind.
- Das Testreferenzjahr, in dem auf Basis langjährig gemessener Daten ein synthetisches Jahr erstellt wird.

Offensichtlich nutzt jedoch keines dieser analytischen Verfahren Informationen, die speziell für den zu prognostizierenden Tag gelten. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Verfahren gesucht, bei dem auf Basis erstellter Wetterprognosen eine verbesserte Strahlungsvorhersage möglich wird. Hierfür werden kostenlos im Internet abrufbare Informationen verschiedener Anbieter verwendet.

6.2.1.2 Beschaffung der Prognosedaten

Unabhängig von der Quelle der benötigten Informationen muss das zu versorgende Anlagenmanagement zuverlässig die benötigten Daten abrufen können. Gerade bei einer auf Internet-Informationen basierenden Routine ist dabei eine hohe Redundanz erforderlich, da das Internet insgesamt störungsanfällig ist: Nur in Extremsituationen fallen alle Informationskanäle aus, häufiger jedoch ist der Ausfall einzelner Server oder automatischer Prozesse zu beobachten. Daher wird zur prognostischen Gewinnung von Wetterinformationen auf verschiedene Dienste parallel zugegriffen und die Informationen in einfacher Tabellenform dem Online-Prozess zum selbsttätigen Abruf zur Verfügung gestellt.

Im Internet gibt es zwei Formen von Diensten, die kostenlos Wetterberichte zur Verfügung stellen: Wetterberichte per Email und Wetterberichte in Form von HTML-Seiten im WWW. Durch die unterschiedlichen Lieferwege von Emails und Webseiten ergeben sich Anforderungen an deren Auswertung, die im Folgenden erläutert werden sollen.

6.2.1.2.1 Analyse eines Email-Wetterberichtes

Emails werden von einem Anbieter zu einem von ihm gewählten Zeitpunkt an die Empfänger gesendet. Auf bestimmten Empfängerrechnern (UNIX-Technologie) ist es dann möglich, die eingehenden Emails automatisch zu erkennen und mit einem Analyseprogramm zu verarbeiten.

In Abbildung 6.3 ist ein Ausschnitt eines typischen Email-Wetterberichts des Anbieters donnerwetter.de dargestellt. Dieser enthält (Stand Juli 2001) sowohl Textinformationen über die Wetterlage des folgenden Tages als auch eine vereinfachte Tagesübersicht mit den wichtigsten Informationen über Temperatur und Wetterlage in tabellarischer Form. Seit Frühjahr 2001 wird diese Information gleichzeitig auch als Vorhersage für den Folgetag angeboten.

```

Date sent:      Sat, 7 Jul 2001 16:52:43 -0600 (MDT)
From:          mailservice@donnerwetter.de
Subject:       Wetter 8.7.2001: Schauer, 22-24 Grad tagsueber
-----
DONNERWETTER - Vorhersage fuer die Region Aachen
-----

Die Wetterlage:
-----
Ein Tiefdruckgebiet ueber der Nordsee bestimmt das Wetter in
Deutschland. Es fliesst mit einer suedwestlichen Stroemung feuchtwarme
Luft nach Deutschland ein.

          HEUTE, Sonntag, 8.7.2001
-----
| Wind          | W-Wind, Staerke 3 (Bft)
-----
| Vormittag    | 19 Grad C. | heiter bis wolzig
| Nachmittag   | 24 Grad C. | Regenschauer
| Abend        | 21 Grad C. | Regenschauer
| Nacht        | 15 Grad C. | aufgelockert bewoelkt
-----

Den ganzen Tag ueber wechseln sonnige Momente und Wolken mit
kraeftigen Schauern bei Werten zwischen 20 und 22 Grad tagsueber ab.
Nachts liegen die Werte bei wolzigem Himmel um 12-15 Grad.

          MORGEN, Montag, 9.7.2001
-----
| Wind          | W-Wind, Staerke 3 (Bft)
-----
| Vormittag    | 17 Grad C. | aufgelockert bewoelkt
| Nachmittag   | 23 Grad C. | aufgelockert bewoelkt
| Abend        | 20 Grad C. | heiter bis wolzig
| Nacht        | 19 Grad C. | wechselnd bewoelkt
-----

Meist heiter und trocken bei Werten zwischen 23 und 26 Grad tagsueber.
Nachts liegen die Werte bei klarem Himmel um 12-15 Grad.

Die weiteren Aussichten:
-----
ueber die Woche ist es leicht wechselhaft, aber Regen faellt kaum.
Werte um 23-26 Grad tagsueber und 13-16 Grad nachts

(.....)

```

Abbildung 6.3: Ausschnitt aus einem Email-Wetterbericht von donnerwetter.de

Aus dieser Nachricht können auf automatischem Weg nur die Vorhersagen in Tabellenform ausgewertet werden, die Fließtextinformationen sind von einem Programm nur schwer zu verarbeiten. Die relevanten Informationen aus der Tabelle sind neben dem Datum die das Wetter klassifizierenden Begriffe, wie

zum Beispiel „aufgelockert bewölkt“. Hierbei werden immer wiederkehrende Schlüsselwörter verwendet. Im Laufe des Projektes wurden ca. 3 Jahre lang die täglichen Emails des Anbieters automatisch ausgewertet; dabei wurde festgestellt, dass ca. 40 verschiedene Begriffe verwendet wurden, die teilweise auch Begriffskombinationen darstellen, wie beispielsweise „Regen/bewölkt“ oder „heiter bis wolkig“. Diese Begriffe oder Kombinationen werden entsprechend der vorhergesagten Wetterlage eingesetzt und lassen damit Rückschlüsse auf einen Bewölkungsgrad und letztendlich eine Vorhersage der zu erwartenden effektiven solaren Einstrahlung zu. Den Begriffen wird dazu in einer Datentabelle jeweils ein numerischer Wert zugeordnet, der eine Aussage über die zu erwartende solare Einstrahlung erlaubt. Diese Zahlenwerte werden mittels eines Auswertungsalgorithmus, der im Abschnitt 6.2.1.2.3 erläutert wird, ermittelt.

6.2.1.2.2 Analyse von Wetter-Webseiten

Im Gegensatz zu der Datenbereitstellung per Email werden Webseiten vom Anbieter regelmäßig im Laufe eines Tages aktualisiert, und der Nutzer ruft die Informationen zu einem von ihm selbst bestimmten Zeitpunkt ab. Um Webseiten automatisch analysieren zu können, muss der Analyseprozess also vom Informationsempfänger gestartet werden. Für eine automatische Abarbeitung ist ein regelmäßiger Aufruf der Analyseroutinen notwendig; auf Rechnern mit UNIX-Plattform steht dafür der CRON-Befehl zur Verfügung, der es erlaubt, Prozesse zu definierten Zeitpunkten auszuführen. Ein solcher Analyseprozess muss dabei die folgenden Aufgaben erfüllen:

- Überprüfung der Webseite auf inhaltliche Neuerungen
- Analyse der Informationen
- Aufbereitung der Informationen
- Erkennung von Layoutänderungen

Zunächst erfolgt die Überprüfung der Webseite auf Veränderungen durch Analyse des HTML-Textes im Informationskern. Dieser Kern-Text enthält in komprimierter Form, ähnlich zum Format des Email-Wetterberichtes, eine Reihe kurzer Informationen wie zum Beispiel Temperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung. Im Gegensatz zum Emailtext wird die Wetterlage jedoch nicht in Schlagworten, sondern in einfachen grafischen Symbolen angezeigt, die beispielsweise Wolken, Sonne und Regen darstellen. Diese sind ebenfalls immer wiederkehrende Symbole und können durch ihren Dateinamen vom Algorithmus identifiziert werden.

Zusätzlich muss der Analyseprozess die Webseite auf gravierende Strukturveränderungen überprüfen und in einem solchen Fall eine Warnmeldung beispielsweise per Email absetzen, um eine Softwareanpassung veranlassen zu können. Um eine retrospektive Analyse von etwaigen Softwarefehlern oder veränderten Seiten-Layouts zu ermöglichen, werden zusätzlich alle heruntergeladenen Webseiten in einem eigenen Archiv gespeichert.

Die Zusammenhänge bei der Aufbereitung der webbasierten Prognoseinformationen sind vereinfacht in Abbildung 6.4 dargestellt. Dieser Ablauf gilt für alle hier berücksichtigten Web-Dienste und auch den Email-Dienst, jedoch muss die Aufbereitung aufgrund der verschiedenen Designs und Informationsdetails der Anbieter für jeden Dienst individuell erstellt werden.

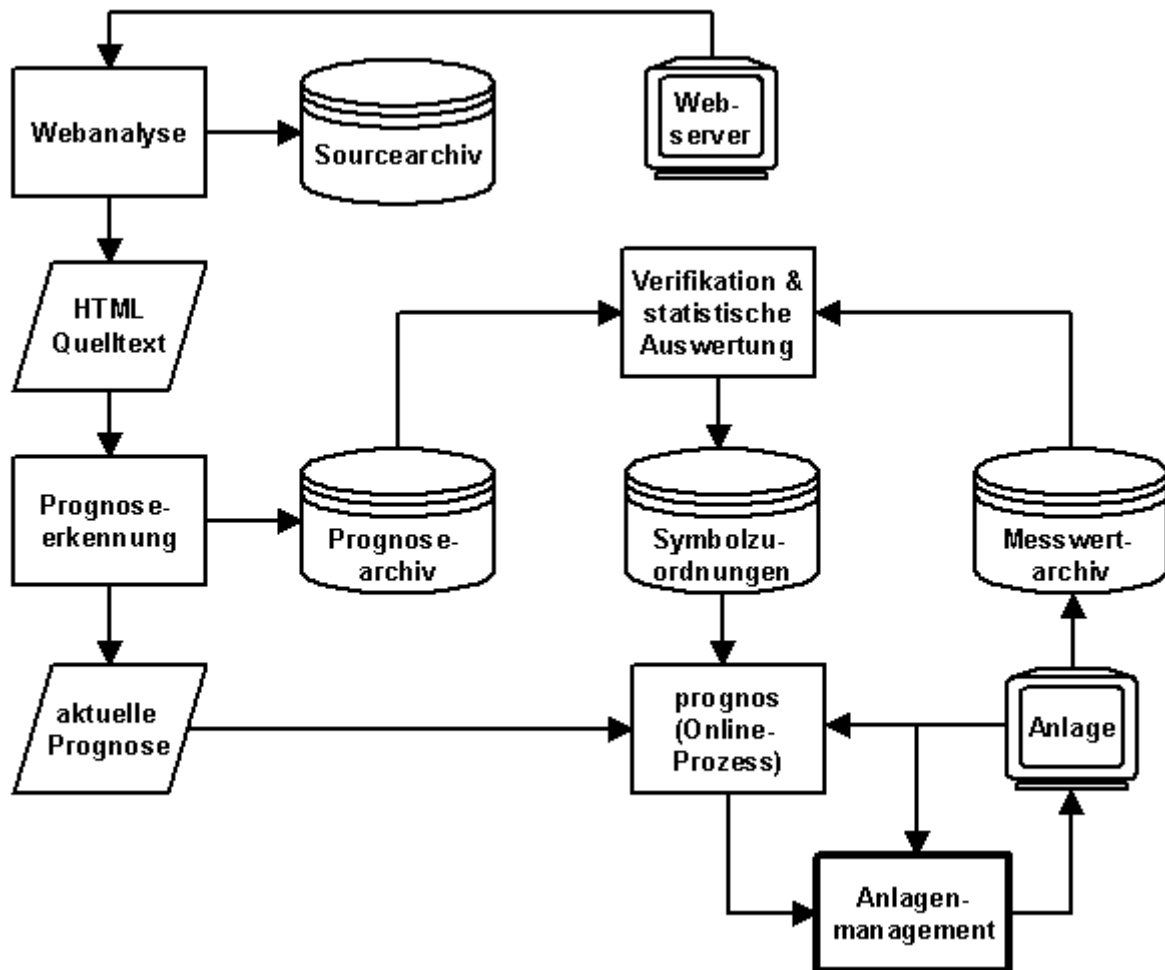


Abbildung 6.4: Übersicht über die Analyse der Wetterberichte

6.2.1.2.3 Definition und Verifikation der Zuordnungen

Sowohl die Schlüsselworte im Email-Wetterbericht als auch die Grafik-Symbole in den webbasierten Prognosen bieten für einen automatischen Prozess keine eindeutige numerische Aussage über die zu erwartende solare Einstrahlung. Daher ist die Bereitstellung von Zuordnungsinformationen in tabellarischer Form notwendig. Jedem Vorhersagebegriff oder -symbol wird dabei der in Abschnitt 6.2.1.1 definierte prozentuale Wert e zugeordnet, der das Verhältnis aus der nach Vorhersage tatsächlich erreichbaren Energie zur unter idealen Wetterbedingungen am entsprechenden Tag des Jahres ideal erreichbaren repräsentiert.

Diese Zuordnungstabelle muss zunächst einmalig manuell erstellt werden, indem ein oder mehrere Benutzer ihre Assoziationen zu den Begriffen oder Symbolen in

numerischen Werten festlegen. Im nachfolgenden, zyklischen Einsatz werden die Werte durch statistische Aufbereitung sukzessive verfeinert, indem die Prognosen nach Ablauf des Prognosezeitraumes –für jeden untersuchten Wetterdienst getrennt– mit den tatsächlich gemessenen Werten abgeglichen werden (siehe Abbildung 6.4). Mit wachsendem Prognosearchiv ist damit eine fortschreitende Verbesserung des Ergebnisses gegeben. Zu Beginn und bei selten genutzten Begriffen und Symbolen werden jedoch einzelne Prognosefehler erheblich zur Verschiebung der Faktoren führen, daher ist eine Kombination aus manueller Vorgabe und automatischer Analyse sinnvoll.

Im Online-Prozess können dann durch Multiplikation der Werte der idealen, tagesabhängigen Einstrahlungskurve mit dem jeweiligen prognostizierten Faktor e die Leistungs- und Energiewerte im Prognosezeitraum errechnet werden (→ Abschnitt 6.2.1.4).

6.2.1.3 Bewertung der Wetterdatenbereitstellung

Die Wetterdaten der verschiedenen Wetterdienste wurden über einen Zeitraum von ca. zwei Jahren analysiert. In diesem Abschnitt werden einige Aussagen zur Güte der verschiedenen Wetterdienste getroffen. Diese gibt dabei keine Information über die tatsächliche Prognosegenauigkeit, sondern nur über die Nutzbarkeit der Prognosen für den beschriebenen Algorithmus zur Einstrahlungsvoraussage. Niederschlagsvorhersagen werden zum Beispiel nicht in der Auswertung berücksichtigt. Eine Aussage über die Qualität der Wetterdienste in Hinsicht auf die Nutzbarkeit für den Alltagsgebrauch wird damit also nicht getätigt! Des Weiteren sei angemerkt, dass die dargestellten Ergebnisse nur für die Region westliches Nordrhein-Westfalen Gültigkeit haben. Eine Transformation auf andere Landesbereiche scheint unproblematisch, muss jedoch vorab verifiziert werden.

In einer ersten Voranalyse der angebotenen Informationstiefe wurden Ende des Jahres 1998 fünf Wetterdienstanbieter vorausgewählt, von denen letztendlich die drei Web-Angebote „donnerwetter.de“, „stern.de“, und „yahoo.de“ sowie der Emaildienst von „donnerwetter.de“ für die weiteren, langfristigen Untersuchungen genutzt wurden. Dienste, die nach diesem Zeitpunkt entstanden sind, wurden nicht nachträglich aufgenommen. Mit der Nutzung der drei Webdienste und des Email-Dienstes konnte die Forderung nach Redundanz bereits ausreichend erfüllt und die Ausfallwahrscheinlichkeit der Prognosefunktion minimiert werden.

Die Analyse der Wetterprognosen ist über einen Vergleich der prognostizierten Tagesenergiewerte mit real gemessenen mittels statistischer Auswertungen erfolgt. Dabei wurden gemessene Strahlungswerte aus der Solar-Wasserstoffanlage PHOEBUS des Forschungszentrums Jülich als Verifikationsgrößen genutzt. Um eine Bewertung der Ergebnisse und den Vergleich der verschiedenen Dienste zu ermöglichen, wurde jeweils die Trefferquote ermittelt. Als „Treffer“ wird dabei bezeichnet, wenn die auf Basis eines Dienstes erstellte Tagesenergieprognose weniger als 25 % vom tatsächlich gemessenen Energieertrag abweicht.

Nach Abschluss des Zweijahreslaufes der Prognosedatenbeschaffung können folgende Aussagen getroffen werden:

- Unabhängig vom Anbieter kann eine höhere Trefferquote während der strahlungsstarken Sommermonate gegenüber den Wintermonaten festgestellt werden. Dies ist vermutlich mit dem längeren Tagesstrahlungszeitraum zu begründen, durch den kurzfristige Wetterschwankungen insgesamt besser ausgeglichen werden.
- Die Trefferquote wurde für jeden einzelnen Dienst ermittelt. Der Algorithmus zeigte bei Nutzung der Dienste donnerwetter.de (Web und Email) und yahoo.de eine Trefferquote für den aktuellen Tag zwischen 35 % und 40 %, bei stern.de wurden nur ca. 25 % erreicht. Die Prognosen wurden dabei jeweils früh morgens oder am Vorabend gestellt.
- Die direkte Kombination zweier Wetterdienste führt zu einer signifikanten Verbesserung der Trefferquote gegenüber den Einzelergebnissen. Hierbei sind Trefferquoten über 48 % im Jahresmittel zu erreichen.
- Eine signifikante Verschlechterung der Aussagefähigkeit des Wetterdienstes für die weiteren Folgetage konnte nicht festgestellt werden. Zwar nimmt die Prognosegenauigkeit mit der Anzahl der Folgetage leicht ab, jedoch wirkt hier eine statistische Streuung positiv auf die Ergebnisse. Die Prognosen können sowohl für den aktuellen Tag als auch für Zeiträume von bis zu einigen Tagen als annähernd gleich zuverlässig gelten.
- Für den aktuellen Tag empfiehlt es sich, ab ca. 10:00 Uhr auf die Nutzung der Kurzfrist-Persistenzvorhersage umzuschalten. Persistenz bedeutet dabei die Hochrechnung der bisherigen Wettersituation auf den restlichen Tag. Hierbei wird ab diesem Zeitpunkt eine Treffergenauigkeit von über 60% erzielt (→ Abbildung 6.5).
- Der Email-Wetterdienst zeigte eine erstaunlich hohe Konstanz sowohl im Informationsaufbau als auch in seiner Lieferzuverlässigkeit. Im Gegensatz dazu werden Webseiten wesentlich häufiger umgestaltet. Eine Änderung des Informationsaufbaus muss auch immer eine Anpassung der auswertenden Algorithmen nach sich ziehen. Jedoch wird der Email-Wetterbericht immer bereits am Tag vor dem eigentlichen Prognosezeitraum generiert und basiert daher auf „älteren“ Daten als die häufiger aktualisierten Web-Prognosen.

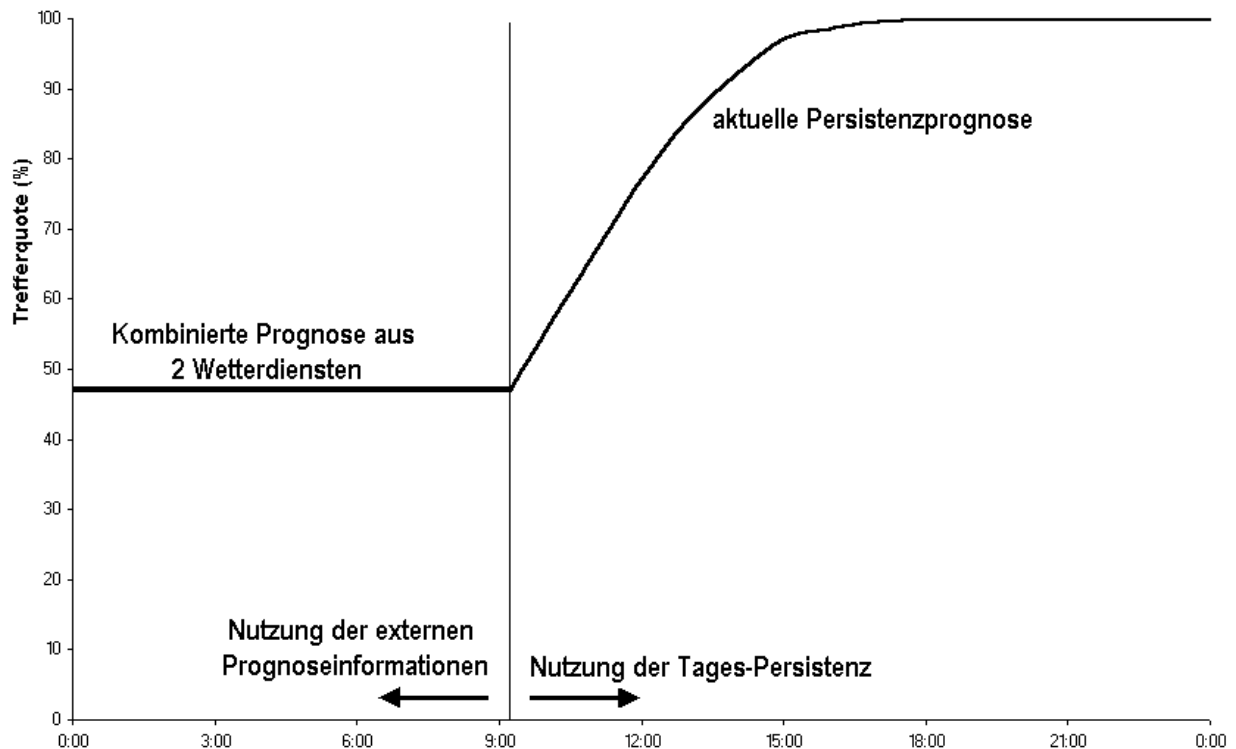


Abbildung 6.5: Auswahl der Prognose im Betrieb

Das beschriebene Verfahren bietet also erwartungsgemäß keine absolute Genauigkeit in der Prognose der solaren Einstrahlung oder des Energieertrages. Trotzdem liefert es auf sehr kostengünstige und prozesssichere Weise Daten, die ein Energiemanagement, das seine Entscheidungen auf logischen Informationen aufsetzt, verwerten kann. Die Prognoseinformationen müssen jedoch aufgrund der gegebenen Unschärfe im Energiemanagement durch die Einbindung entsprechender Regeln so durch Reservehaltung etc. abgesichert werden, dass eine Anlagengefährdung in jedem Fall vermieden wird.

6.2.1.4 Online Prognose

Als Auswertungsergebnis der Webseiten und Emails wird für jeden Dienst eine Prognoseliste erstellt. In dieser sind tabellarisch die einzelnen Prognosezeiträume (z.B. Vormittag, Folgetag) und der jeweils aus den Informationen des Dienstes prognostizierte Einstrahlungsfaktor e aufgelistet. Das Assistentenprogramm *prognos* liest die aktuellsten Vorhersagelisten der verschiedenen Dienste ein und generiert daraus die Strahlungswerte für den gesuchten Zeitraum. Genutzt werden, entsprechend der Aussagen in Abschnitt 6.2.1.3, die jeweils besten aktuell zur Verfügung stehenden Dienste für die Prognosezeiträume.

Mit Hilfe einer Einstrahlungsberechnungsroutine (Astrosolar [RIT-95]), die den Einfluss von Bewölkung auf die direkten und diffusen Strahlungsanteile berücksichtigen kann, wird dann eine Datenreihe der zu erwartenden effektiven Strahlung generiert. Unter Nutzung des Modells zur Berechnung von Photovoltaikmodulen (→ Abschnitt 4.1.4) bzw. Solarkollektoren (→ Abschnitt 5.1.4) kann daraus die zu erwartende Einspeisungsleistung und -energie berechnet werden.

Für kurzfristige Prognosen (im Bereich weniger Stunden) wird gemäß Abbildung 6.5 tageszeitabhängig anhand von Prognosedaten, aktuellen Messwerten und Persistenzvorhersagen eine relativ sichere Aussage über die zu erwartende Einstrahlung möglich. Morgens werden dabei ausschließlich die Prognosen der Wetterdienste angewandt, ab vormittags übernimmt die aktuell angepasste Persistenzvorhersage die Prognose. Die Umschaltung auf die Persistenz erfolgt dabei jahreszeitabhängig frühestens 3 Stunden nach Sonnenaufgang.

Bei langfristigen Prognosen, die bis zu drei Tagen eine ausreichende Genauigkeit haben, wird für den laufenden Tag das Verfahren für die Kurzfristprognose angewandt. Für Folgetage werden ausschließlich Wetterdienstvorhersagen genutzt.

6.2.1.5 Leistungsumfang des Programms *prognos*

Das Programm *prognos* generiert mittels Analysefunktionen zunächst ein Abbild der Anlage. Es wird die Struktur aus Verbrauchern, Erzeugern, Speichern und möglichen regelbaren Komponenten ermittelt. Auf Basis dieser grundlegenden Informationen und der Einspeisungs- und Lastprognosen können für das Anlagenmanagement analytische und prognostische Aufgaben übernommen werden. Als Antwort auf die vom Expertensystem gestellten Fragen werden logische (Ja/Nein) Antworten zurückgegeben:

- Abschätzung der Energiesituation; „Wird die Energieerzeugung kleiner als der Energieverbrauch in den nächsten 6 Stunden?“
Eine solche Anfrage wird durch energetischen Vergleich der prognostizierten, summierten Energieeinspeisung des angefragten Zeitraumes und der entsprechenden abgeschätzten Lastenergie beantwortet; bei Unterdeckung der Last wird in diesem Fall mit „Ja“ geantwortet.
- Abschätzung des Komponentenbetriebes; „Reicht der Energieüberschuss für den Betrieb der Zusatzheizung in den nächsten 2 Stunden?“
Es wird mit „Ja“ geantwortet, wenn die Differenz aus prognostizierter Lastenergie und Erzeugung insgesamt größer ist, als die zum Betrieb der Komponente über den Zeitraum benötigte Energie.
- Abschätzung der Leistungssituation; „Wird die Einspeiseleistung größer als die Verbraucherleistung in den nächsten 20 Minuten?“
Hierbei wird ebenfalls eine Prognose für Last und Erzeugung erstellt, jedoch werden die einzelnen minütlichen Leistungswerte miteinander verglichen. Wenn die Einspeisung zu jeder Zeit größer als der Verbrauch ist, wird diese Frage mit „Ja“ beantwortet.
- Sicherung der Komponentenversorgung; „Ist für den Betrieb der Zusatzheizung ausreichend Leistungsüberschuss in den nächsten 30 Minuten zu erwarten?“
Hierbei wird minütlich die Leistungsbilanz aus Einspeisung und Verbrauch unter Berücksichtigung der entsprechenden Komponente erstellt. Wenn die Einspeisung zu jeder Zeit größer als der Verbrauch ist, wird diese Frage mit „Ja“ beantwortet.

- Speicherabschätzung; „Reicht der Akkumulatorladezustand für die nächsten 2 Tage?“
Unter Berücksichtigung des aktuellen Batterieladezustandes (→ Abschnitt 6.2.2) und der Batteriekapazität wird untersucht, ob die Last bei der prognostizierten Einspeiseleistung versorgt werden kann. Wenn zu keiner Zeit der untere Batterieladezustand erreicht wird, wird die Frage mit „Ja“ beantwortet.
- Datenversorgung; „Sind die Strahlungs- und Lastdateien für heute angelegt worden?“
Zur Versorgung des Programms *prosim* (→ Abschnitt 6.2.3) werden die prognostizierten Daten in Tagesdateien abgelegt.

Die beschriebenen Optionen können durch unterschiedliche Zeitvorgaben gemäß der aktuellen Situation des Anlagenmanagements angepasst werden. Die Texte stellen nur Beispiele dar, die unter Beachtung der in Abschnitt 6.1.3 beschriebenen Syntax übernommen werden. Über die beschriebenen Optionen hinaus beherrscht das Programm *prognos* noch eine Reihe von zusätzlichen Aufgaben, die auch jegliche Kalenderanfragen, beispielsweise für die Bearbeitung der in Abschnitt 6.1.1 vorgestellten Tagesregeln, und Tageszeitinformationen beinhalten. Der Einsatz des Programms wird für verschiedene Konfigurationen in Kapitel 6.3 und 7 demonstriert.

6.2.2 Batteriebeobachtung *battbob*

Bleibatterien finden zwar eine weit verbreitete Anwendung in vielen technischen Bereichen, wie zum Beispiel als Starter- oder Antriebsbatterien, in Notstromanlagen und als Energiespeicher in elektrischen Inselsystemen. Jedoch stellt die exakte Zustandserkennung von Bleibatterien noch immer ein großes technisches und operationales Problem dar. Wichtig für den störungsfreien Betrieb von autarken Hybridsystemen ist die zuverlässige Erkennung des Batterieladezustandes, da dieser häufig als primäre Regelgröße genutzt wird und somit z.B. über Zu- bzw. Abschaltung von Backup-Komponenten zur Bereitstellung elektrischer Leistung entscheidet. In diesem Abschnitt werden zunächst Anforderungen an die Betriebsführung von Anlagen mit Bleiakkumulatoren als Speicher definiert. Im Weiteren werden Verfahren der Zustandserkennung und das im Rahmen dieser Arbeit für das Anlagenmanagement entwickelte Beobachtungssystem von Akkumulatoren vorgestellt.

6.2.2.1 Betriebsführungsanforderungen an Bleiakkumulatoren

Bei unkontrollierter Betriebsführung wird die Alterung von Bleiakkumulatoren begünstigt. Negative Effekte werden insbesondere in den Betriebsbereichen sehr hoher Ladung (Überladung) und sehr niedrigem Ladezustand (Tiefentladung) verursacht. Bei Überladung tritt in erhöhtem Maße Gasung auf, die einerseits viel Energie verbraucht und andererseits eine Aktivmasseabschlammung bewirkt. Des Weiteren ist bei Überladung ein Elektrolytverlust und verstärkte Korrosion zu beobachten. Im Bereich der Tiefentladung liegt eine besonders geringe Schwefelsäurekonzentration im Elektrolyten vor, was wiederum zu verstärkter Korrosion auch in Ruhephasen, Sulfatierung, Abschlammung und auch Kurzschlussbildung

durch den Separator führt. Sinnvoll ist daher, die Batterie nicht in diesen beiden Extrembereichen zu betreiben. Für Industriebatterien gilt zum Beispiel als untere Ladezustandsgrenze bis zu 20% der Nennkapazität, bei einfachen Starterbatterien liegt diese Grenze aber bereits bei 50% [GAR-99]. Die hier getroffenen Aussagen führen zur Notwendigkeit der Integration ladezustandsabhängiger Betriebsführungsregeln, die bei unteren und oberen Grenzwerten entsprechend reagieren und Gegenmaßnahmen einleiten.

Des Weiteren müssen zur Verminderung der Alterung von Bleibatterien zusätzliche Betriebsbedingungen beachtet werden. Dazu gehört zum Beispiel auch die Vermeidung geringer Entladeströme, die zu einer verstärkten Sulfatierung führen können. Außerdem sollten regelmäßige Vollladungen von Akkumulator ohne Umwälzung zur Verminderung der Säureschichtung im Elektrolyt durchgeführt werden und eine zu starke Zyklisierung von Blei-Akkumulatoren vermieden werden [SAU-99].

Die Anforderungen an eine Betriebsführung [BÄC-99, SAU-99] sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit der zuverlässigen Erkennung des Batterieladezustands und der Zyklusbeobachtung der Batterie.

Zielsetzung	Anforderung
Tiefentladungsschutz	Ladezustandserkennung oder Spannungsbeobachtung / Entladeschluss-Spannung
Überladungsschutz	Ladezustandserkennung oder Spannungsbeobachtung / Ladeschluss-Spannung
zyklische Nachladung	ausreichender Ladungsüberschuss im Betrieb zur Kompensation von Selbstentladung und parasitären Effekten
Gasungsladung	mindestens monatliche mehrstündige Überladung der Batterie zum Abbau der Säureschichtung
Ausgleichsladung	mindestens 12-stündige Überladung zum Ausgleich der verschiedenen Einzelakkumulatoren eines Batteriesatzes
Vermeidung geringer Entladeströme	Messwertbeobachtung, Komponenten- und Laststeuerung
geringe Zyklisierung	Komponenten- und Laststeuerung

Tabelle 6.1: Übersicht über Anforderungen an die Akkumulatorbetriebsführung

6.2.2.2 Verfahren zur Batteriezustandserkennung

Die Kenntnis des Ladezustandes der Batterie ist für eine sichere Betriebsführung von Bleibatterien also Grundvoraussetzung. Im Folgenden sollen nun zunächst aktuell realisierte oder entwickelte Verfahren zur Ladezustandserkennung vorgestellt werden. Im weiteren Verlauf wird dann das im Rahmen dieser Arbeit neu entwickelte Verfahren unter Einbeziehung des Batteriemodells nach Müller beschrieben und die Qualität des Verfahrens demonstriert.

6.2.2.2.1 Stand der Technik

Die nach außen hin einfach messbaren Größen Strom, Spannung und Temperatur lassen mit einfachen Mitteln nur eine sehr ungenaue Zustandsanalyse zu. Zwar kann vereinfacht statuiert werden, dass die Ruhespannung der Batterie direkt von der Konzentration der Säure im Säureraum abhängt und die Säurekonzentration die aktuelle Ladung widerspiegelt. Im Umkehrschluss lässt sich jedoch nicht direkt von der Klemmenspannung auf den Ladezustand schließen, da als zusätzliche Faktoren auch die Säureschichtung, der aktuelle Klemmenstrom, die Sulfatverteilung und andere elektrochemische Vorgänge die tatsächlich messbare Klemmenspannung direkt beeinflussen.

Zur Ermittlung des Ladezustands im laufenden Betrieb einer Batterie werden einige Verfahren angewandt, die den Ladezustand durch Beobachtung über längere Zeiträume relativ gut abschätzen können [ROT-99].

- *Klemmenspannungsmessung*: Die einfachste, aber ungenaueste Möglichkeit der Ladezustandsbestimmung ist die Messung der Klemmenspannung der Batterie. Die Ruhespannung ist direkt ladezustandsabhängig, die tatsächliche Betriebsspannung wird jedoch von vielen weiteren Faktoren beeinflusst, die eine genaue Ladezustandsabschätzung nicht erlauben. Trotzdem findet diese Methode in einfachen Systemen Anwendung in der Betriebsführung [ROT-99].
- *Elektrolytmessungen*: Eine Möglichkeit den Ladezustand messtechnisch zu bestimmen bietet sich durch Messungen der Elektrolyteigenschaften (Dichte, Brechungsindex...). Die mit diesen Messverfahren einhergehenden Problematiken [JOS-94] und notwendige konstruktionstechnische Änderungen an der Batterie haben einen verbreiteten Einsatz des Verfahrens bislang verhindert. Die derzeit erhältlichen Säuredichtesensoren weisen außerdem noch keine ausreichende Langzeitstabilität auf.
- *(Temperaturkompensiertes) Amperestundenintegral*: Bei dieser Vorgehensweise wird der Klemmenstrom der Batterie gemessen und bilanziert. Eventuelle Temperaturschwankungen werden rechnerisch kompensiert. Dieses weit verbreitete Verfahren erlaubt es, mit einfachen Mitteln einen guten Überblick über den Ladungsdurchsatz zu erhalten. Problematisch ist jedoch, dass das Verfahren auch Stromanteile bilanziert, die nicht dem Laden oder Entladen des Akkumulators dienen, sondern zur Abdeckung parasitärer Effekte benötigt werden. Dieses klassische Verfahren wird inzwischen auch mit neuronalen Netzen kombiniert, um Drift-Fehler auszugleichen [ROT-99].
- *Mathematische Verfahren*: Dabei werden unter Zuhilfenahme eines linearen Batteriemodells die Zustandsgrößen des zu beobachtenden Systems geschätzt. Die berechnete Batteriespannung wird mit der gemessenen Batteriespannung verglichen und bei Abweichungen des Modellwertes vom Messwert die Zustandsgrößen im Systemmodell mit Hilfe eines Kalman-Filters korrigiert [PIL-99].

- *Physikalisches Modell:* Mit Hilfe von komplexen Batteriemodellen ist eine detaillierte Simulation von Bleibatterien möglich. Zwar sind auch solche Modelle nicht fehlerfrei, können jedoch durch die Modelltiefe auch Informationen über den Ladezustand der Batterie hinaus liefern. Für den Einsatz in kleineren und mittleren Anlagen, die nur über eine Mikroprozessorsteuerung verfügen, ist ein Einsatz aufgrund der Modellgröße nicht sinnvoll, jedoch kann in größeren Anlagen bei vorhandener Prozessleittechnik ein Einsatz solcher Systeme praktikabel sein.

Die Breite der verschiedenen Verfahren zur Online-Ladezustandsbestimmung ist insbesondere durch die Kosten der jeweiligen Verfahren bestimmt. Die einfachen Verfahren finden breiten Einsatz in Laderegler verschiedenster Hybridsysteme, bieten jedoch keine Bestimmungssicherheit. Die komplexeren Verfahren erlauben eine wesentlich verlässlichere Betriebszustandsanalyse, werden jedoch aufgrund ihrer benötigten hohen Rechenleistung nur in Spezialanwendungen eingesetzt. Für den hier beschriebenen Einsatz im Anlagenmanagement, das aufgrund seiner Struktur ohnehin eine hohe Rechenkapazität benötigt, wurde der Ansatz einer Betriebszustandsanalyse unter Nutzung eines detaillierten Batteriemodells gewählt.

6.2.2.2 Zustandsanalyse unter Nutzung eines Batteriemodells

Die Aufgabe eines Systems zur Beobachtung von Bleibatterien im Betrieb besteht in erster Linie darin, möglichst viele für die Führung der Anlage relevante Informationen zu sammeln. Diese sollen die Betriebsführung dahingehend unterstützen, dass sie

- die Verfügbarkeit der Anlage sicherstellen,
- den Gesamtwirkungsgrad der Anlage verbessern, und
- die Lebensdauer der Bleiakkumulatoren erhöhen kann.

Erreicht werden kann dies zum einen durch die direkte Überwachung leicht messbarer Größen wie z.B. Strom, Spannung und Temperatur, zum anderen durch die Möglichkeit, über intelligente Algorithmen zusätzliche Informationen zu gewinnen. Ein solcher Algorithmus ist das in Abschnitt 3.1.1.1 vorgestellte Bleibatteriemodell nach Müller [MÜL-97], das zur Berechnung der Spannung eine Reihe interner Batteriegrößen, wie Säurekonzentration, Sulfatverteilung, elektrochemische Umsätze, Elektrodenpotential, Ruhepotential, Innenwiderstand und Gasungsstrom berücksichtigt und gleichzeitig den Ladezustand errechnet.

Abbildung 6.6 zeigt eine Übersicht über die Einbindung dieses Batteriemodells in den hier neu entwickelten Batteriebeobachtungsalgorithmus. Das Modell erhält als Eingangsgrößen die Batterietemperatur (oder einen entsprechenden Modellwert, sofern keine Temperaturmessung vorgesehen ist) und den aktuell gemessenen Strom der Batterie. Mit diesen Werten und unter Kenntnis des Vorzustands kann das Batteriemodell verlässlich den aktuellen Ladezustand ermitteln. Die im Modell berechneten internen Größen können außerdem in einer

weitergehenden Analyse des Batteriezustandes auch unter Verwendung der aktuell gemessenen Werte verwendet werden.

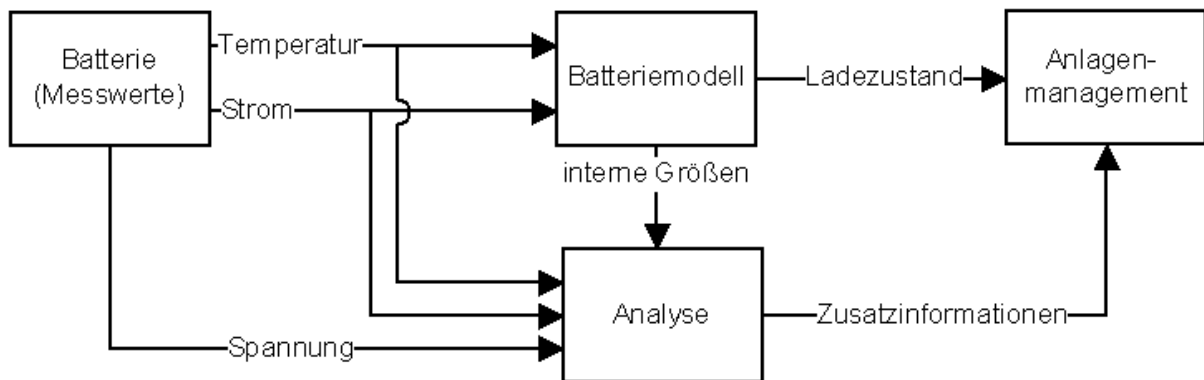


Abbildung 6.6: Zustandsermittlung mit Hilfe des Batteriemodells

Voraussetzung für die Berechnung des Batteriezustandes ist die korrekte Parametrierung des Modells. Wie in Kapitel 4.2 erläutert, werden dafür vor allem geometrische Daten der Batterie benötigt. Des Weiteren ist ein angepasster Startzustand des Modells Voraussetzung für eine ausreichend genaue Parallelrechnung. Das verwendete Batteriemodell geht in seinem Grundzustand vom Voll-Ladezustand aus. Da der Beobachtungsalgorithmus jedoch auch im laufenden Anlagenbetrieb, beispielsweise nach einer Betriebsstörung, startfähig sein muss, ist eine Modellinitialisierung notwendig.

Bei Neustart des Batterieanalyseprogramms werden zunächst über zehn Minuten hinweg die Spannungs- und Stromwerte der Batterie beobachtet. Die Werte werden mit Kennlinien-Scharen von Strom und Spannung in Abhängigkeit des Ladezustands verglichen, die im Vorhinein unter Nutzung des Batteriemodells für den entsprechenden Akkumulatortyp generiert wurden. Hiermit kann in einer ersten Schätzung ein Start-Ladezustand ermittelt werden. Durch einen virtuellen Entladeprozess werden die internen Größen des Batteriemodells an den gegebenen Ladezustand angepasst. Das Modell wird nun zyklisch im Minutentakt mit den aktuellen Strom- und Temperaturmesswerten aufgerufen und bildet somit ein mathematisches Abbild der realen Batterie.

Die Ermittlung des Ladezustandes SOC_r erfolgt im Batteriemodell gemäß den Definitionen, die als allgemeiner Konsens in Deutschland gelten und unter anderem in [WOL-99] veröffentlicht wurden:

$$SOC_r = \frac{C_a - \int I_{Hr} dt}{C_a} \quad (6-3)$$

C_a aktuelle Kapazität des Akkumulators
 I_{Hr} Hauptreaktionsstrom

Die aktuelle Kapazität wird initial beim Start des Batteriemodells durch eine virtuelle Komplettentladung bis zur Entladeschlussspannung ermittelt. Sie verändert sich im laufenden Modellbetrieb nicht, da das Modell keine Alterungseffekte berücksichtigt. Der Hauptreaktionsstrom ergibt sich aus dem Klemmenstrom unter Abzug aller parasitären Ströme. Neben diesem bilanzierten Ladezustand erlaubt das Modell zudem noch die Beobachtung des tatsächlichen (physikalischen) Ladezustands, also der Ausnutzung der Aktivmasse selbst. Im Weiteren wird jedoch nur der definitionsgemäße Ladezustand verwendet, um einen Vergleich mit anderen Verfahren zu erleichtern.

6.2.2.3 Modellkalibrierung

Das Modell des Akkumulators versucht ein möglichst genaues Abbild der Realität wiederzugeben, jedoch ist eine mit zunehmender Zeit entstehende Drift zwischen Messwerten und Modellwerten unvermeidlich. Diese wird durch Ungenauigkeiten in der Modellierung und Parametrierung verursacht. Zusätzlich spielen aber auch Fehler bei der Messung der Eingangsgrößen eine Rolle. In der Regel liegen Messwerte von Batterien nur im Raster von mindestens einer Minute vor, die Daten sind dann Mittelwerte über den entsprechenden Zeitraum, wodurch kurzzeitige Stromschwankungen und –spitzen nicht repräsentiert sind.

Um die durch diese Drift entstehenden Abweichungen zu minimieren, muss das Modell von Zeit zu Zeit rekaliert werden, so dass die internen Größen den realen Gegebenheiten angepasst werden. Die Notwendigkeit der Rekalibrierung kann dabei vom Batteriebeobachtungssystem durch Analyse der Spannungsabweichung zwischen Mess- und Modellwert erkannt werden.

Die Kalibrierung des Modells erfolgt vorzugsweise zu Zeiten geringer Lastwechsel. In den Nachtstunden haben typische Verbraucher nur eine geringe, konstante Stromanforderung und gleichzeitig wird keine solare Einspeisung auftreten. Die Batterie sollte sich außerdem von den Leistungsschwankungen wieder erholt haben, also ein ausgeglichenes System darstellen, um eine gute Zustandsanalyse der realen Batteriemesswerte durchführen zu können. Durch Vergleich der Spannungsmesswerte mit den Ergebnissen des Batteriemodells kann in diesen Ruhezeiten eine Abschätzung des Modellfehlers vorgenommen werden und entsprechend das Modell nachkalibriert werden.

Der entwickelte Kalibrierungsalgorithmus teilt sich in zwei Schritte auf: Der Erste dient zur Analyse der Abweichung und der Zweite zur Kalibrierung selbst.

Im ersten Kalibrierungsteil werden im Batteriemodell die Säuredichten der drei Bereiche (positive Platte, negative Platte und Außenraum) in gleichem Maße so lange verändert, bis sich Modellspannung und gemessene Spannung bis auf einen vorgegebenen Toleranzwert angenähert haben. Diese Berechnung wird auf einer Datenkopie des eigentlichen Modells durchgeführt. Zur Ergebnisverifikation dienen als Eingabegrößen Temperatur und Strom der Batterie, die aktuelle Spannung dient als Vergleichswert. Dieses quasi-offline Verfahren erlaubt eine Durchführung der Kalibrierung unabhängig von aktuellen Stromwer-

ten, da als Zielgröße des anschließenden zweiten Teils nicht die Batteriespannung, sondern die Säurekonzentrationen dienen können. Diese verhalten sich im Gegensatz zur Spannung proportional zur zugeführten Ladung.

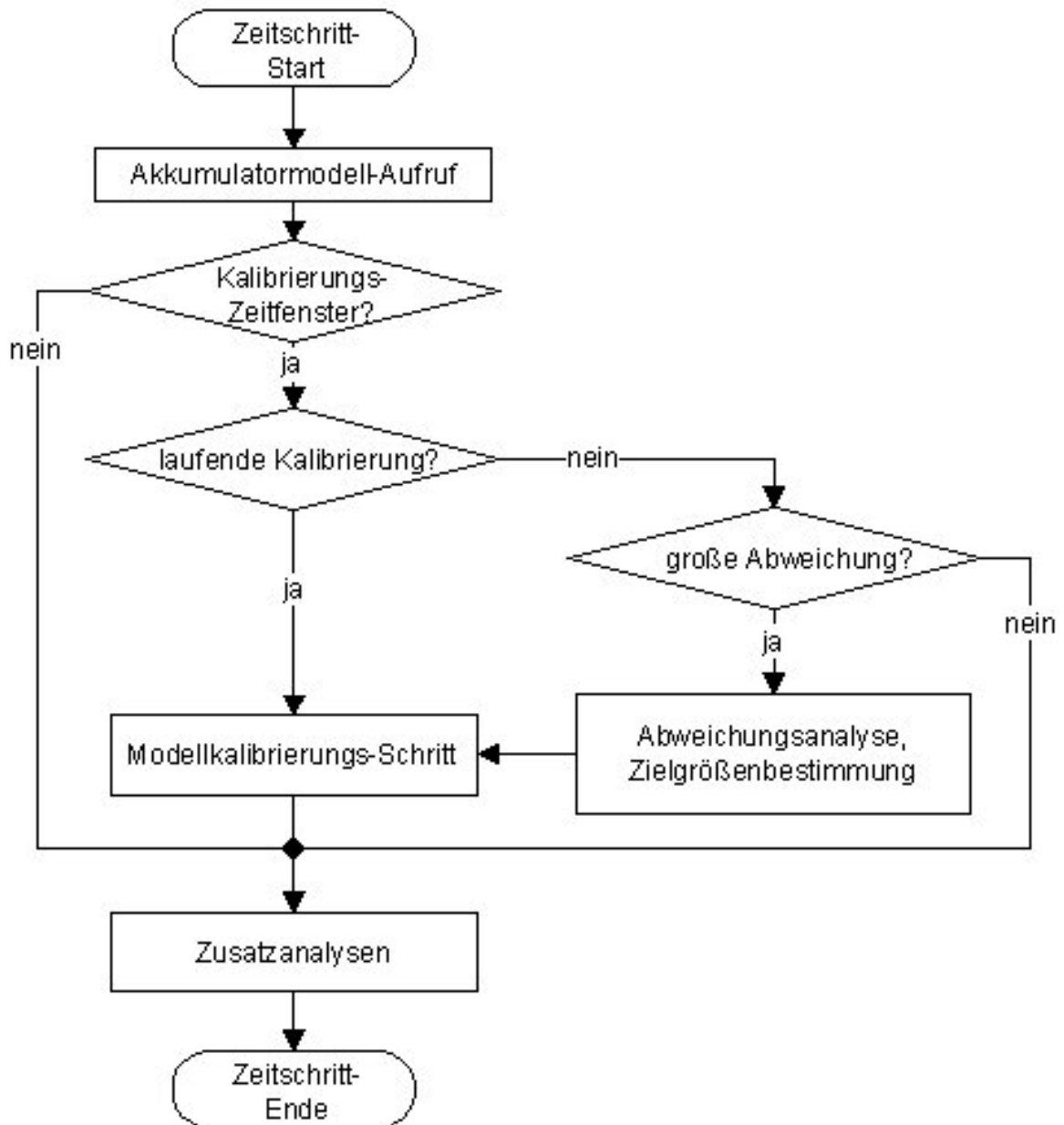


Abbildung 6.7: Einbettung der Kalibrierung in den zyklischen Ablauf des Batteriebeobachters

Nach Ermittlung der Zielwerte kann nun schrittweise die eigentliche Kalibrierung erfolgen. Die ermittelten, einzustellenden Säuredichten sollen nun durch zusätzliche Ladung bzw. Entladung des Modells mit einem definierten Strom erreicht werden. Da die Säuredichten im Platteninneren am direktesten auf Ladungsänderungen reagieren, wurde die Säuredichte der positiven Platte als Regelgröße eingesetzt. Wichtig bei der Kalibrierung ist, dass die Ladungsanpassung nicht mit zu hohen Kalibrierungsströmen durchgeführt wird, da sie das

Ergebnis des jeweils nachfolgenden regulären Rechenschrittes durch eintretende Ausgleichsvorgänge stark verfälschen können. Als maximaler Kalibrierungsstrom wurde durch Verfahrensbeobachtung I_{100} ¹⁾ ermittelt. Um einen stetigen Modellgrößenverlauf und gleichzeitig das Kalibrierungsziel erreichen zu können, wird das Verfahren schrittweise nach jedem minütlichen Rechenschritt durchgeführt, bis die Modellgröße der Sollgröße entspricht. Durch diesen zweiten Teil der Kalibrierung werden die internen Modellgrößen und auch der Ladezustand nachgeführt. Im Vergleich zum Vorzustand wurde erreicht, dass der entstandene Spannungsfehler minimiert wird und die Drift beseitigt ist.

Der Batteriebeobachtungsalgorithmus wurde mit Hilfe von Messwerten aus der Jülicher Solar-Wasserstoff-Demonstrationsanlage PHOEBUS verifiziert. In dieser Anlage sind 110 Akkumulatoren des Typs Hagen OCSM 1380 installiert, die Klemmengrößen Strom, Spannung und Temperatur liegen als Messwerte im Minutentakt vor. In Abbildung 6.8 ist der Start des Batteriebeobachters am 1. April 1999 um 0:00 Uhr dargestellt. Der dem Akkumulator beaufschlagte Klemmenstrom ergibt sich aus einer verhältnismäßig konstanten Last während der Nachtstunden, einer homogenen solaren Einspeisung und dem Zuschalten eines Elektrolyseurs, der als geregelte Last den Batteriestrom ab mittags auf Null reduziert.

Zunächst beobachtet der Algorithmus 10 Minuten lang die Spannungs- und Strommesswerte des Akkumulators. Anschließend wird durch Vergleich der Messwerte mit den vorher ermittelten, charakteristischen Kennlinien des Batterietyps eine erste grobe Abschätzung des Ladezustands vorgenommen. Das Batteriemodell wird, ausgehend vom Vollladezustand, auf den ermittelten Wert entladen (1). In der 11. Minute beginnt der Batteriebeobachter mit seinem zyklischen Betrieb. Das Modell rechnet parallel zum realen Prozess jede Minute den entsprechenden Spannungswert aus. Nach 2 Stunden wird der erste Kalibrierungsdurchlauf gestartet. Es wird eine erhebliche Abweichung des Modellwertes (durchgezogene Linie) vom gemessenen Spannungswert (gestrichelt) erkannt und das Modell schrittweise „nachgeladen“ (2).

Nachdem das Modell einen Tageszyklus „erlebt“ hat, ist ein genaueres Ergebnis der Berechnungen möglich. Um 1 Uhr des Folgetages (3) wird das Modell wieder etwas entladen und damit ein zuverlässiger Ladezustandswert erreicht.

Deutlich sichtbar ist, dass auch das Batteriemodell von Müller nicht alle Effekte in einer Bleibatterie berücksichtigen kann. Die Spannungsüberhöhungen, die zum Zuschalten des Elektrolyseurs führen, sind vermutlich durch inhomogene Säureverteilung oder andere Effekte zu erklären. Solche kurzfristigen Modellfehler sind unvermeidlich, da das Modell nicht die gesamte „Geschichte“ des Akkumulatorbetriebs beobachten konnte. Insgesamt zeigt sich jedoch eine hohe Konstanz bei der Berechnung, was im folgenden Abschnitt genauer analysiert wird.

¹⁾ I_{100} ist der Strom, mit dem von Vollladung aus in 100 Stunden die Nennkapazität C_N entnommen werden kann ($I_{100}=C_N/100h$ mit der Nennkapazität C_N)

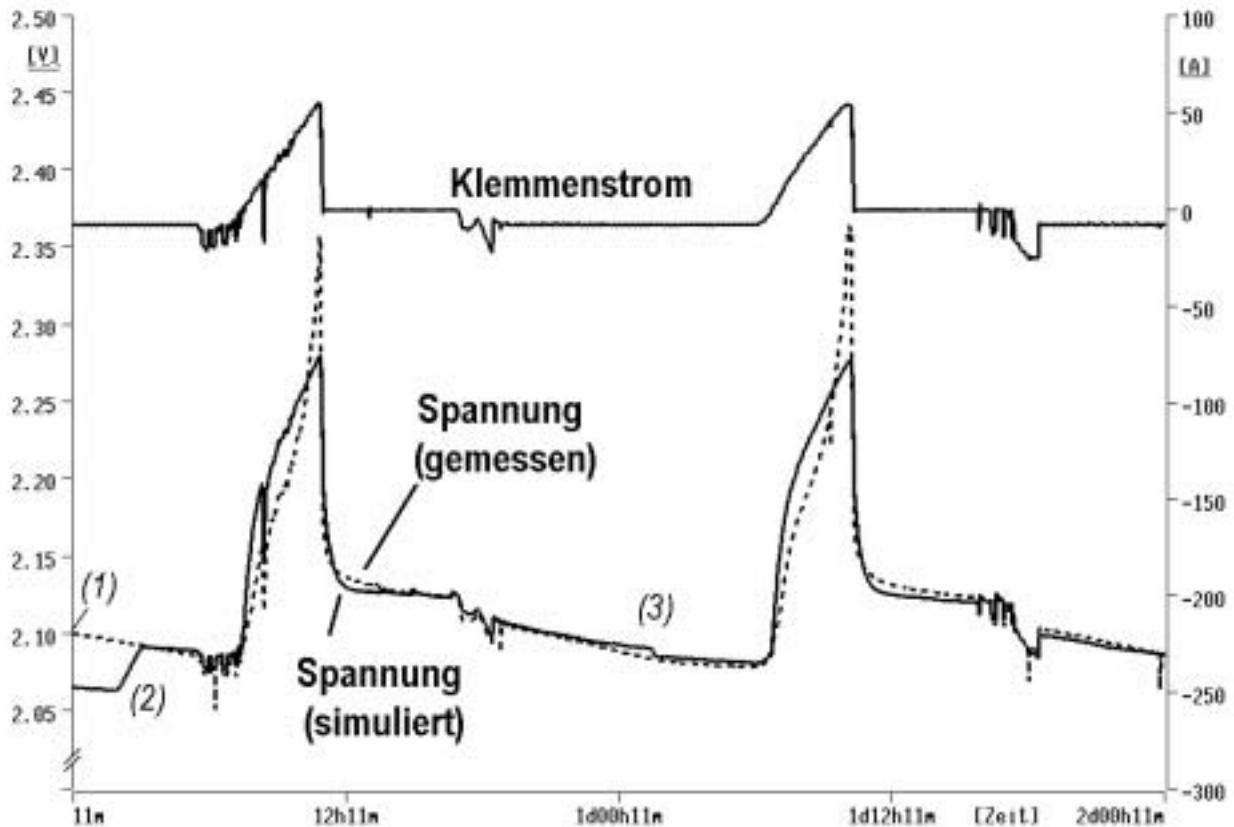


Abbildung 6.8: Startkalibrierung und Korrektur des Batteriebeobachters

6.2.2.2.4 Modellqualität

Die Kombination aus Batteriemodell und automatischem Kalibrierungsalgorithmus zeigt sehr gute Ergebnisse für die Bestimmung des Ladezustands und des Batteriezustands an sich. Das Programm wurde mit Messwerten der Jülicher PHOEBUS Anlage aus verschiedenen Jahren und Jahreszeiten jeweils über mehrere Wochen hinweg getestet. Ein kontinuierlicher Dauerbetrieb konnte mit diesen Messwerten nicht demonstriert werden, da die Messwertarchivierung der realen Anlage regelmäßig nicht rekonstruierbare Ausfälle über mehrere Stunden oder sogar Tage aufweist.

Abbildung 6.9 zeigt die Fortführung der Ergebnisse des Spannungsvergleichs von Modell- und Ist-Wert aus Abbildung 6.8 für einen Zeitraum von 3 Wochen. Die gemessene Spannung ist mit einer dünnen gestrichelten Linie dargestellt, die auch durch die kurzfristigen Ausbrüche aus dem stetigen Verlauf, die vermutlich aufgrund von Mess- oder Übertragungsfehlern zustande kommen, gekennzeichnet ist. Zusätzlich ist in Abbildung 6.9 der vom Modell ermittelte Batterieladezustand und die zur Kalibrierung an den einzelnen Tagen verwendete „virtuelle“ Energie dargestellt. Am ersten Tag findet mit der Startkalibrierung (1) die größte Korrektur statt (282 Ah), die in der zweiten Nacht (2) wieder um 42 Ah reduziert wird. Erst in der Nacht nach dem achten Tag ermittelt das Programm eine für eine Kalibrierung relevante Spannungsabweichung. Hier wird das Modell mit 34 Ah (3) „nachgeladen“. Ein strahlungsreicher Tag wird anschließend von der

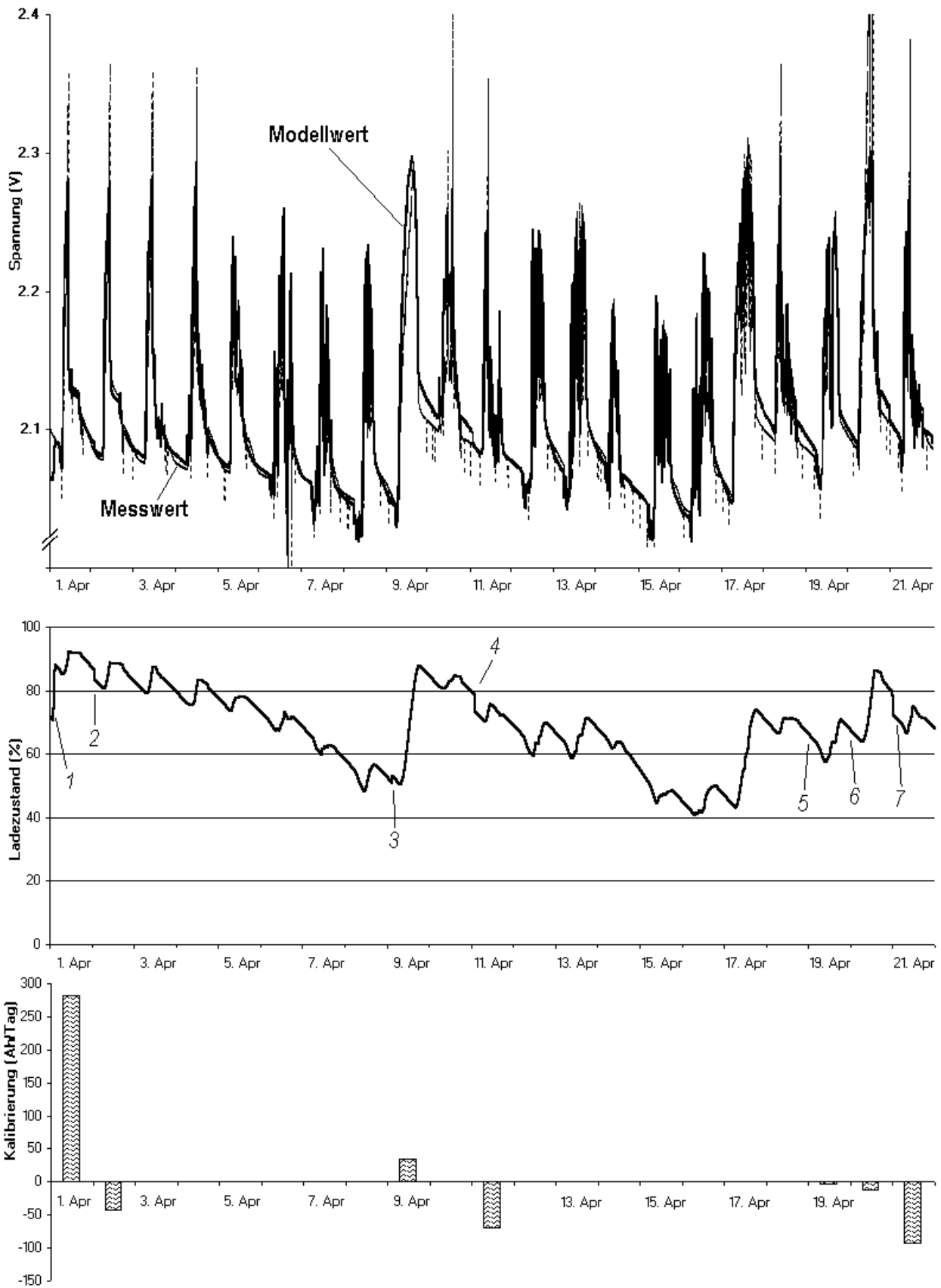


Abbildung 6.9: Kalibrierung und Korrektur des Batteriebeobachters über einen Zeitraum von 21 Tagen am Beispiel einer 1380Ah-Batterie

Anlagenbetriebsführung zur Wiederaufladung der Batterie genutzt. Bei diesem schnellen Ladevorgang hat das Modell offensichtlich einige parasitäre Verluste nicht berücksichtigt und zu viel Energie in der Batterie gespeichert, die in der realen Batterie verloren gegangen ist. Dies wird anschließend (4) durch Spannungsabgleich erkannt und korrigiert (69 Ah). Erst am 19. (5) und 20. (6) Tag ist jeweils eine geringe Nachkalibrierung erforderlich (3,9 Ah bzw. 11,6 Ah).

Am 21. Tag (7) ist, wiederum nach besonders hohen Spannungswerten der Batterie, die nicht vom Modell erfasst worden sind, eine Entladung mit 92 Ah notwendig.

Die Diskussion einer Vielzahl solcher Beobachtungsläufe zeigt, dass das Modell in Kombination mit dem Kalibrierungsmechanismus zuverlässige Werte für den Ladezustand ermittelt. Der Prozess ist dabei auch langzeitstabil. Zwar können nicht alle Effekte, insbesondere nicht alle parasitären, vom Modell erfasst werden, jedoch ist durch die Kalibrierung trotzdem eine sichere Beobachtung der Batterie möglich. Das Modell von Müller zeigt insgesamt eine hohe Detailgenauigkeit insbesondere auch im Kurzzeitbereich.

6.2.2.3 Zusätzliche Analysefunktionen

Zusätzlich zur beschriebenen Ladezustandsberechnung ist der Batteriebeobachter in der Lage, eine Reihe weiterer Informationen bereitzustellen, die gerade unter dem Gesichtspunkt der Alterungserkennung von Bleibatterien hilfreich sind. Da ein Alterungsmodell zurzeit nicht Bestandteil des Batteriemodells ist, muss hier eine Batteriebeobachtung mit Hilfe rein analytischer Verfahren durchgeführt werden. Hieraus ergibt sich die Möglichkeit, vorzeitige Batteriealterung durch eine vorausschauende Betriebsführung zu vermeiden.

6.2.2.3.1 Anregung der Ausgleichladung

Elektrolytschichtungen treten besonders in PV-Anlagen mit Teilzyklenbetrieb ohne vollständige Ladung auf. Dieses führt, wie bereits erwähnt, zu verschiedenen Effekten, die eine Alterung der Batterie beschleunigen können. Wenn nicht mittels mechanischer Umwälzung des Elektrolyten diese Schichtung aufgehoben wird, gibt es die Möglichkeit, eine kontrollierte Gasung durchzuführen. Das hierbei an den Elektroden entstehende Gas drängt nach oben und führt damit zu einer Durchmischung des Elektrolyten.

Zur Erkennung der Notwendigkeit dieser so genannten Ausgleichladung beinhaltet der Batteriebeobachter einen Zyklenzähler und einen dynamischen Teilzyklenzähler. Beide beobachten den ermittelten Ladezustand der Batterie. Ein Zyklus ist dabei eine Entladung, ausgehend von Werten größer einer oberen Grenze, bis unter die untere Grenze mit anschließender erneuter Ladung bis über die obere Grenze. Dies gilt natürlich auch für den umgekehrten Fall, also einer Ladung ausgehend von Werten kleiner der unteren Grenze über die obere Grenze mit anschließender Entladung unter die untere Grenze. Der Teilzyklenzähler erkennt unabhängig von Absolutwerten alle Ladezustandsänderungen, die

eine bestimmte vorgegebene Teilzyklusbreite gemäß der Definition eines Zyklus überschreiten. Die einen Zyklus charakterisierenden Werte werden dem Batteriebeobachter initial vorgegeben und können so an unterschiedliche Betriebskonzepte und Anlagen angepasst werden.

Abbildung 4.2 zeigt einen fiktiven Ladezustandsverlauf. Für den Zyklenzähler wurden als obere Grenze 90% und als untere Grenze 20% definiert, der Teilzyklenzähler wurde auf eine Breite von 10% eingestellt.

Am Ende des in Abbildung 6.10 wiedergegebenen Verlaufes werden vom Algorithmus ein Zyklus sowie neun Teilzyklen (grau markiert) registriert. Deutlich zu erkennen ist, dass Teilzyklen kleiner der eingestellten Teilzyklenbreite als Schwankungen betrachtet und somit nicht berücksichtigt werden.

Zusätzlich zur Zyklusanzahl zeichnet das System die seit der letzten Vollladung vergangene Zeit auf. Bei Überschreiten einer vorgegebenen Maximalzeit rät der Batteriebeobachter ebenfalls zur Ausgleichladung zwecks Säureschichtungs-aufhebung.

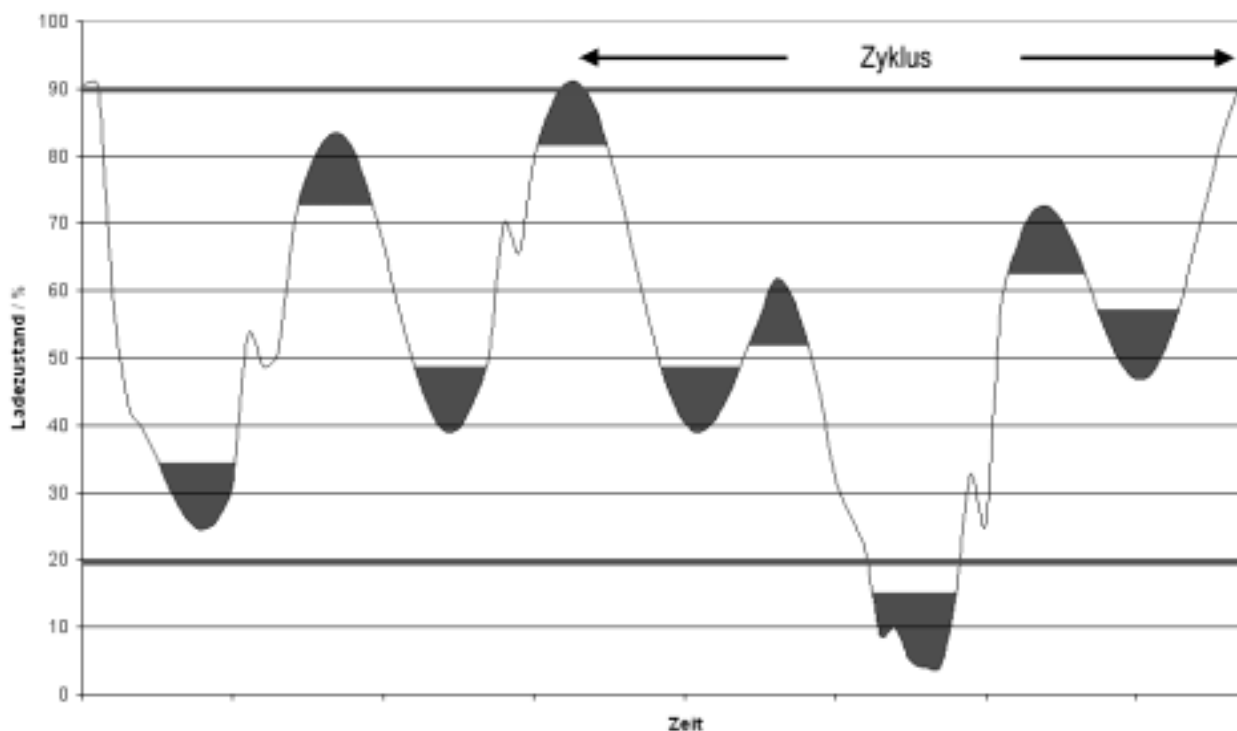


Abbildung 6.10: Zyklus- und Teilzykluserkennung

6.2.2.3.2 Kompensierte Grenzspannungsüberwachung

Neben der Nutzung eines ermittelten Ladezustandes ist die Verwendung von charakteristischen Batteriespannungswerten eine weit verbreitete Lösung bei der Betriebsführung von PV-Hybridsystemen. Hierfür werden üblicherweise abhängig vom Batterietyp Spannungswerte definiert, bei deren Erreichen der Akkumulator als entladen bzw. vollständig geladen gilt. Diese Spannungen werden in der

Batterietechnik als Entladeschlussspannung und Ladeschlussspannung bezeichnet. Unter der Entladeschlussspannung versteht man laut Definition [WIL-99] die Spannung, bei deren Erreichen während einer Entladung mit dem zehnstündigen Entladestrom (I_{10}) die Batterie als entladen gilt. Üblicherweise wird für Bleiakkumulatoren ein Wert von 1,8 V/Zelle angegeben. In der Praxis wird dieser Wert jedoch häufig als Schaltgrenze verwendet, ohne ihn stromkompensiert zu berücksichtigen. Die Betrachtung der Stromabhängigkeit der Batteriespannung (siehe Kennlinien in Abschnitt 4.1.1.1) zeigt, dass die Entladeschlussspannung bei hohen Strömen schon in Bereichen noch ausreichender Ladung oder bei sehr kleinen Strömen erst im Bereich der Tiefentladung erreicht wird.

Das Batteriebeobachtungsprogramm *battbob* übernimmt die Überwachung der unteren Grenzspannung durch Simulation der Entladung mit einem Strom der Stärke I_{10} mit einem parallel gerechneten Batteriemodell ausgehend von den aktuellen internen Modellwerten. Die sich dann ergebende stromkompensierte Spannung kann zuverlässig mit der Entladeschlussspannung verglichen werden. Analog wird die Ladeschlussspannung durch einen Ladetest mit dem Nennstrom I_{10} überwacht.

6.2.2.3 Ladezustandsprognose

Der Batteriebeobachter bietet auch die Möglichkeit, eine prognostische Aussage über das Verhalten des Ladezustandes im Kurzzeitbereich zu geben. Zu diesem Zweck wird auf Basis der letzten Ladezustandswerte eine lineare Regression durchgeführt. Die sich ergebende Ausgleichsgerade wird zeitlich in die Zukunft extrapoliert und so die bis zum Erreichen der vorgegebenen oberen bzw. unteren Ladezustandsgrenze benötigte Zeit ermittelt.

Da dieses Verfahren das Verhalten der letzten Minuten als Berechnungsgrundlage nutzt, kann die ermittelte Zeit bei einer Änderung des Lastverhaltens erheblich abweichen. Daher ist es ratsam, diese Informationen nur für Prognosen im Bereich von maximal 30-45 Minuten zu nutzen. Für darüber hinausgehende Voraussagen wird das im folgenden Abschnitt 6.2.3 beschriebenen Programm *prosim* eingesetzt.

6.2.2.4 Leistungsumfang des Batteriebeobachters *battbob*

Der Batteriebeobachter analysiert unter Zuhilfenahme des Batteriemodells und anderer Verfahren den aktuellen Zustand der realen Batterie. Auf Basis dieser Informationen können für den führenden Prozess notwendige Entscheidungshilfen zur Verfügung gestellt werden. Die Antworten auf die gestellten Fragen erfolgen in der üblichen „Ja/Nein-Form“, um als logische Antwort dem Expertensystem zur Verfügung gestellt werden zu können:

- Ladezustandsermittlung; „Ist der Ladezustand kleiner als 50%?“
Mit dieser Anfrage wird der vom Batteriebeobachter ermittelte Ladezustand abgerufen.

- Ladezustandsprognose; „Bleibt der Ladezustand in den nächsten 30 min unkritisch?“
Ausgehend von aktuellen Tendenzen wird eine grobe Ladezustandsabschätzung durchgeführt.
- Ausgleichsladung; „Ist eine Vollladung erforderlich?“
Durch Analyse der Zyklen, Teilzyklen und des Zeitraumes seit der letzten Vollladung wird diese Frage beantwortet.
- Zyklen / Teilzyklen; „Ist die (Teil-)Zyklenzahl größer als 10?“
Für zusätzliche Analysen kann der Wert der aktuellen Zyklenzahlen abgefragt werden.
- (Ent-)Ladeschluss; „Ist die (Ent-)Ladeschlussspannung erreicht?“
Die stromkompensierte Batteriespannung wird mit den entsprechenden vorgegebenen Grenzwerten verglichen.
- Datenversorgung; „Stehen die Batteriedaten zur Verfügung?“
Diese Anfrage stellt anderen Assistenzprogrammen die internen Batteriedaten zur Verfügung. Diese umfassen ca. 50 innere Modellwerte, welche den aktuellen Batteriezustand beschreiben. Genutzt wird diese Funktion von den Programmen *prognos* (→ Abschnitt 6.2.1) und der prospektiven Simulation *prosim* (→ Abschnitt 6.2.3).

Mit dem Programm *battbob* steht somit ein umfangreiches Batterieanalysetool zur Verfügung, das alle für ein Batteriemangement erforderlichen Informationen gesichert und detailliert zur Verfügung stellen kann.

6.2.3 Entscheidungssicherung mit *prosim*

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Möglichkeiten der prospektiven Abschätzung von Leistungs- und Energieverhältnissen mit dem Programm *prognos* und der kurzfristigen Ladezustandsprognose in *battbob* ist für komplexe Anlagen eine Verifikation der vom Expertensystem vorgeschlagenen Strategie sinnvoll. Je vielschichtiger ein Hybridsystem wird, umso schwieriger wird es, optimale Entscheidungen zu treffen. Insbesondere bei Anlagen mit Direktkopplung vieler Gleichstromkomponenten oder kombinierter Versorgung elektrischer und thermischer Verbraucher kann das Anlagenmanagement Entscheidungen treffen, die für eine Komponente sinnvoll erscheinen, bei einer anderen aber zu Grenzwertverletzungen oder Unterversorgung führen. Um die Konsequenz von Regelentscheidungen im Voraus überprüfen zu können, wurde ein zusätzliches Programm entwickelt, das den veränderten Anlagenzustand durch eine prospektive Simulation analysiert.

Der in den Kapiteln 3 bis 5 beschriebene Simulationskern des Softwarepaketes *DUress* wird dabei ebenfalls für diese prognostische Simulation genutzt. Dabei erfolgt die Datenversorgung und die Programmsteuerung durch das Programm *prosim* (prospektive Simulation), das auch gleichzeitig die Simulationsauswertung übernimmt. Eingangsgrößen für den Simulationsalgorithmus können dabei auf der einen Seite der aktuelle Anlagenzustand und die beabsichtigte Zustandsänderung sein. Auf der anderen Seite können es prognostische Werte für Wetter

und Last, die vom Assistentenprogramm *prognos* generiert werden, und der physikalische Zustand der Batterie sein, der vom Batteriebeobachtungsprogramm *battbob* ermittelt wird.

6.2.3.1 Programmtechnische Umsetzung

Zentraler Bestandteil der prospektiven Simulation ist der algorithmische Simulationskern aus *DUress*, der das Zusammenspiel der einzelnen Komponentenmodelle unter Einhaltung der physikalischen Gesetzmäßigkeiten berechnet. Hierbei kommt die vollständig entkoppelte Softwarearchitektur des *DUress*-Simulationsteils zum Tragen: Wie bereits im Kapitel 3 erläutert, ist das Simulationsprogramm selbst über Mailboxschnittstellen unter anderem an Daten versorgende und steuernde Zusatzprogramme angeschlossen und besitzt damit auch keine integrierte Oberfläche oder Datenbankauswertung. Der Simulationskern erhält als Information in jedem Zeitschritt die vollständig aufbereitete Anlagentopologie in strukturierten Dateien, die durch Datenbankanalyse eines eigenständigen Programms gewonnen werden.

Das Programm *prosim* zur prognostischen Berechnung veränderter Anlagenzustände kann also dieselben Mailboxschnittstellen des Simulationsprogramms zu dessen Steuerung und Parametrierung nutzen. Es führt dabei selbst keine Simulationsrechnungen durch, sondern übernimmt nur die Datenaufbereitung und -bereitstellung, die Programmablaufsteuerung und die Ergebnisanalyse. Dies resultiert in den folgenden, seriell durchgeführten Programmschritten zur Bearbeitung einer Anfrage zur prognostischen Simulation:

- *Anfrageerkennung*: Die Anfrage wird ausgewertet.
- *Zustandsanalyse der Anlage*: In der Prozessdatenbank wird der aktuelle Anlagenzustand analysiert und mittels topologischer Auswertung ein vollständiges Abbild des aktuellen Anlagenzustandes erzeugt.
- *Datenbereitstellung*: Von den Assistentenprogrammen *prognos* und *battbob* werden die Daten für den Simulationszeitraum abgerufen.
- *Simulationsparametrierung*: Das Simulationsprogramm wird initialisiert (bzw. zurückgesetzt) und liest die bereitgestellten Daten ein. Die Simulationsschrittweite, also die zeitliche Auflösung der Berechnungen, wird entsprechend dem simulierten Zeitraum eingestellt.
- *Zustandsgenerierung*: Der aktuelle Anlagenzustand wird, sofern erforderlich, gemäß der Anfrage modifiziert.
- *Zyklische Berechnung*: Ein oder mehrere Simulationsschritte werden durchgeführt und analysiert. Nach jedem Berechnungszyklus werden von *prosim* für sollwertgeführte Komponenten zusätzliche Regelungsaufgaben als Ersatz für das Programm *rut* (→ Abschnitt 6.1.4) übernommen.
- *Ergebnisanalyse*: Nach jedem Zeitschritt werden gemäß der Anfrage Analysen durchgeführt und vorgegebene Komponentengrenzwerte überwacht.

- *Abschlussanalyse*: Nach Ende des Gesamtsimulationszeitraums wird entsprechend der Anfrage der Gesamtsimulationslauf analysiert und eine Antwort generiert.
- *Rückmeldung*: Die Anfrage wird mit „Ja“ oder „Nein“ beantwortet.

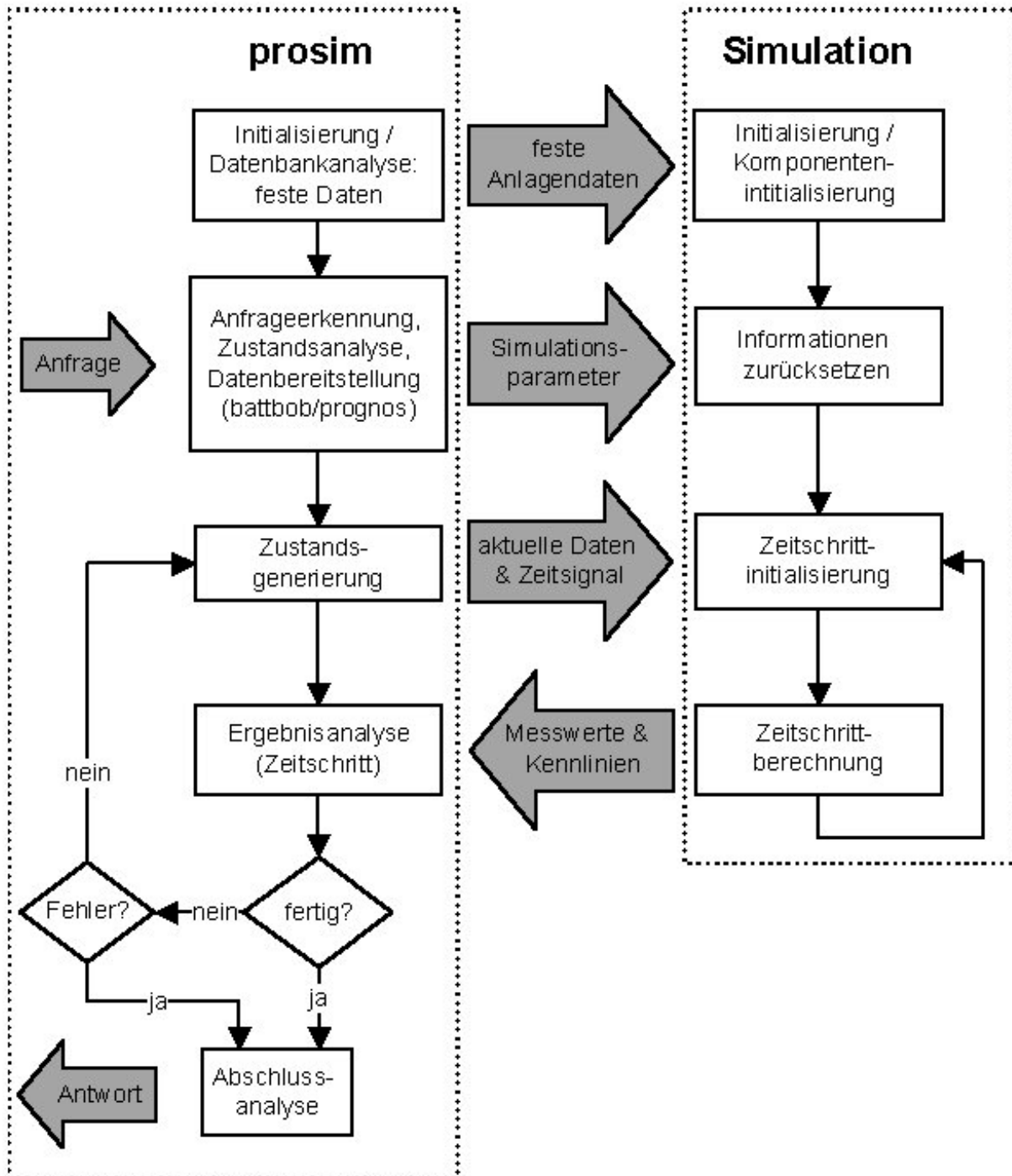


Abbildung 6.11: Interaktion zwischen *prosim* und dem Simulationsprogramm

In Abbildung 6.11 ist der Ablauf der Interaktion zwischen *prosim* und dem Simulationsprogramm grafisch dargestellt. Die Kommunikation erfolgt über Mailboxschnittstellen und strukturierte Dateien. Das Ablaufdiagramm berücksich-

tigt zur Wahrung der Übersichtlichkeit nur die Haupteigenschaft von *prosim*, nämlich die Anfragebearbeitung mittels Simulationsrechnung. Darüber hinaus sind auch Rückfragen zu Simulationsläufen möglich.

Entsprechend diesem Ablauf können analytisch prognostische Szenarien berechnet und verifiziert werden. Zur Auswertung der Simulationsergebnisse stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, die im Folgenden näher erläutert werden.

6.2.3.2 Kennlinienanalyse

Um Informationen aus den Kennlinien der verwendeten Komponenten zu gewinnen, wurde das Programm mit einer direkten Zugriffsmöglichkeit auf die vom Simulationsalgorithmus ermittelten Strom-Spannungs-Kennlinien (→ Kapitel 4.3) ausgestattet.

Im konkreten Fall soll eine Auswertung der Kennlinien des PV-Feldes hinsichtlich des Punktes maximaler Leistung (MPP) bei dem in Kapitel 1 eingeführten PV-Hybridsystem durchgeführt werden. Die Vorgehensweise ist dabei analog zum Beispiel im Kapitel 4.2; die dort vom Benutzer durch analytische Begutachtung durchgeführte Zustandserkennung wird von *prosim* automatisch durchgeführt. Nach Erkennung der Anfrage wird der aktuelle Zustand der Anlage ausgewertet und das Simulationsprogramm parametrisiert. Dazu werden auch die aktuellen Strahlungsdaten (vom Programm *prognos*) und die von *battbob* ermittelten internen Batteriewerte abgerufen. Für diese Anfrage wird genau ein Simulationsschritt durchgeführt und anschließend die Kennlinien des PV-Moduls unter Berücksichtigung der ermittelten Batteriespannung ausgewertet. Die Auswertung kann dann die Erhöhung, Verringerung oder Beibehaltung der Batteriespannung zur Steigerung der Leistungsabgabe des Solar-Generators empfehlen.

6.2.3.3 Grenzwertüberwachung

Bei der Verifizierung von Betriebsführungsstrategien ist in erster Linie natürlich die Einhaltung vorgegebener Komponentengrenzen (z.B. maximale Betriebsströme) zu berücksichtigen. Um diese zu erkennen, wurde *prosim* mit einer Grenzwertüberwachung ausgestattet. Diese hat die Aufgabe, die während der prospektiven Simulation berechneten Werte mit vorgegebenen Grenzwerten zu vergleichen. Wird eine Verletzung festgestellt, so wird dem Expertensystem von der vorgeschlagenen Strategie abgeraten, so dass dieses nach Alternativen suchen muss.

Beispiel: Das Expertensystem schlägt als Option für die Hybridanlage die Zuschaltung des Dieselgenerators vor. Ausgehend von der aktuellen Verschaltungssituation wird für das Simulationsprogramm die Datenbereitstellung durchgeführt und die aktuelle Topologie durch die Zuschaltung modifiziert. Entsprechend der Anfrage wird dann für den angefragten Zeitraum ein prospektiver Simulationslauf durchgeführt indem das steuernde Programm *prosim* den Simulationsalgorithmus schrittweise veranlasst die modifizierte Anlage zu

berechnen. Die Zeitschrittweite wird dabei entsprechend dem zu untersuchenden Zeitraum angepasst. Nach jedem Zeitschritt werden alle Ströme und Spannungen und der Batterieladezustand auf Grenzwertverletzungen überwacht und unter Umständen von der Aktion abgeraten.

6.2.3.4 Effektivitätsanalyse

Neben der Grenzwertüberwachung verfügt *prosim* über die Fähigkeit, Strategien anhand logischer Entscheidungen zu verifizieren. Zu diesem Zweck werden charakteristische Größen der Anlage, zumeist der Ladezustand der Bleibatterie, zu Beginn und Ende einer Simulation analysiert. Anhand der Entwicklung lässt sich eine Aussage über die Effektivität der vorgeschlagenen Strategie generieren. Beispiel für das Ergebnis einer solchen Analyse kann die Beibehaltung des aktuellen Zustandes der Anlage sein: Das Hybridsystem soll ohne Generator betrieben werden; durch eine Effektivitätsanalyse kann dann erkannt werden, ob allein durch Nutzung der Photovoltaik das Ziel einer Ladezustandsverbesserung des Akkumulators erreichbar ist, also ein Betrieb des Generators nicht notwendig ist.

6.2.3.5 Leistungsumfang des Programms *prosim*

Nachfolgend sollen die bisher möglichen Anfragen an die prospektive Simulation erläutert werden. Die Anfragen des Expertensystems sind vom Programm in der geforderten „Ja/Nein-Form“ zu beantworten. Die Fragen sind nur als Beispiele anzusehen und können auch in anderen Variationen gestellt werden.

- Backup-Prüfung; „Wird die Zuschaltung des Hilfs-Generators innerhalb der nächsten 3 Stunden empfohlen?“
Mit dieser Anfrage wird eine Simulation für 3 Stunden ohne zugeschaltete Backup-Komponente durchgeführt. Auf diese Weise soll geprüft werden, ob die Anlage die zu erwartende Situation ohne den Einsatz des Backup-Generators überstehen und der Batterieladezustand keine Grenzen verletzen würde (Inselsystem).
- Schalthandlungsprüfung geregelt; „Wird der geregelte Betrieb des Elektrolyseurs für 3 Stunden empfohlen?“
Es wird ein 3 stündiger Simulationslauf durchgeführt, bei dem der Elektrolyseur zugeschaltet ist und gemäß seiner Regelbedingungen betrieben wird. Der Batterieladezustand im Inselsystem sollte am Simulationende nicht signifikant gefallen sein (Inselsystem mit wasserstoffbasierter Langzeitspeicherung).
- Ladezustandsüberwachung; „Bleibt der Ladezustand innerhalb der nächsten 24h größer als 50%?“
Ohne Veränderung der Anlagentopologie wird ein Tagessimulationslauf unter Berücksichtigung von prognostizierten Last- und Strahlungsdaten durchgeführt und zu jedem Zeitschritt der Ladezustand entsprechend der Anfrage überwacht.
- Zustandsoptimierung; „Soll das Spannungsniveau erhöht werden?“
In Anlagen mit direkter Kopplung von Photovoltaikmodulen mit Batterien wird

mit dieser Frage die Berechnung des aktuellen Spannungspunktes maximaler PV-Leistung ermittelt und mit der aktuellen Batteriespannung verglichen. Wenn eine Spannungserhöhung signifikante Leistungsverbesserungen erreicht, wird diese befürwortet.

- Rückfrage; „Wurden Grenzwerte verletzt?“
Wenn als Resultat eines prognostischen Simulationslaufs eine der oben beschriebenen Anfragen negativ beantwortet worden ist, kann dies entweder eine direkte Antwort auf die Anfrage oder auch eine Reaktion auf Grenzwertverletzungen während der simulativen Berechnungen sein. Durch diese Zusatzfrage ist eine ergänzende Analyse der Antwort möglich, welche dann die Verfolgung von Alternativstrategien erlaubt.

Die realisierte prospektive Simulation *prosim* bietet dem Expertensystem im Voraus die Möglichkeit zur Verifikation der verfolgten Strategie. Durch seine Schnittstellen zur Ablaufsteuerung des Simulationspaketes *DUress* wurde eine optimale Kompatibilität auch bezüglich etwaiger Weiterentwicklungen der verwendeten Modelle geschaffen. Die implementierten und zuvor beschriebenen Anfragen unterstützen die Betriebsführung durch flexible Zeitangaben hinsichtlich des Langzeit-, Kurzzeit- und Komponentenmanagements.

Das Programmensemble zur prognostischen Simulation kann durch Beantwortung von Anfragen helfen, unnötige, verschleißfördernde Zuschaltungen im Voraus zu erkennen und zu vermeiden, aktuelle Systemoptimierungen durchzuführen, den frühzeitigen Einsatz der Back-Up Komponente anzuregen und insgesamt Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Somit kann die Gefährdung der Anlage und ihrer Komponenten minimiert werden. Vom Anwender sollte beim Entwurf des Anlagenmanagements jedoch stets beachtet werden, dass die von *prosim* gelieferten Informationen auf prognostischen Strahlungs- und Lastdaten beruhen und somit eine gewisse Ungenauigkeit aufweisen. Im Einzelfall sollten die vom Expertensystem vorgeschlagenen Konfigurationsänderungen auch unter schlechtesten Bedingungen nicht zu kritischen Anlagenzuständen führen dürfen. Auch zur Absicherung dieser Worst-Case-Bedingungen kann *prosim* genutzt werden.

6.3 Regelerstellung für das Anlagen-Management

Wie bereits in den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels beschrieben, besteht die Betriebsführung von dezentralen Energiesystemen auf der strategischen Ebene aus der Kombination situationsabhängiger, logischer Entscheidungen, die zu einer Betriebsführungsstrategie verbunden werden. Am Beispiel der PV-Diesel-Hybridanlage (→ Kapitel 1.5) wird in diesem Abschnitt die Betriebsführung unter Nutzung der logischen Struktur des Expertensystems und der verschiedenen unterlagerten Assistentenprogramme entwickelt.

6.3.1 Anforderungen und Begriffsbestimmungen

Üblicherweise wird die Betriebsführung von solchen Anlagen auf möglichst einfache und kostengünstige Weise durchgeführt. Nach [HÖH-99] wird in vielen Anlagen als Standard-Betriebsführung für den elektrischen Anlagenteil die folgende Strategie gewählt: Der Dieselgenerator wird bei Unterschreitung einer (stromkompensierten) Mindestspannung der Batterie eingeschaltet und nach einem definierten Zeitraum wieder abgeschaltet (spannungsgesteuerter Tiefentladungsschutz). Eine verbesserte Betriebsführung ist in wenigen Anlagen installiert, die eine Ladezustandserkennung integriert haben: Der Dieselgenerator wird bei Unterschreitung eines Minimalladezustands eingeschaltet und ladezustandsgesteuert wieder abgeschaltet (ladezustandsgesteuerter Tiefentladungsschutz).

Darüber hinaus werden nur in seltenen Fällen zusätzliche Optionen berücksichtigt, die zum Beispiel regelmäßige Ausgleichladungen automatisiert einleiten können oder durch Batteriezustandsanalysen eine sichere Anlagenführung ermöglichen. Ansätze, die einfache oder komplexe Prognoseverfahren nutzen oder eine kostenoptimale Lastaufteilung anstreben, sind bislang nicht im realen Einsatz und allerhöchstens im Entwicklungsstadium [ROT-00]. Dabei ist Konsens, dass solche neuen Einflüsse wesentliche Verbesserungen der Lebensdauer und damit der Gesamtkosten von Hybridsystemen bieten. Durch den zunehmenden Einzug moderner Steuerungsprozessoren in Wechselrichtern und Motor-Generatoren [ECO-01] und auch realisierte Fernüberwachungsanlagen für Hybridanlagen [REE-00] ist die bislang gegebene Schwelle zu komplexeren Managementsystemen auch für kleine dezentrale Anlagen geringer geworden. In autarken Energieversorgungsanlagen, die über die übliche Grundkonfiguration aus regenerativem Erzeuger, Batteriespeicher, Last und Backup-Generator hinausgehende Anlagenkonfigurationen aufweisen, ist außerdem ein entsprechender Rechenaufwand für eine Anlagensteuerung ohnehin notwendig.

Generell kann ein solches Betriebsführungssystem, welches alle der genannten Anforderungen erfüllen soll, in die Bereiche Kurzzeit-Energiemanagement, Langzeit-Energiemanagement und Komponenten-Management unterteilt werden:

- Das Kurzzeit-Energiemanagement befasst sich mit der Versorgung der Verbraucher in den nächsten Tagen. Die Betriebsführung sollte dabei so ausgelegt sein, dass auch bei Ausfall der energieerzeugenden Komponenten (z.B. PV-Felder) die Versorgung für die nächsten Tage gesichert ist. Zu diesem Zweck muss der Energieinhalt der Kurzzeitspeicher (z.B. Batterien) vom Energiemanagement vorausschauend verwaltet werden.
- Das Langzeit-Energiemanagement ist für den Energiehaushalt der Langzeitspeicher zuständig. Diese sichern auch bei langfristiger Unterversorgung mit solarer Energie den Betrieb der Verbraucher. Das Energiemanagement muss daher dahingehend agieren, dass in Zeiten, die durch überschüssige Versorgung mit Primärenergie charakterisiert sind (z.B. aus PV-Feldern), die Langzeitspeicher ausreichend gefüllt werden. Langzeitspeicher können dabei zum Beispiel Kiesbettspeicher für Wärme-

Beispiel Kiesbettspeicher für Wärmespeicherung, Wasserstoff oder sonstige Energieträger für den Betrieb von Backup-Komponenten sein.

- Unter Komponentenmanagement werden die Anforderungen zusammengefasst, die einen möglichst schonenden Betrieb aller Komponenten garantieren. Aufgrund der zum Teil hohen Anschaffungs- und Wartungskosten ist ein übermäßiger Verschleiß unbedingt zu vermeiden. Das Komponentenmanagement sorgt dafür, dass die für den Betrieb vorgegebenen Grenzen nicht überschritten und unvermeidbare, jedoch reversible Verschleißerscheinungen erkannt und beseitigt werden können. Ein Beispiel für eine solche Erscheinung ist die bereits erläuterte Säureschichtung in Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyten.

Für das behandelte Hybridsystem lässt sich das Anlagenmanagement in Anforderungen für den elektrischen und für den thermischen Systemteil differenzieren. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass durch die gegebenen Abhängigkeiten im kraft-wärme-gekoppelten Betrieb eine Entscheidung in einem Systemteil auch Auswirkungen auf den zweiten Systemteil haben können. Die einzelnen Anforderungen lassen sich dann zudem in Wichtigkeitsstufen (Haupt- und Nebenbedingungen) aufteilen. Des Weiteren gibt es immer Anforderungen, die in Extremsituationen ignoriert werden können oder müssen, um einen sicheren Betrieb der Anlage zu gewährleisten.

Für den elektrischen Anlagenteil gilt als oberstes Ziel die unterbrechungsfreie Versorgung der elektrischen Verbraucher; in Extremsituationen ist eine Abschaltung der Verbraucher jedoch nicht zu vermeiden. Insbesondere ist jedoch die Eigenversorgung der Anlage selbst und etwaiger Notstromkreise immer sicherzustellen; eine ausreichende Energiereserve zur Aufrechterhaltung und Regeneration der Anlage selbst muss vorhanden sein, da ein Ausfall der Steuerung und Überwachung ein automatisches Wiederversorgen der Lasten verhindern würde. Zur Versorgung muss insgesamt auf ausreichende Energiereerven bei gleichzeitig ausreichenden Leistungsreserven geachtet werden. Hohe kurzfristige Leistungsbezüge können die Spannung des Systems in unzulässige Bereiche zwingen. Die Leistungsreserve ist dabei dann als Nebenbedingung anzusehen, wenn Verbraucher mit hohen Leistungsbezügen über ein Lastmanagement gesteuert werden können. Eine wichtige Größe für das Management ist außerdem die Überwachung der Backup-Energievorräte, im Beispiel also des Dieselöls.

Ein weiterer wichtiger Punkt für das Anlagenmanagement von autarken Stromversorgungseinrichtungen ist die Führung des Akkumulators. In Abschnitt 6.2.2.1 wurden bereits die wichtigsten Betriebsbedingungen beschrieben. Eine lange Lebensdauer des Akkumulators sollte dabei immer Fokus der Betriebsführung sein, da Verletzungen dieser Regeln, insbesondere der des Tiefentladungsschutzes, immer zu Kapazitätseinbußen und Alterungseffekten führen können und der Akkumulator als zentraler Bestandteil des Systems die Versorgung

bestimmt. Weitere, erhaltende Maßnahmen sollten jedoch immer nur sekundäre Aufgabe des Managements sein.

Als weitere Anforderung an das Management der Anlage wird ein möglichst wirkungsgradoptimaler und kostengünstiger Betrieb gestellt. Das bedeutet zum Beispiel eine möglichst weitgehende direkte Nutzung des Solarstroms ohne Zwischenspeicherung und geringen Betrieb des Dieselgenerators. Des Weiteren sollte der Solargenerator immer in der Nähe seines MPP und die Batterie wenig im Bereich der Gasung betrieben werden. Wenn der Dieselgenerator betrieben wird, sollte die Abwärme entsprechend nutz- oder speicherbar sein.

Damit sind in einer groben Zusammenstellung die wichtigsten Anforderungen an das Management des elektrischen Anlagenteils aufgestellt. Diese sind in Tabelle 6.2 in Schlagworten zusammengefasst und entsprechend klassifiziert. Auffallend ist dabei, dass keine eindeutige Zuordnung der einzelnen Punkte zu den drei Managementteilen erfolgen kann. Die einzelnen Regeln des Expertensystems werden also durchmischt aufgebaut werden müssen.

	Haupt- bedingung	Neben- bedingung	im Notfall ignorieren	Kurzzeit- Management	Langzeit- Management	Komponenten- Management
Unterbrechungsfreie Verbraucherversorgung	x		x	x	x	
Notstrom- & Anlagenbedarfsversorgung	x			x	x	
ausreichende Energiereserven	x				x	
ausreichende Leistungsreserven		x	x	x		
Dieselvorrat ausreichend		x			x	x
Akkumulatorgrenzen	x			x	x	x
lange Lebensdauer des Akkumulators	x		x	x	x	x
Ausgleichsladung der Batterie		x	x			x
hohe Gesamtwirkungsgrade		x	x	x	x	x
hohe Nutzung des Solarstroms		x	x	x		
Abwärmenutzbarkeit des BHKW		x	x		x	
geringer Dieselverbrauch		x	x		x	

Tabelle 6.2: Anforderungen an die Betriebsführung des elektrischen Teils

Analog hierzu können ebenfalls Anforderungen für die Führung der thermischen Versorgungseinrichtungen aufgestellt werden, Tabelle 6.3. Wieder ist die konstante Verbraucherversorgung eine Hauptbedingung. Dafür müssen ausreichende Energiereserven gespeichert sein und auf entsprechendem Temperaturniveau abgerufen werden können.

Um eine Gesundheitsgefährdung der Nutzer ausschließen zu können, ist eine regelmäßige Ausgleichsladung des thermischen Speichers einzuplanen. Dabei wird der Speicher überhitzt, um Legionellen und andere Bakterien abzutöten.

Nebenbedingungen sind weiterhin ein wirkungsgrad- und kostenoptimaler Betrieb. Einflussfaktoren hierbei sind wiederum eine hohe Nutzung der Solarthermie, eine Nutzung des BHKW nur in Zeiten ausreichender Stromnutzbarkeit und geringe Zulauftemperaturen für BHKW und Solarthermie zur Erzielung guter Komponentenwirkungsgrade.

	Haupt- bedingung	Neben- bedingung	im Notfall ignorieren
Unterbrechungsfreie Verbraucherversorgung	x		x
ausreichende Energiereserven	x		
ausreichendes Temperaturniveau	x		x
Ausgleichsladung der Speichers		x	x
Stromnutzbarkeit des BHKW		x	x
hohe Gesamtwirkungsgrade		x	x
hohe Nutzung der Solarthermie		x	x

Tabelle 6.3: Anforderungen an die Betriebsführung des thermischen Teils

Zusammenfassend kann statuiert werden, dass eine solche Betriebsführung keine linearen Regelstrukturen zulässt. Vielmehr wird eine verzweigte Strategie zu entwickeln sein, welche die verschiedenen Ebenen miteinander verknüpft und elektrische und thermische Anlagenteile integrativ betreibt.

6.3.2 Regelstruktur und Basisregelpaket

Das Anlagenmanagement muss im so genannten Closed-Loop-Betrieb agieren, also zyklisch die Anlage überwachen und steuern. Der Aufbau der Wissensbasis des Expertensystems ist so gestaltet, dass am Ende eines Baumes von Regeln immer der Rücksprung zur zykluskoordinierenden Regel erfolgt. In dieser Regel werden die stapelverarbeitenden Variablen der Inferenzkomponente zurückgesetzt und beim zeitkoordinierenden Programm *trigger* das Startsignal für den nächsten Regel- und Überwachungszyklus abgerufen. In Abbildung 6.12 ist eine undetaillierte Struktur eines Regelbaumes aus einzelnen Regelpaketen und ihre Verknüpfungsmöglichkeiten untereinander dargestellt. Dabei können die Pakete selbst jeweils aus einer Reihe von vorwärts- und rückwärtsverketteten Regeln bestehen, die in sich Analysen oder Aktionen durchführen. Durch die interne Abarbeitung in Abhängigkeit von äußeren Einflüssen ergeben sich als Folgeverknüpfungen auch verschiedene Folgepakete. Als letzte Folgeverknüpfung eines Regelbaumes ist immer das steuernde Zykluspaket angegeben.

Als erste Regel eines Zyklus erfolgt die Überprüfung der Anlage auf Verletzung von Betriebsmittel-Grenzwerten; sofern notwendig müssen entsprechende Notfallmaßnahmen prioritär vorgenommen werden. Anschließend werden, gegebenenfalls nach zusätzlichen Überprüfungen, Regeln angesprochen, die auf die Optimierung der Anlage ausgerichtet sind, wobei darunter die Maximierung der Energieausbeute bei gleichzeitig möglichst schonungsvoller Fahrweise der Komponenten verstanden wird. Die Entscheidungen innerhalb der Regelpakete führen zur autonomen Ausführung von Schalthandlungen bzw. zur Vorgabe von Sollwerten an die Komponenten der Anlage.

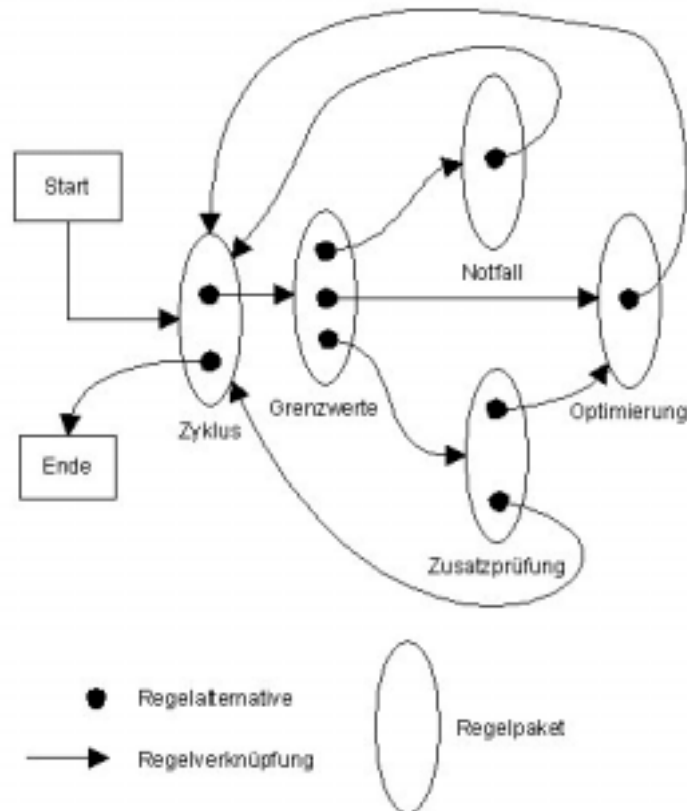


Abbildung 6.12: Beispielhafte Regelstrukturen

Eine thematische Sortierung der Strategie in Grenzwertüberwachung, Notfallmaßnahmen, optimierende Regeln und Zusatzoptionen ist sinnvoll und schafft gute Übersicht. In der Praxis hat sich jedoch auch gezeigt, dass die Neuerstellung von Regeln für ein Anlagenmanagement bevorzugt unter Variation bereits entwickelter Strukturen für andere Anlagen erfolgt. Hierbei hat wiederum eine Sortierung der Regeln in einzelne, komponentenbezogene Abschnitte Vorteile. Für ein neues Management können dann die jeweils wieder vorkommenden Komponentenregeln mit den neu hinzukommenden spezifischen betriebsstrategischen Regeln kombiniert werden. Die Strategie selbst wird dann also anlagenspezifisch in Hauptregelmodule unterteilt, die Regeln mit komponentenspezifischen Analysen und Aktionen werden separiert.

Genau hier liegt auch der eigentliche Vorteil in der Nutzung eines Expertensystems für die Entwicklung eines Anlagenmanagements. Die Modularität in der Regelerstellung erlaubt ein freies Hinzufügen oder Entfernen von Regeln oder Schlussfolgerungen zur Veränderung der Regelstrategie, ohne dabei den eigentlichen Abarbeitungsmechanismus (Inferenz) zu verändern. Zudem erleichtert die Nutzung der datenaufbereitenden Assistentenprogramme erheblich die Entwicklung neuer Strategien, da die Informationen nicht über Variablen abgerufen werden sondern, gemäß der menschlichen Vorgehensweise, über Frage-Antwort-Folgen. Beides ermöglicht es, den Fokus auf die inhaltliche Regelerstellung zu legen, ohne den Softwarehintergrund für deren Verknüpfung überhaupt kennen zu müssen.

6.3.3 Anlagenmanagement für das Hybridsystem

Die für das Beispielsystem aufgestellten Regeln können thematisch in vier Blöcke aufgeteilt werden: Grenzwertüberwachung zur Absicherung des aktuellen Anlagenzustands, optimierende Regeln in unkritischen Situationen, komponentenspezifische Regeln und sonstige spezielle Maßnahmen.

6.3.3.1 Speichergrenzwertüberwachung

Auch in einem optimierenden Management ist, wie oben erläutert, eine Grenzwertüberwachung als erste Aufgabe anzusehen. Ziel des Gesamtmanagements sollte zwar immer sein, Grenzwertverletzungen zu vermeiden, jedoch kann dies aufgrund der vielen, auch unscharfen Eingangsgrößen nicht immer erreicht werden. Zur Sicherung der Versorgung der Verbraucher ist somit eine Speichergrenzwertregelung dem eigentlichen Energiemanagement zu überlagern, im vorliegenden Beispiel aus elektrischer und thermischer Versorgung sind zwei sehr unterschiedliche zentrale Speicher zu managen, der Akkumulator als Energiepuffer für die elektrische Versorgung und der Warmwasserspeicher für die Brauchwasserversorgung.

Für den Akkumulator wurden bereits die Grenzwerte nominell definiert, das Anlagenmanagement kann dabei sowohl auf Ladezustands- als auch auf Spannungsgrenzen reagieren (→ Abschnitt 6.2.2). Als Reaktion auf Grenzwertverletzungen müssen entsprechend Maßnahmen eingeleitet werden, die in Tabelle 6.4 zusammengefasst sind und in der angegebenen Reihenfolge bearbeitet werden. Die aufgeführten Maßnahmenziele geben dabei immer den Anlagenzustand wieder, der durch entsprechende Aktionen eingestellt werden muss. Bei allen Tiefentladungsbereichen wird entsprechend der Backup-Generator zugeschaltet, ein Überschreiten der Tiefentladungsgrenzen führt

Regel	Bedingungen	Maßnahmenziele
A1	$SOC_r < 20 \%$	Tiefstentladungsschutz: PV + BHKW zugeschaltet, alle elektrischen Verbraucher außer Notbedarf abgeschaltet
A2	$U_{Batt,komp} < 1,8 \text{ V}$	
A3	$SOC_r < 35 \%$	Tiefentladungsschutz: PV+ BHKW zugeschaltet, elektrische Verbraucher (außer Hochleistungsaggregate) zugeschaltet
A4	$SOC_r > 97 \%$	Gasungsschutz: Alle Erzeuger reduziert oder abgeschaltet
A5	$U_{Batt,komp} > 2,5 \text{ V}$	
A6	$SOC_r > 85 \%$	Gasungsschutz: BHKW abgeschaltet
A7	sonst	Normalzustand

Tabelle 6.4: Grenzwertüberwachung für den Akkumulator

jedoch nicht automatisch zu einem Abschalten des Generators. Bei reiner Grenzwertregelung würde gemäß Tabelle 6.4 erst bei Erreichen des Gasungsschutzes abgeschaltet, bei Nutzung von zusätzlichen optimierenden Regeln sollte dies entsprechend früher geschehen.

Entsprechend den Anforderungen für den Bleiakкумуляtor lassen sich ebenfalls Grenzbedingungen für den Warmwasserspeicher aufstellen; die Inhalte der Regeln sind in Tabelle 6.5 zusammengefasst.

Regel	Bedingungen	Maßnahmenziele
S1	$E_{\text{Speicher}} < 20 \%$	Auskühlungsschutz: Solarthermie + BHKW zugeschaltet
S2	$T_{\text{WW}} < 35 \text{ °C}$	
S3	$E_{\text{Speicher}} > 95 \%$	Überhitzungsschutz: Solarthermie + BHKW abgeschaltet
S4	$T_{\text{WW}} > 95 \text{ °C}$	
S5	sonst	Normalzustand

Tabelle 6.5: Grenzwertüberwachung des Warmwasserspeichers

Da die Grenzwertregeln für den elektrischen und thermischen Teil mit dem Blockheizkraftwerk teilweise als Maßnahmen dieselben Aktionsmöglichkeiten haben, muss ein kontroverses Agieren der Regeln durch gegenseitige Verriegelung verhindert werden. Als Normalzustand sei zunächst definiert, dass das Photovoltaikfeld, Batterie und Lasten auf elektrischer Seite zugeschaltet sind und das BHKW abgeschaltet ist. Entsprechend sind im thermischen Versorgungsteil der Solarkollektor und die Verbraucher zugeschaltet, das BHKW speist keine Leistung ein. In Tabelle 6.6 sind die entsprechenden Abweichungen von diesem Normalzustand angegeben.

Nr.	Regeln	Maßnahmenziele
1	$A1 \vee A2$	Lasten abgeschaltet
2	$A4 \vee A5$	PV abgeschaltet
3	$S3 \vee S4$	Solarthermie abgeschaltet
4	$A1 \vee A2 \vee A3 \vee S1 \vee S2$	BHKW zugeschaltet
5	$(A1 \vee A2) \wedge (S3 \vee S4)$	BHKW zugeschaltet, thermisch abgeschaltet
6	$A3 \wedge (S3 \vee S4)$	BHKW abgeschaltet
7	$(A4 \vee A5 \vee A6) \wedge S5$ $\vee (S3 \vee S4) \wedge A7$	BHKW abgeschaltet
8	sonst	keine Abweichung vom Normalzustand

Tabelle 6.6: Kombinierte Grenzwertregeln

Die Aufstellung in Tabelle 6.6 zeigt, dass sich die Anforderungen der beiden Anlagenteile zunächst „oder-verknüpft“ darstellen lassen. Jedoch fällt bei allen das Blockheizkraftwerk betreffenden Regeln auf, dass in bestimmten Situationen Kompromisse eingegangen werden müssen. In Zeile 4 wird eine Zuschaltung des BHKW bei Eintreffen einer der Unterversorgungsregeln initiiert. Sollte jedoch

eine Unterversorgung des einen Anlagenteils bei gleichzeitiger Überladung des jeweils anderen Speichers auftreten, müssen entweder die entsprechenden Folgen in Kauf genommen oder, wie am Beispiel der Zeile 5 gezeigt, durch zusätzliche Maßnahmen dieses verhindert werden. Hierbei wird das BHKW als reiner Generator betrieben und die Wärmeenergie nicht ausgekoppelt und anderweitig abgeführt. Eine weitere Möglichkeit zeigt Zeile 6 auf; hier wird die Möglichkeit der Regelvernachlässigung gezeigt. Zwar ist eine Nachladung des Akkumulators durch den Generator sinnvoll, jedoch nicht dringend notwendig. Eine Zuschaltung des BHKW würde gleichzeitig zur Überladung des Warmwasserspeichers führen. Daher wird in dieser Kombination der Generator abgeschaltet. Zeile 7 definiert zusätzlich das Abschalten des BHKW bei Überladungszuständen eines Speichers. Diese Regeln sind als Ausschlusskriterien für die im Folgenden dargestellten optimierenden Strategien zu definieren.

Die von der Grenzwertüberwachung vorgesehenen Maßnahmen werden durchgeführt und anschließend die angegebenen Folgerregelblöcke aufgerufen. Diese übernehmen nun das Management für die übrige Anlage entsprechend der hergestellten Situation. Für den sicheren und unterbrechungsfreien Betrieb der Versorgung sind die beschriebenen Regeln bereits ausreichend. Sie bilden damit das absichernde Grundgerüst für eine optimierende Betriebsführung; diese hat das Ziel einer Ertragsmaximierung und Komponentenschonung und sollte gleichzeitig vorausschauend jegliche Grenzwertverletzungen vermeiden.

6.3.3.2 Ansätze einer optimierten Betriebsführung

Der in Tabelle 6.6 abgesetzte achte Regelblock kennzeichnet den „Normalzustand“ der Anlage. Das reine Grenzwertregelpaket sieht hier keine Aktionen vor, jedoch kann ein optimierendes Energie- und Anlagenmanagement in diesem Bereich durch vorausschauende Analysen und Aktionen ein Erreichen der unerwünschten Grenzbereiche verhindern. Als einzige Stellgröße des Beispielsystems bleibt dem Energiemanagement die Zu- oder Abschaltung des Mini-Blockheizkraftwerks; Photovoltaik und Solarkollektor sowie alle Verbraucher sind in Betrieb.

Der Regelblock unterteilt sich in zwei Bereiche:

1. Der Generator ist bereits in Betrieb und es wird geprüft, ob er abgeschaltet werden muss.
2. Der Generator ist nicht in Betrieb und es wird geprüft, ob er zugeschaltet werden muss.

Als Voraussetzung für die Zuschaltung des BHKWs sind die folgenden Bedingungen zu erfüllen:

- Topologie: Der Dieselgenerator ist ausgeschaltet.
- Stromversorgung:
 - Retrospektive Analyse: Die Batterie wurde in den letzten 20 Minuten mit hoher Leistung entladen.

- Prospektive Langzeitanalyse: Der Ladezustand der Batterie wird voraussichtlich weniger als einen Tag zur Lastversorgung ausreichen.
- Prospektive Kurzzeitanalyse: Die solare Energieerzeugung wird in den nächsten 60 Minuten voraussichtlich nicht größer als der elektrische Verbrauch.
- *Wärmeversorgung*:
 - Retrospektive Analyse: Der Wärmespeicher wurde in den letzten 40 Minuten mit hoher Leistung entladen.
 - Prospektive Langzeitanalyse: Der Energieinhalt des Speichers voraussichtlich nicht zur Verbraucherversorgung des nächsten Tages.
 - Prospektive Kurzzeitanalyse: Die solare Energieerzeugung wird in den nächsten 30 Minuten voraussichtlich nicht größer als der thermische Verbrauch.

Damit sind eine Reihe von Bedingungen aufgezählt, die mit Hilfe der retrospektiven und prognostischen Assistentenprogramme (→ Abschnitt 6.1.4 und Kapitel 6.2) analysiert und beantwortet werden können. Das realisierte Regelpaket berücksichtigt die elektrische und thermische Versorgungssicherheit gleichwertig. Für das Abschalten des BHKWs werden ähnliche Regeln definiert, die im Wesentlichen die negierten Zuschaltbedingungen mit dann aber größeren Prognosezeiten sind. Ziel der Optimumregeln sollte die Vorhaltung ausreichender Reserven sein.

Zusätzlich können diese Regeln mit weiteren anlagenspezifischen Bedingungen kombiniert werden, deren Prinzip im Folgenden vorgestellt wird.

6.3.3.3 Komponentenspezifische Optionen

Der bisher beschriebene Managementteil war auf die energetische Seite des Managements fokussiert. Darüber hinaus erlaubt die logische Struktur des Expertensystems auf übersichtliche Weise, komponentenspezifische Besonderheiten zu berücksichtigen. Die Energiemanagementregeln müssen dabei nur die Strategie berücksichtigen, also beispielsweise das Zuschalten einer Komponente veranlassen. Die komponentenspezifischen Regeln überprüfen dann die Machbarkeit der Aktion. Am Beispiel des Photovoltaikfeldes können exemplarisch spezifische, implementierte Regeln aufgeführt werden:

- Das Photovoltaikfeld wird nachts abgeschaltet.
- Das Photovoltaikfeld kann tagsüber zugeschaltet werden.
- Das Photovoltaikfeld wird nur zugeschaltet, wenn die Leerlaufspannung größer als die Sammelschienenspannung ist.

Damit wird das Feld höchstens dann zugeschaltet, wenn überhaupt ein Energieertrag zu erwarten ist.

Ähnliche Regeln sind auch für das Blockheizkraftwerk implementiert. Nur in Ausnahmesituationen wird hier erlaubt, das motorische Aggregat während der Nachtstunden zu betreiben.

Gerade bei diesen auch sehr anlagenspezifisch zu berücksichtigenden Sonderregeln zeigt sich die Flexibilität des Expertensystems. Das zusätzliche, auch nachträgliche Einfügen solcher Regeln ist im Vergleich zu herkömmlichen Strukturen einfach.

6.3.3.4 Automatische Ausgleichladung

In Abschnitt 6.2.2.1 wurde die Notwendigkeit einer komponentenschonenden Betriebsführung für den Bleiakkumulator beschrieben. Eine wichtige Maßnahme ist hier die regelmäßige Durchführung der Ausgleichladung, die vom Batteriebeobachtungsalgorithmus überwacht wird, aber vom Anlagenmanagement abgefragt und durchgeführt werden muss. Dabei ist zwischen verschiedenen Stadien der „Ausgleichladungsnotwendigkeit“ zu unterscheiden. Wenn der Batteriebeobachter eine Ausgleichladung innerhalb der nächsten Tage für vorteilhaft hält, versucht das Anlagenmanagement nur durch Nutzung der Photovoltaik die notwendige Energie aufzubringen. Hierfür wird die oberste Ladezustandsgrenze, die zu einer Abschaltung der Module führen würde, ignoriert. Bei dringend notwendiger Ausgleichladung wird der Generator als zusätzliche Energiequelle genutzt. Die Realisierung in den Regeln erfolgt durch eigenständige Unterzyklen, bei denen die „normale“ Grenzwertbeobachtung entfällt.

Entsprechende Regeln sind auch für den Wärmespeicher vorgesehen, um eine gelegentliche Überladung zur Abtötung von Keimen im Trink-Warmwasser vornehmen zu können.

6.3.4 Ergebnisse des Anlagenmanagements

Das Anlagenmanagement wurde vollständig aufgestellt und an der simulativ erstellten autarken Beispielanlage (→ Kapitel 1.5) eingesetzt. Dabei wurde jeweils das Verhalten der Betriebsführung mit der simulierten Anlage beobachtet und bei Bedarf das erstellte Regelpaket verfeinert. Die oben dargestellten Regeln stellen dabei nur einen Auszug und damit einen groben Überblick über die Gesamtstruktur dar.

Insgesamt zeigt sich bei der langfristigen Beobachtung des Anlagenmanagements, dass die technische Anlagenkonfiguration für einen Betrieb nicht ideal ist: Die auszukoppelnde Abwärme des Klein-BHKWs ist um den Faktor 2,3 größer als die entsprechende elektrische Leistung, gleichzeitig weisen die Verbraucher ähnliche Tagesenergiewerte auf. Da jedoch eine Entkopplung des elektrischen und thermischen Backup-Aggregates nicht oder nur unter erheblichen Energieeinbußen möglich ist, wird der thermische Speicher regelmäßig überladen, während der Akkumulator in sonnenarmen Zeiten insgesamt zu niedrig geladen bleibt. Das System würde bei zusätzlicher Berücksichtigung von Heizenergiebedarf im Winter, wie zu erwarten, insgesamt wesentlich besser aufeinander abgestimmt sein. Aus Übersichtsgründen wurde das Demonstrationssystem jedoch absichtlich ohne Heizungsanschluss vorgesehen. Trotz dieser schwierigen Bedingungen erreicht das Energiemanagement eine unterbrechungsfreie

Versorgung der thermischen und elektrischen Verbraucher während aller Testphasen. Auch die Durchführung der Akkumulator-Ausgleichsladung wurde realisiert.

In Abbildung 6.13 ist das Verhalten des Energiemanagements exemplarisch für einen Januartag (Montag, 18. Januar 1999) dargestellt. Die Wetterprognose für diesen Tag sagt vormittags starke Bewölkung und Regen, am Nachmittag bedeckte, teils aufgelockerte Bewölkung bei Temperaturen zwischen 0 °C und 6 °C voraus. Der tatsächliche Tagesverlauf zeigt vormittags tatsächlich annähernd keine Einstrahlung, am Nachmittag aber mit plötzlicher hoher Einstrahlung bei niedriger Temperatur sogar ideale Bedingungen für die PV-Module.

Das Energiemanagement führt am Morgen zyklisch bei jedem Durchlauf zunächst die Grenzwertüberwachung durch. Da sich die Anlage im Bereich des Normalzustands befindet, werden die optimierenden Regeln aufgerufen, in denen jeweils Speicherprognosen für den Akkumulator und den Warmwasserspeicher durchgeführt werden. Der thermische Speicher ist aufgrund des hohen Sonntags-Bedarfs stark entladen, verfügt aber noch über Reserven für wenige Stunden, der Akkumulator hat Reserven für mehr als einen Tag. Da auch die Tagesvorhersagen keine ausreichende solare Einspeisung voraussagen, wird um etwa 7:30 Uhr das BHKW zugeschaltet.

Bei der nun folgenden zyklischen Betriebsüberwachung des BHKW werden prognostisch vom Management-Expertensystem zwei Alternativen untersucht, welche den möglichen Zeitpunkt der Abschaltung des Aggregates bestimmen sollen: Die erste Alternative ist, dass beide Speicher ausreichend geladen worden sind, um Energiereserven für mindestens zwei Tage vorzuhalten, die Zweite, dass beide Speicher wenigstens Reserven für einen Tag vorhalten und gleichzeitig die Tagesprognosen für den elektrischen und thermischen Versorgungsteil einen Energieüberschuss voraussagen. Die zweite Alternative trifft nach etwa einer Stunde BHKW-Betrieb zu, nachdem durch einen aktuell eingeholten Wetterbericht die Tagesprognosen „optimistischer“ geworden sind.

Das Beispiel der Abschaltung verdeutlicht den Nutzen der Absicherung durch die prognostischen Informationen: Dadurch, dass ausreichende Reserven vorgehalten werden, kann das „Risiko“ einer zu frühzeitigen Abschaltung des BHKWs aufgrund der positiven Tagesprognosen eingegangen werden. Des Weiteren wird damit auch das Anpassen der Strategie an die aktuelle Situation der Anlage bzw. der Umgebungsbedingungen demonstriert.

Das hier vorgestellte Beispiel einer autarken elektrisch-thermischen lokalen Energie-Versorgungsstruktur verdeutlicht die Vorzüge der hier gewählten Systemarchitektur aus den zwei Bausteinen der detaillierten, prozessrealistischen Simulation und dem intelligenten Managementsystem. Die softwaremäßige Entkopplung der Programmpakete bei möglicher gegenseitiger Interaktion erlaubt den risikolosen, simulativen Aufbau neuer Strukturen und das Austesten von neuen Regelungsstrategien. Im folgenden Kapitel werden abschließend

einige weitere Anwendungsbeispiele für die Nutzung des Simulationspaketes und des Anlagenmanagements gegeben.

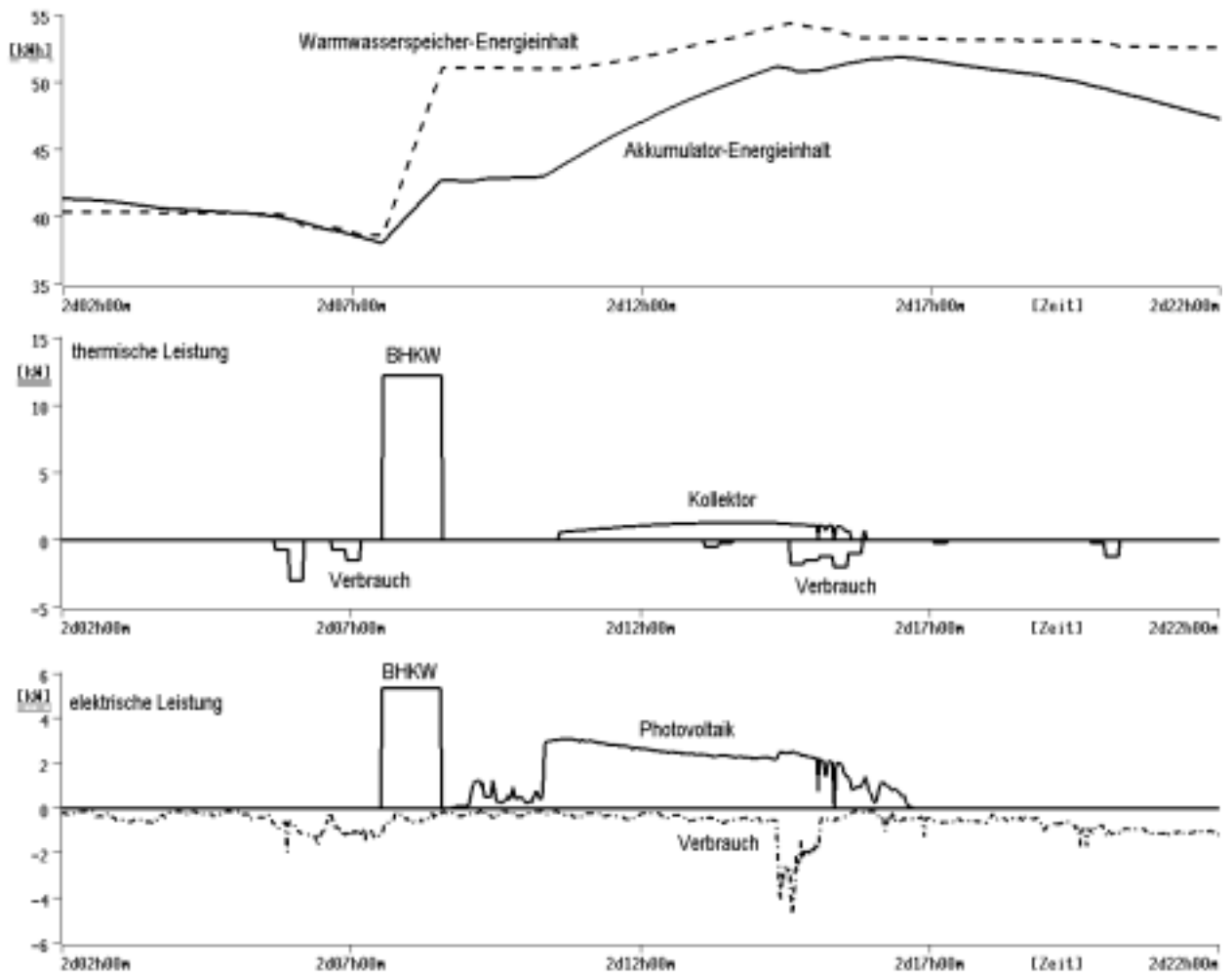


Abbildung 6.13: Ergebnisse des Anlagenmanagements

7 Anwendungsbeispiele

Die in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellten Softwaremodule zur Simulation dezentraler Energieanlagen einerseits und deren Betriebsführung andererseits haben in verschiedenen Anwendungen ihre Tauglichkeit bewiesen. Das zur anschaulichen Darstellung bisher verwendete autarke System ist nur ein Beispiel für die Leistungsfähigkeit der Module. In diesem Abschnitt werden nun in gebotener Knappheit einige im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Projektstudien vorgestellt, bei welchen die Simulation und in Teilen auch das Anlagenmanagement genutzt wurden.

7.1 Die Solar-Wasserstoff-Anlage PHOEBUS

Wie bereits erläutert basieren die entwickelten Algorithmen auf Vorarbeiten von Müller [MÜL-97]; dort wurde das Ziel verfolgt und erreicht, die Solar-Wasserstoff-Anlage PHOEBUS am Forschungszentrum Jülich begleitend zum Aufbau der Anlage und der ersten Betriebsphase zu modellieren. Dabei wurden die einzelnen Komponentenmodelle (Blei-Akkumulator, Elektrolyseur, alkalische Brennstoffzelle und Steller) und ein Algorithmus zur Berechnung ihres Zusammenspiels entwickelt und mit Hilfe des Simulationsprogramms auch optionale Alternativkonfigurationen verifiziert. In einem ersten Ansatz wurde außerdem die Basis für das intelligente Energiemanagementsystem gelegt.

Die im Rahmen dieser Arbeit beschriebenen Erweiterungen und die daraus generierten Anwendungen haben zwar vielfach auf Basis der detaillierten Messreihen der Anlage stattgefunden, jedoch wurden in Bezug auf die Solarwasserstoffanlage PHOEBUS gegenüber dem Stand der Entwicklungen von Müller im wesentlichen nur die folgenden Änderungen vorgenommen:

- Anstatt der ursprünglich integrierten, aber stark fehleranfälligen alkalischen Brennstoffzelle wurde an der realen Anlage eine PEFC-Brennstoffzelle eingebaut, wofür im Simulationsalgorithmus die bereits in Abschnitt 4.1.2.2 dargestellten und verifizierten Erweiterungen hinsichtlich der Modellierung des wasserstoffbetriebenen Stacks implementiert und verifiziert wurden [JAN-00].
- Die unter anderem von Müller in [MÜL-97] vorgeschlagene und verifizierte Herausnahme der MPP-regelnden Photovoltaiksteller wurde in der realen Anlage vorgenommen, inzwischen aber aus schutztechnischen Gründen wieder zurückgenommen. Entsprechend wurde für beide Anlagenkonfigurationen die Wissensbasis des Anlagenmanagements angepasst.
- Die von Müller vorgeschlagene Struktur der Wissensbasis hat sich im wesentlichen auch im langfristigen Betrieb als stabil dargestellt; durch die in Kapitel 6.2 vorgestellten neuen Assistentenprogramme und durch Einbringung verifizierender Regeln konnte der Betrieb an der Simulation einschließlich durchzuführender Zusatzfunktionen, wie der Batterieausgleichsladung, vollständig automatisiert werden. Ein Einsatz an der realen Anlage konnte

durch Beendigung der Förderung des PHOEBUS-Projektes und den Übergang in den Regelbetrieb nicht mehr realisiert werden.

Auf eine detailliertere Analyse und Zusammenfassung der Ergebnisse des automatisierten Anlagenmanagements mit der neuen Konfiguration soll hier aus Redundanzgründen verzichtet werden.

7.2 Konzentriertes wasserstoffbasiertes PV-Home-System

Aufbauend auf den Erfahrungen des PHOEBUS wurde in einer Projektstudie das Ziel angestrebt, die insgesamt hohen Systemverluste und die Investitionskosten der Anlage auf ein Minimum zu beschränken. Dabei wurde ein besonderer Fokus auf die teuren und verlustbehafteten leistungselektronischen Steller der Anlage gerichtet. Wie bereits an der Beispielanlage erläutert, ist es an einer Gleichstromsammelschiene möglich, Akkumulatoren und Photovoltaikmodule direkt miteinander zu verknüpfen, wenn die Arbeitsspannungsbereiche der Komponenten sorgfältig aufeinander abgestimmt sind (→ Kapitel 4). Entsprechend ist es auch möglich, andere mit Gleichstrom arbeitende Komponenten, wie einen Elektrolyseur und eine Brennstoffzelle, direkt an diese Sammelschiene mit anzuschließen. Führt jedoch bei einem PV-Modul eine zu hohe oder zu niedrige Spannung nicht zu Schädigungen der Komponente, können bei den elektrochemischen Komponenten die erlaubten Arbeitsbereiche verlassen werden.

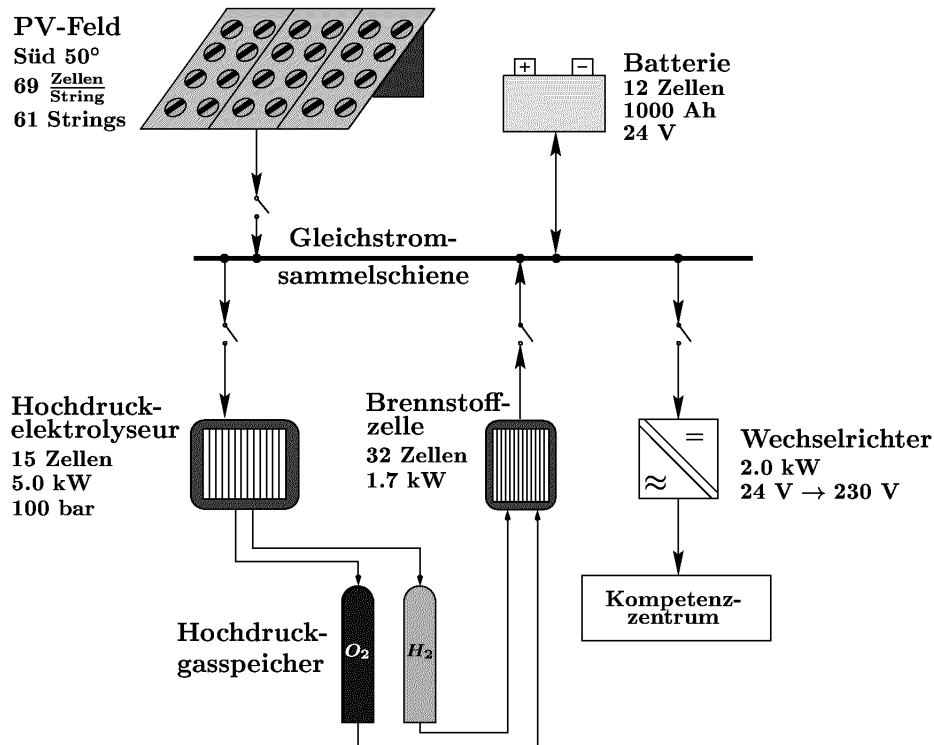


Abbildung 7.1: Architektur des autarken PV-Home-Systems

Die Konfiguration der Anlage bedarf also einer detaillierten Vorausplanung. Dabei ist auch die Verschiebung der Kennlinien aller Komponenten bei verschiedenen Stack-Temperaturen zu beachten. Durch sorgfältige Projektierung und Komponentenauswahl wurde die in Abbildung 7.1 dargestellte Konfiguration simulativ aufgebaut. Projektziel der geplanten realen Anlage war die Versorgung eines „Kompetenzzentrums“ zur Vorstellung von neuen Energietechnologien und –projekten im Rahmen der Präsentation des Energieparks „KonWerl“.

Entsprechend dieser Konfiguration zeigt Abbildung 7.2 die einzelnen Kennlinien aller Komponenten in einem fiktiven Verknüpfungszustand. Deutlich wird dabei, dass die Direktkopplung durch Nutzung technologischer Synergien sinnvoll ist. Die Batterie hat bei hohen Ladezuständen eine höhere Spannung, wodurch auch der Elektrolyseur höhere Ströme aufnehmen muss, bei niedrigen Ladezuständen ist höchstens eine kleine Stromaufnahme möglich. Die Brennstoffzelle wiederum wird bei relativ niedriger Akkumulatorladung und niedriger Spannung die höchsten Ströme in das System einspeisen.

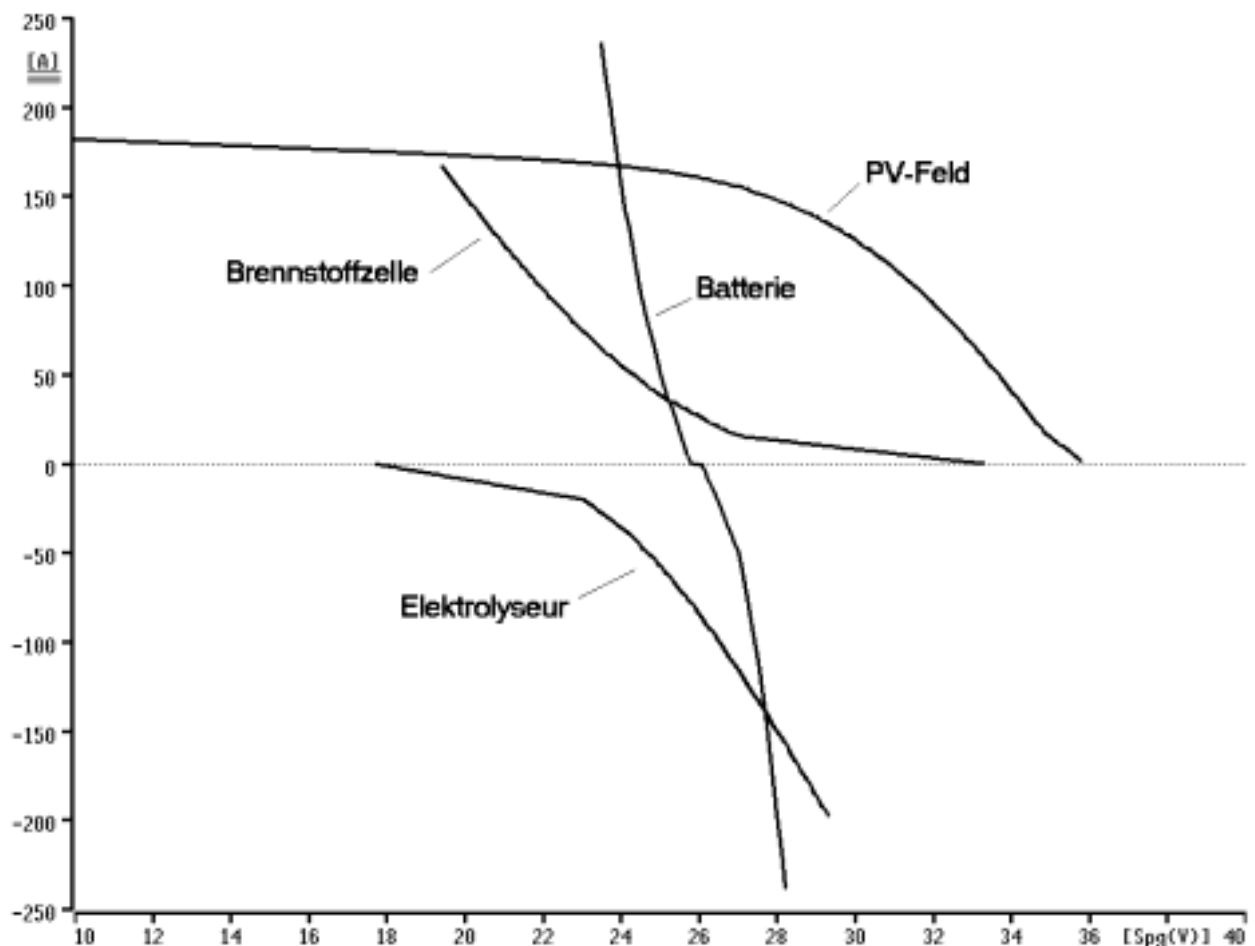


Abbildung 7.2: Komponenten Kennlinien des autarken PV-Home-Systems

Trotz sorgfältiger Vorausplanung der technischen Dimensionierung der Komponenten hat sich gerade für dieses empfindliche System eine abgesicherte Betriebsführung als zwingend notwendig erwiesen. Am Beispiel der Zuschaltung

des Elektrolyseurs kann die Problematik verdeutlicht werden: In Abbildung 7.3 ist der Ausgangszustand der Anlage für das erläuterte Szenario dargestellt. Die Batterie ist mit über 85 % sehr hoch geladen und gleichzeitig speist das Photovoltaikfeld sehr viel Leistung ein.

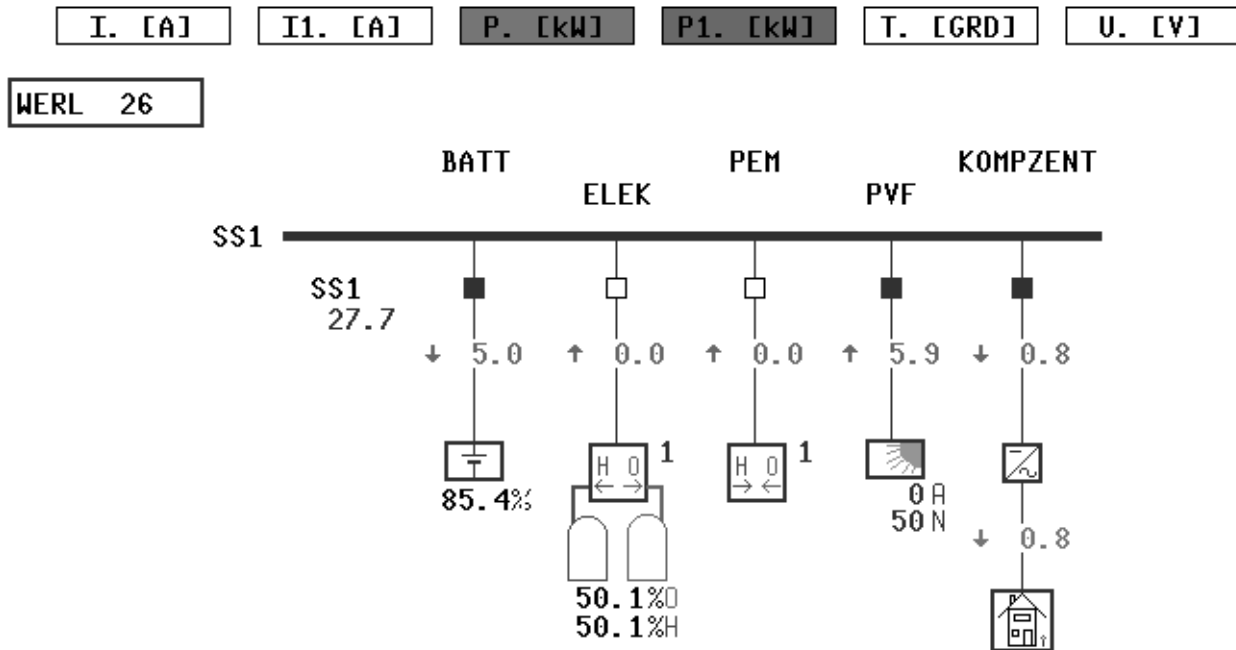


Abbildung 7.3: Verschaltungssituation

Das Energie- und Anlagenmanagement erkennt hieraus die Möglichkeit der Zuschaltung des Elektrolyseurs. Zunächst wird jedoch eine prognostische Simulation durch das Programm *prosim* angefordert; dieses führt in der virtuellen Kopie der Anlage die Schalthandlung durch. Als Ergebnis wird erkannt, dass eine Zuschaltung zu Verletzungen der Grenzen des Elektrolyseurs führen würde. In Abbildung 7.4 ist die von der Simulation ermittelte Strom-Spannungssituation nach in der virtuellen Vorausberechnung vorgenommener Zuschaltung des Elektrolyseurs zu sehen. Es wird im Rahmen der vorgegebenen Komponentengrenzen kein Arbeitspunkt gefunden, an dem die Kirchhoff'schen Knotenbedingungen gelten, die ermittelte Sammelschienenkennlinie schneidet nicht die Spannungsachse. Eine Zuschaltung ist in der aktuellen Anlagensituation nicht möglich, die obere Spannungsgrenze des Elektrolyseurs ist dafür zu niedrig, was durch die sehr niedrige Anfangs-Stacktemperatur zu erklären ist.

In das Regelpaket des Expertensystem-Energiemanagements dieser Anlage wurde für diese Situation entsprechend eine Alternativstrategie integriert. Bei kurzzeitiger Abschaltung des PV-Feldes sinkt die Batteriespannung ab und der Elektrolyseur kann zugeschaltet und mit Hilfe von Leistung aus der Batterie auf niedrigerem Spannungsniveau gestartet werden. Da diese kritische Situation nur auf das Anfahrverhalten der Elektrolyse beschränkt ist, kann das Photovoltaikfeld bereits mit dem nächsten Regelungszyklus wieder zugeschaltet werden.

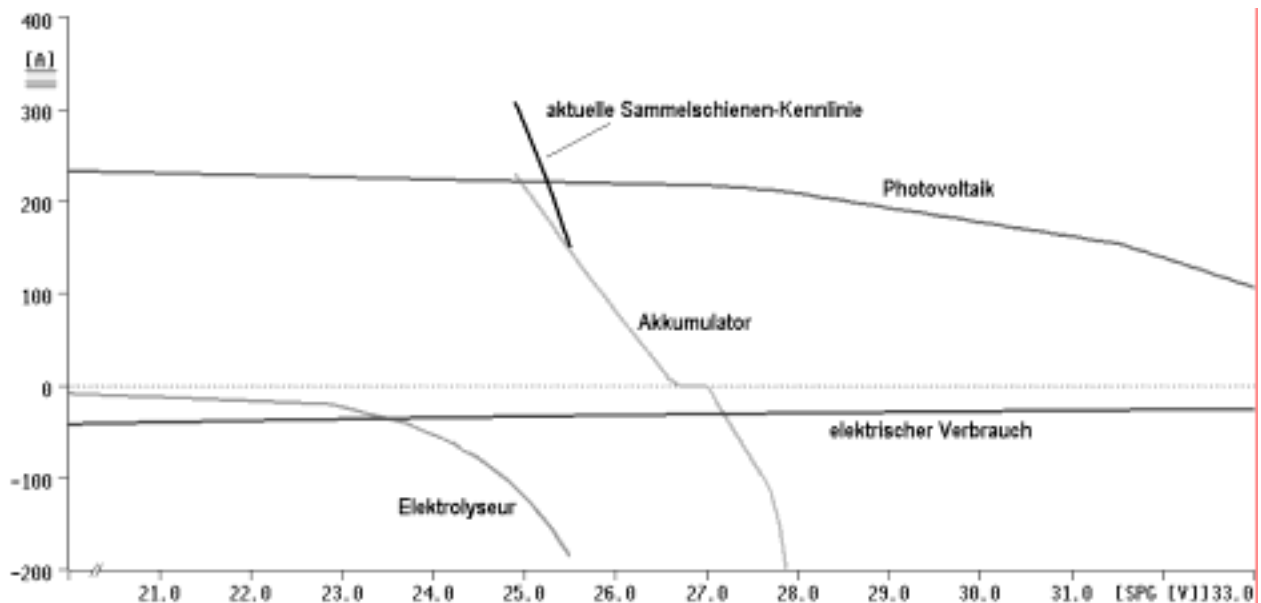


Abbildung 7.4: aktuelle Spannungsbereiche der einzelnen Komponenten

Dieses Beispiel verdeutlicht zwei Vorzüge der gewählten Programmstruktur: Zum Einen erlaubt der Simulationsalgorithmus durch die Kennliniendarstellung einen Einblick in die aktuelle Anlagensituation, was sich sowohl bei der Auslegung der Komponenten als auch bei der Erkennung und Analyse von problematischen Betriebssituationen als vorteilhaft erwiesen hat. Zum Zweiten bietet das Expertensystem durch seine logische Struktur die einfache Möglichkeit der Aufnahme solcher sehr anlagenspezifischer Regeln.

In Abbildung 7.5 ist ein Ausschnitt aus dem Managementergebnis für das simulierte Wasserstoff-PV-Home-System an einem April-Tag dargestellt. Im obersten Bildteil ist die Modulspannung des Photovoltaikfeldes gezeigt. In den Regeln ist eine Abschaltung des Moduls über Nacht vorgesehen, die Zuschaltung erfolgt analog zu den Erläuterungen in Kapitel 6.3 erst nach Erreichen einer Mindest-Leerlaufspannung um 7:36 Uhr, die Abschaltung nach Sonnenuntergang um 19:06 Uhr. In den unteren beiden Grafiken sind die Leistungsverläufe der an diesem Tag beteiligten Komponenten gezeigt. Auf den Knoten zufließende Leistungen (Einspeisungen) werden dabei positiv dargestellt. Die Verbraucher-Leistung zeigt einen durch einige wenige Verbraucher dominierten Verlauf. Die Batterie übernimmt über Nacht die Lastversorgung alleine und puffert dann am frühen Morgen die Differenz aus erzeugter Photovoltaikleistung und den Verbrauchern. Um 7:56 Uhr erkennt das Energiemanagement, dass eine Zuschaltung des Elektrolyseurs sinnvoll ist. Dazu werden die folgenden Bedingungen analysiert:

- Der Tag, und damit die mögliche Energiegewinnung aus den PV-Modulen, dauert noch länger als eine Stunde (Mindestbetriebszeit des Elektrolyseurs).
- Die Batterie wird seit mindestens 20 Minuten mit mehr als 1,5 kW elektrischer Leistung geladen, es ist also Überschuss vorhanden.

- Der Akkumulatorladezustand ist so hoch, dass eine Verbraucherversorgung für wenigstens zwei Tage gewährleistet ist.
- Mindestens die nächsten zwei Stunden wird auch ein ausreichender Energieüberschuss prognostiziert.

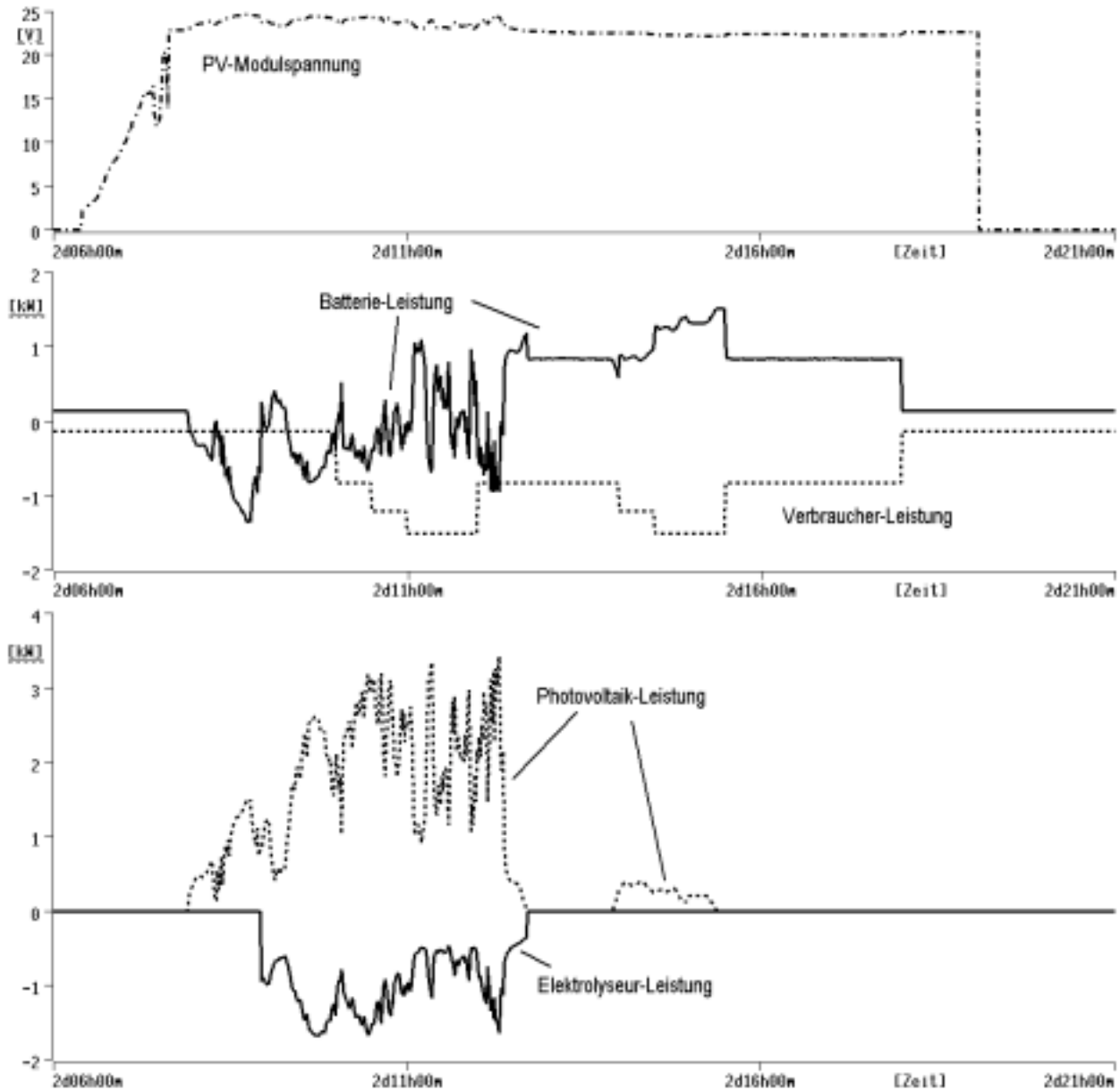


Abbildung 7.5: Management und Simulationsergebnisse des PV-Home-Systems

Da zu diesem Zeitpunkt alle vier Bedingungen erfüllt sind, wird der Elektrolyseur entsprechend, unter Nutzung der Absicherung durch die prognostische Simulation, zugeschaltet. Eine Abschaltung des PV-Moduls ist in diesem Fall nicht notwendig. Die Elektrolyse wird um 17:30 Uhr abgeschaltet, nachdem durch einen Strahlungseinbruch die PV-Leistung stark abgesunken ist.

Die Analyse dieses Tages und einer Reihe ähnlicher Szenarien zeigt, dass durch die Nutzung optimierender Regeln die beschriebenen Grenzwertregeln nur in

seltenen Fällen überhaupt zum Einsatz kommen. Insgesamt kann so ein ruhiger, abgesicherter Anlagenbetrieb durchgeführt werden.

7.3 Wasserstoffbasierte Siedlung

Die im Rahmen des PHOEBUS-Projektes gemachten Erfahrungen in Bezug auf die Nutzung von Wasserstoff als Langzeitenergiespeicher wurden in mehreren Arbeiten aufgegriffen und weiterführende Konzepte entwickelt. So schlägt Meurer in [MEU-00] verschiedene Umstrukturierungskonzepte vor und definiert ein vereinfachtes Speicherauslegungsverfahren. Neben dieser energetischen Betrachtung muss aber immer auch eine leistungsbezogene Untersuchung neuer Anlagenstrukturen erfolgen. Das in [BUC-00] vorgeschlagene Konzept einer Siedlungsstruktur, bei der unter Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher eine ganzjährige autarke Strom- und Wärmeversorgung realisiert werden soll, wurde im Rahmen dieser Arbeit aufgegriffen und verifiziert.

Simulativ wurde ein elektrisch netzgekoppeltes Konzept zur elektrischen und thermischen Versorgung einer geplanten Neubausiedlung mit 75 Niedrigenergiehäusern aufgebaut, für die ein elektrischer Jahresverbrauch von 180 MWh und ein thermischer Jahresverbrauch von 465 MWh zu Grunde gelegt wurde. Die Struktur bestand dabei aus einer Kombination aus zentralen und dezentralen Aggregaten darstellt; um Wärmeverteilungsverluste minimieren zu können, wurde die in der Solarsiedlung Gelsenkirchen [TÜV-01] erstmals realisierte Struktur aus Kopfstationen, die jeweils eine Einheit aus mehreren Häusern versorgen, aufgegriffen. In den insgesamt 5 Kopfstationen, die jeweils 15 Häuser versorgen sind folgende technische Komponenten enthalten:

- Eine elektrische Anlage 230 V_{AC}, in welche PV-Module von insgesamt 72 kW_{peak} (4,8 kW_{peak} pro Haus) über Umrichter einspeisen und von welcher die Verbraucherstromkreise in den Häusern sowie Wärmepumpen und Eigenbedarf versorgt werden; die Kopfstationen sind untereinander elektrisch (230 V_{AC}) verbunden.
- Eine thermische Anlage, welche die Heizungskreise in den Häusern versorgt und die Warmwasserbereitung übernimmt; sie enthält einen Warmwasserspeicher sowie als Einspeisungen eine elektrisch betriebene Wärmepumpe 5,6 kW für die Warmwasserbereitung (Sommer- und Winterbetrieb) und für die Raumheizung im Winter eine weitere Wärmepumpe mit 75 kW in drei der fünf Kopfstationen; in den zwei übrigen Kopfstationen wird die Abwärme einer Brennstoffzelle mit 75 kW_{el} für die Heizung ausgekoppelt.

Im Winter arbeiten diese Brennstoffzellen als zusätzliche elektrische Einspeisungen, indem sie Wasserstoffgas verarbeiten, welches an sonnenreichen Sommertagen aus überschüssiger PV-Energie gewonnen wurde. Mittels eines Elektrolyseurs wird überschüssiger Solarstrom zur Wasserstofferzeugung für den Brennstoffzellenbetrieb genutzt. Eine Übersicht über die Struktur aus Kopfstationen (WASS und KOPF1-4) und der jeweils angeschlossenen, auf die verschiedenen Hausdächer verteilten Photovoltaikmodule zeigt Abbildung 7.6. Die

zentrale Station WASS enthält dabei gleichzeitig die Einrichtungen zur Elektrolyse und Speicherung von Wasserstoff.

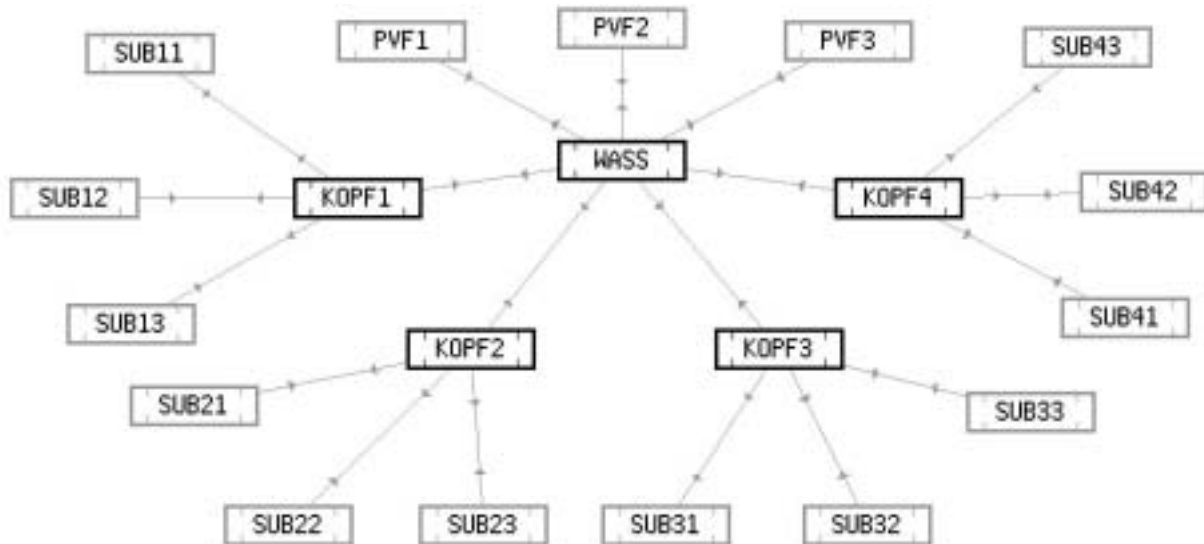


Abbildung 7.6: Topologische Übersicht der Wasserstoffsiedlung

Ergebnisse dieser Vorstudie wurden in [KRO-01A] vorgestellt; derzeit ist die Beteiligung mit simulativer Auslegung und Erstellung des vollständigen Anlagenmanagements an einer prototypischen realen Siedlung solchen Typs in der Diskussion.

7.4 Demonstrationssystem Niederspannungsnetz

In zunehmendem Maße wird inzwischen die forcierte Einbindung dezentraler Erzeuger in das Niederspannungsnetz diskutiert. Ausgelöst wurde dies durch die verstärkte Entwicklung von Brennstoffzellenaggregaten zur Hausenergieversorgung. Bislang waren Niederspannungsnetze als reine Verteilnetze zur Versorgung der einzelnen Verbraucher mit 230 V / 400 V Wechsel- bzw. Drehstrom ausgelegt. Selten speisen bislang, zum Beispiel in Form von vereinzelt Photovoltaikanlagen, dezentrale Erzeuger in diese Netze ein, ihr Ertrag ist dabei vernachlässigbar klein gegenüber der im Netz verbrauchten Leistung und Energie. Bei zukünftig verstärkter Einbindung dezentraler Erzeuger werden hier neue Anforderungen an die Netze selbst und an deren Management gestellt werden. Hierzu gehören bislang ungeklärte Fragen des Netz- und Personenschutzes, der Spannungshaltung und des Leistungsmanagements auch in Bezug auf die Verbindung zum übergeordneten Mittelspannungsnetz.

Im Folgenden sollen nun anhand eines fiktiven Niederspannungsnetzabganges die vielseitigen Möglichkeiten des Simulationstools DUress gezeigt werden, die bei der Studie von Auswirkungen der Kombination verschiedener Erzeugeraggregate und Strukturen genutzt werden können. Das System (Abbildung 7.7)

besteht aus 5 elektrischen Knoten, die über Niederspannungskabel miteinander verbunden und über einen Transformator („TRANSF“) am Knoten MAINS an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Der Knoten HOUSE stellt ein passives Haus mit drei Verbrauchern dar, am Knoten HSPV sind zwei Verbraucher mit einem Photovoltaikfeld kombiniert, in HSUPS werden zwei sensible Verbraucher durch eine unterbrechungsfreie Stromversorgung unterstützt. Im Haus HSFC befindet sich ein Brennstoffzellenaggregat, das in das Niederspannungsnetz einspeisen kann und in Kombination mit einer Wärmepumpe den thermischen Bedarf des Hauses sicherstellt. In dieser Darstellung wird zunächst nur der Wechselspannungsteil des Systems gezeigt. Der aktuelle Leistungsfluss des Systems unter Berücksichtigung aller beteiligten Erzeuger und Verbraucher sowie der aktuellen Topologie kann in dieser Darstellung an den gezeigten Leistungswerten und deren Richtung sowie der einzelnen Knotenspannungen beobachtet werden. Im dargestellten Zeitpunkt überwiegt die Leistung des PV-Feldes und der Brennstoffzelle den Gesamtverbrauch dieses Abganges, so dass Leistung in das überlagerte Netzwerk zurückgespeist wird (\rightarrow Abbildung 7.7).

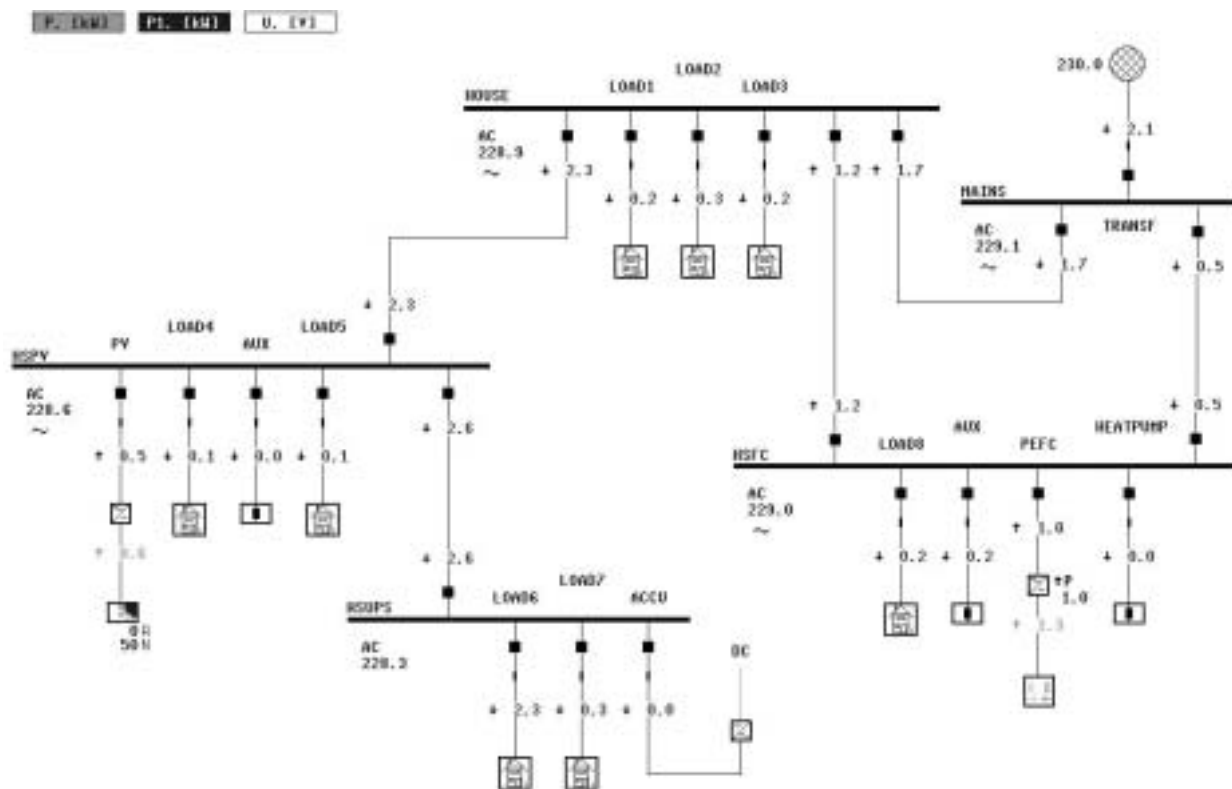


Abbildung 7.7: Fiktives Niederspannungsnetz als Studienbasis

Mit dem Aufbau solcher simulativer Szenarien kann der Einfluss verschiedener dezentraler Erzeuger und ihrer Interaktion studiert und analysiert werden. Im Folgenden sollen nun beispielhaft zwei Knoten im Detail vorgestellt werden.

7.4.1 Innovative unterbrechungsfreie Stromversorgung

Das am Ausläufer des Niederspannungsnetzes angeordnete Haus HSUPS wurde mit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) ausgestattet. Die Hausanlage besteht aus zwei Sammelschienen, der Wechselspannungsversorgung (AC) mit der Verbindung zum nächsten Haus (HSPV) und einer Gleichstromschiene für die USV (→ Abbildung 7.8).

Während die Verbindung zum öffentlichen Netz besteht, ist der Gleichstromteil vom Wechselstromteil energetisch getrennt, der unidirektionale Wechselrichter überträgt keine Leistung. Auf Gleichstromseite wird ein Akkumulator durch Nutzung eines Photovoltaikfeldes geladen gehalten. Durch sorgfältige Anpassung und Dimensionierung des Photovoltaikfeldes an die Spannung des Akkumulators kann eine dauerhafte Überladung des Akkumulators verhindert werden, da bei zu hohen Spannungen die PV-Leistung entsprechend rapide absinkt (→ Abschnitt 4.1.4). Diese Komponentenauswahl mit Hilfe der Kennlinien-darstellung des DUress-Systems wurde in [KRO-01B] dokumentiert.

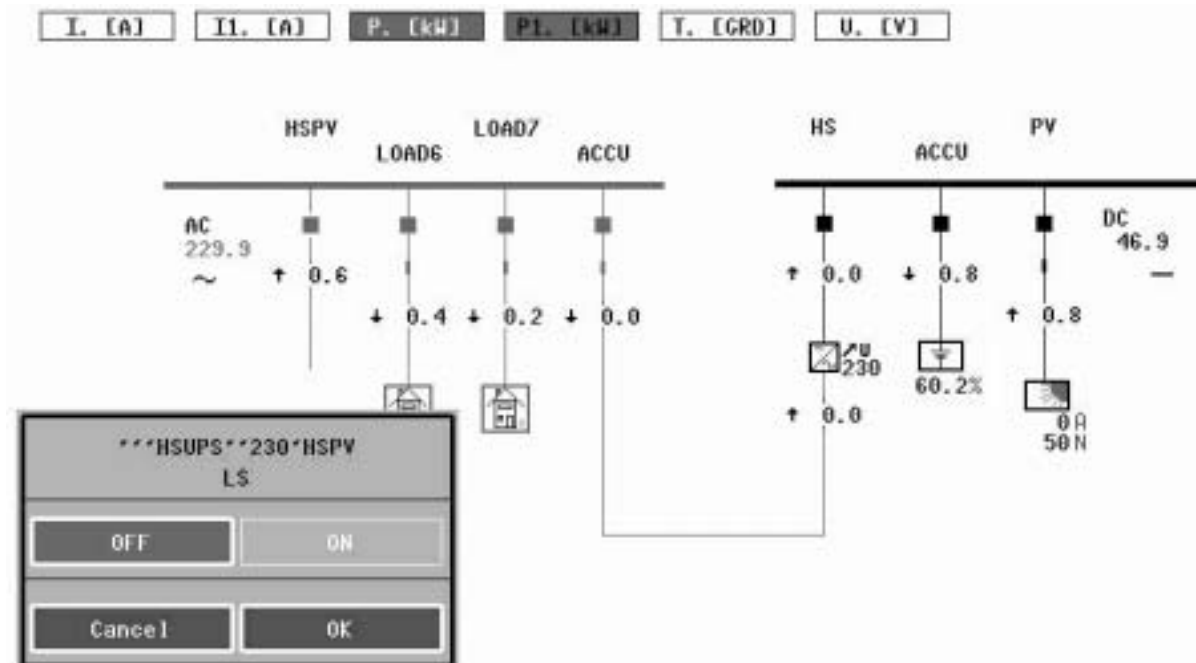


Abbildung 7.8: Innovative USV-Einrichtung

Nach Trennung der Verbindung zum restlichen Niederspannungsnetz übernimmt der Wechselrichter die Versorgung der Lasten bei vorgegebener Spannung und bezieht seine Leistung entsprechend von der Gleichstromschiene. In Abbildung 7.9 ist das dynamische Verhalten des Systems als Ergebnis der Berechnungen bei mehreren aufeinander folgenden, kurzfristigen Netzausfällen gezeigt. Offensichtlich reagiert die simulierte USV-Einrichtung sofort auf einen Netzausfall und der Wechselrichter übernimmt Leistungsversorgung und Spannungshaltung. Die während der Netzkopplung geringere Spannung resultiert aus den Zuleitungsverlusten des Netzes. Die Zeitschrittgröße für diese Simulationsrechnung beträgt 10 Sekunden.

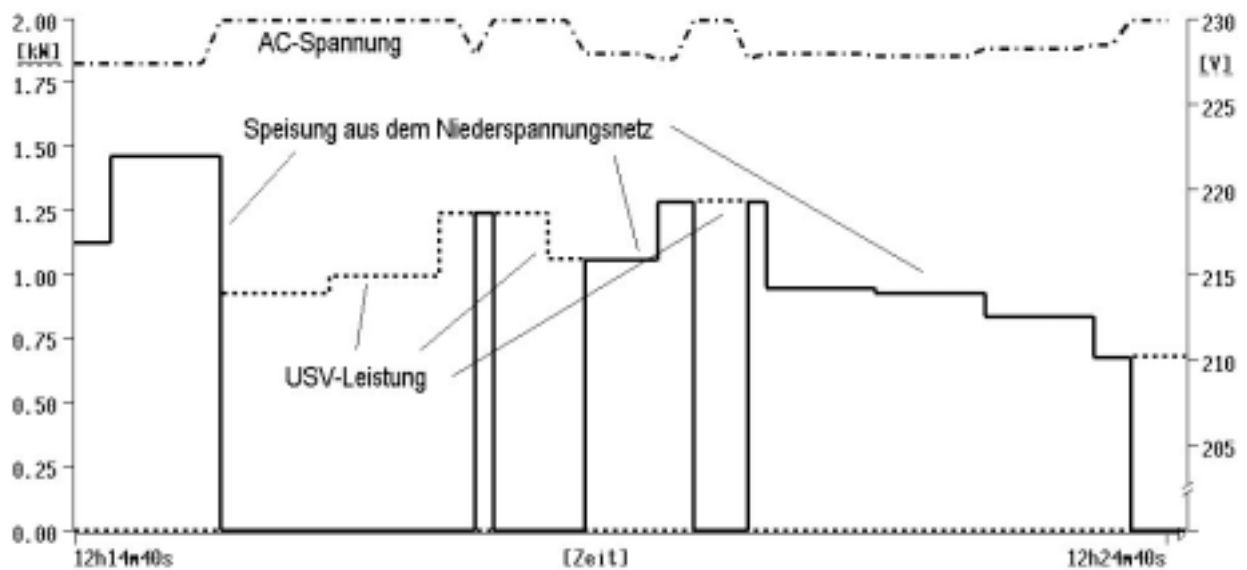


Abbildung 7.9: Reaktion der USV auf den Netzausfall

Dieses Beispiel verdeutlicht noch einmal die Modularität und Flexibilität des Simulationsalgorithmus. Die analytische Netzberechnung (\rightarrow Kapitel 4.3) erlaubt das beliebige Verändern der System-Topologie mit entsprechender vollständiger, auch dynamischer Reaktion des Anlagenmodells. Die flexible Veränderbarkeit der Zeitschrittweite des Algorithmus ermöglicht zudem die Betrachtung von Systemen in verschiedenen Zeitbereichen.

7.4.2 Das Brennstoffzellenhaus

Ein weiterer detaillierter Einblick soll nun in das integrierte Brennstoffzellenhaus HSFC getan werden, das ein Beispiel für ein kraft-wärme-gekoppeltes System darstellt. Abbildung 7.10 zeigt die Darstellung des elektrischen und thermischen Sub-Systems mit den beiden Aggregaten Brennstoffzelle und Wärmepumpe. Im thermischen Anlagenteil sind alle Komponenten entweder direkt oder über Wärmetauscher an den zentralen Wärmespeicher angeschlossen. Auf elektrischer Seite ist die Brennstoffzelle über einen Wechselrichter, der über einen vorgegebenden Sollwert die Leistungsregelung des Stacks übernimmt, mit der Sammelschiene verbunden. Zusätzlich ist die Interaktion zwischen den einzelnen Komponenten eingezeichnet, dabei sind jedoch nicht die Energieflüsse sondern die Informationsflüsse des Simulationsalgorithmus gezeigt. Die Informationen über die Menge und das Temperaturniveau der Abwärme, die beim Betrieb der Brennstoffzelle anfällt, wird vom Berechnungsalgorithmus des elektrischen Teils an den thermischen Teil übergeben, die Information über den Energiebedarf der Wärmepumpe und der übrigen Pumpen in den Wärmekreisläufen wird entsprechend in den Berechnungskreis der elektrischen Komponenten zurückgeliefert.

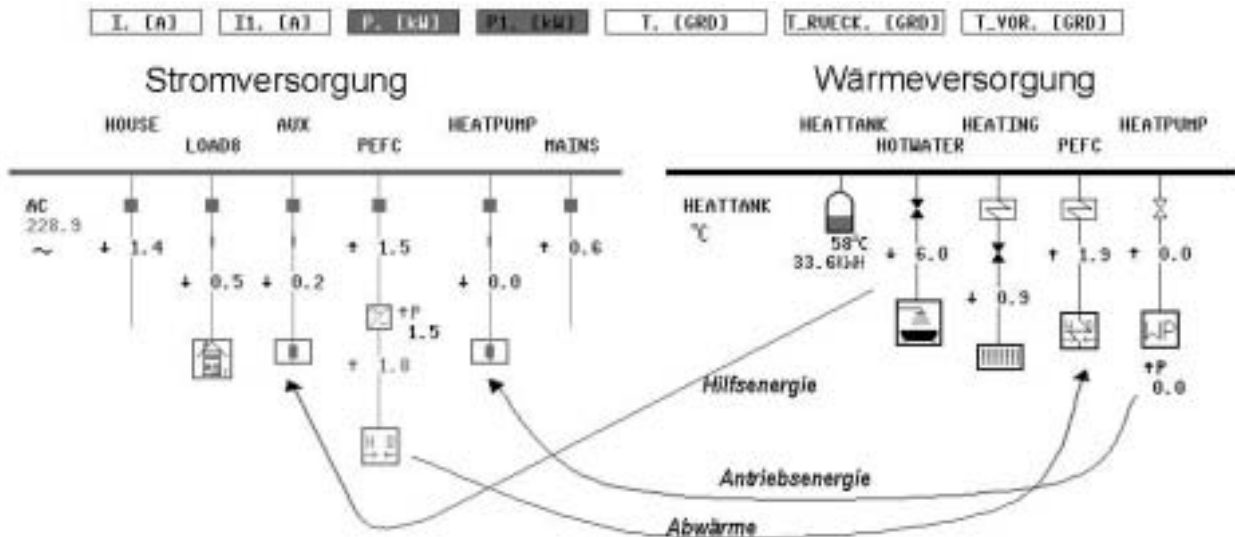


Abbildung 7.10: Topologie des Brennstoffzellenhauses

Abbildung 7.11 zeigt Simulationsergebnisse dieses Beispielsystems: Die zwei thermischen Lasten Heizung (hier als konstanter Bezug) und Warmwasserbedarf (hier zwischen 6:30 Uhr und 6:40 Uhr) entladen den Wärmespeicher (rechte Achse). Die Brennstoffzelle wird mit einer Leistung von 1,5 kW_{el} (linke Achse) um 6:20 Uhr gestartet; nachdem die Betriebstemperatur des Stacks nach 3 Minuten erreicht wurde, wird die ausgekoppelte Wärmeenergie in den Speicher eingebracht und der Gradient der Speicherentladung damit verringert. Anschließend wird der Sollwert am Wechslerrichter verdoppelt und damit die Verringerung der Speicherenergie, die durch den aktuell hohen Warmwasserverbrauch verursacht ist, noch einmal gebremst. Nach Abschluss der Warmwasserentnahme wird der Speicher durch die Abwärme der Brennstoffzelle nachgeladen. Die gezeigten Ergebnisse wurden bei einer Zeitschrittauflösung von einer Minute generiert.

Die gezeigte Konfiguration ist ein typisches Beispiel für eine Brennstoffzellenanwendung zur Hausenergieversorgung. Die Niedrigtemperaturbrennstoffzelle kann als Speisung für elektrische Grundlast oder auch für Spitzenbedarf eingesetzt werden und dient gleichzeitig als Grundlastversorger des thermischen Bedarfs. Die Wärmepumpe, oder alternativ ein klassischer Brenner, dient im Winter zur Versorgung des großen Heizenergiebedarfs. Der DUress-Simulationsalgorithmus erlaubt den Test verschiedener alternativer Konfigurationen und Betriebsstrategien. Alle notwendigen Daten, inklusive Speicher und Rohrleitungstemperaturen, werden berechnet und die Interaktion zwischen elektrischen und thermischen Komponenten berücksichtigt.

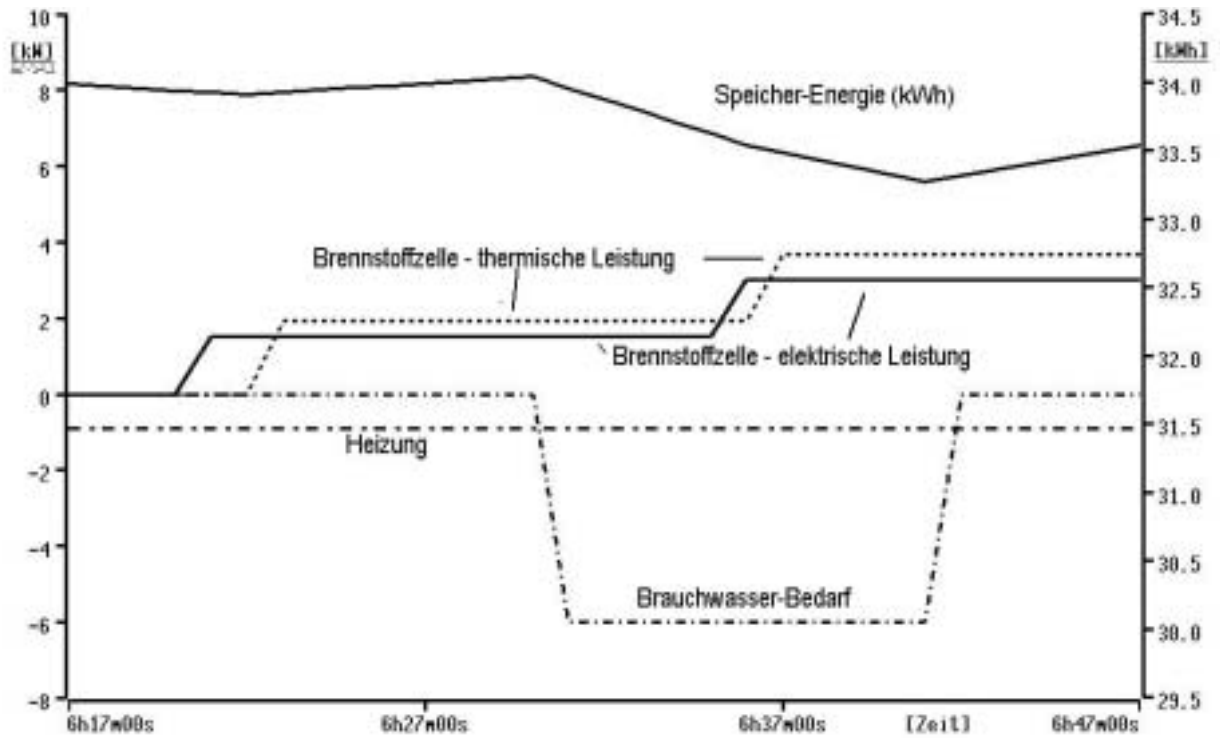


Abbildung 7.11: Dynamisches Verhalten des Brennstoffzellenaggregates

8 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden Softwarehilfsmittel zur Planung und zum automatischen Betrieb dezentraler Energieversorgungssysteme vorgestellt. Bei der Entwicklung dieser Werkzeuge wurde insbesondere auf eine hohe Flexibilität und Genauigkeit der Algorithmen Wert gelegt. Die beschriebenen Werkzeuge sind modular einsetzbar und können sowohl im Bereich netzgekoppelter als auch autarker Energieversorgungsanlagen eingesetzt werden. Sie erlauben den Einsatz für elektrische und thermische Versorgungsstrukturen und decken damit den wichtigsten Teil der energetischen Verbraucherversorgung ab.

Das leicht und übersichtlich parametrierbare Simulationspaket DUress erlaubt eine detaillierte Modellierung der betrachteten Anlage mit hoher Zeitaufösung und gibt somit das Verhalten des Gesamtsystems sowie aller seiner Komponenten betriebsrealistisch wieder. Dafür wurde ein flexibler Simulationsalgorithmus zur Berechnung komplexer elektrischer Verschaltungen entwickelt und vorgestellt. Zusätzlich wurde durch die Implementierung der Berechnung thermischer Versorgungsstrukturen das Simulationsprogramm befähigt, quasi-beliebige dezentrale Energiesysteme nachzubilden. Die Algorithmen und Modelle berücksichtigen dabei nicht nur das stationäre sondern auch das dynamische Komponentenverhalten, wodurch auch Grenzwertbetrachtungen und Detailanalysen durchführbar sind. Über Prozess-Schnittstellen kann online in den Simulationsablauf wie auf eine reale Anlage eingewirkt werden; dies erlaubt den Einsatz zur Auslegung neuer sowie zur technischen Optimierung bestehender Anlagen unter betriebsrealistischen Bedingungen.

Als zweiter Baustein wurde ein intelligentes Energiemanagement entwickelt, welches eine hohe energetische Effizienz mit zuverlässiger und komponentenschonender Betriebsweise der Anlage verknüpft und auch Prognosen bezüglich Last und zu erwartendem regenerativem Energieertrag einbezieht. Hierfür wurde die flexible Architektur eines Expertensystems verwandt, das mit Hilfe algorithmischer Assistentenprogramme ebenfalls eine hohe Variabilität in der regelbaren Anlagenstruktur erlaubt. Durch autonom agierende Assistentenprogramme wird die Verknüpfung der Betriebsführungslogik mit der zu steuernden Anlage hergestellt. Innovative Algorithmen zur Prognosegewinnung, Komponentenbeobachtung und Strategieverifikation wurden dafür entwickelt.

Das Simulationspaket stellt gleichzeitig auch eine realistische Testumgebung für das Energiemanagement dar. Die Strategie des Managements kann damit schrittweise durch Beobachtung und Analyse der Managementergebnisse an der Simulation verfeinert werden. Mit dieser Kombination verschiedenster Softwarekomponenten steht erstmals auch ein detailliertes Werkzeug zum Test von Anlagenregelungen dezentraler Energiesysteme zur Verfügung. Das Managementsystem ist durch seine logische Struktur und die Möglichkeit der Anbindung an andere Algorithmen auch an den Einsatz in einer realen Anlage anpassbar. Ein solcher Einsatz kann durch Anpassung der verwendeten Assistentenprogramme an die jeweilige Datenversorgung und Nutzung der in Kapitel 6.3 vorgestellten abgesicherten Regelstruktur realisiert werden.

Gerade durch die sich abzeichnende verstärkte Dezentralisierung der Elektroenergieversorgung und die intensivierete Nutzung von kraft-wärme-gekoppelten Versorgungsaggregaten ist ein Simulationssystem wie das hier entwickelte zunehmend gefragt. Es kann zum Beispiel bei der Untersuchung der Auswirkung der Einbindung neuer Erzeugungseinheiten in Niederspannungsabgänge unterstützen, wie in Kapitel 7.4 gezeigt wurde. Um der ganzen Vielfalt auch neu entwickelter dezentraler Energiewandler gerecht zu werden, werden hier zukünftig weitere Modelle sowohl für elektrische als auch thermische Komponenten entwickelt werden müssen. Der modulare Aufbau der Simulationsalgorithmen und die flexible Datensprache erleichtern deren Integration in die Software.

Der exakte simulative Aufbau solcher Netzstrukturen erlaubt dann im weiteren Schritt die Entwicklung von Managementstrukturen für die zukünftige automatisierte Betriebsführung solcher Netze. Somit kann, ausgehend vom lokalen Hausenergiemanagement über das Management des Niederspannungsnetzes, die propagierte Idee des virtuellen Kraftwerks modular aufgebaut und verifiziert werden. Die Architektur des Expertensystems mit seinen Assistentenprogrammen erlaubt hier auch die Untersuchung der gegenseitigen Einflussnahme der verschiedenen Managementebenen, lokal am einzelnen dezentralen Energiewandler und zentral zum Beispiel in einer Netzleitstelle. Durch Nutzung der aufgebauten Struktur und Ergänzung mit neuen, Daten verarbeitenden Programmen, die gleichzeitig auch die Kommunikationsschnittstellen für die verschiedenen Managementebenen bilden, können hier entscheidende und durch die simulative Verifikation abgesicherte Schritte in Richtung einer integrierten Betriebsführung dezentraler Netze durchgeführt werden.

Ebenfalls vorgestellt wurden im Rahmen dieser Arbeit Ansätze für gänzlich neue Energieversorgungskonzepte wie das der wasserstoffbasierten Siedlung. Hier werden zukünftig noch vielfältige Untersuchungen durchgeführt werden müssen, in welchen die verschiedenen Konzepte unter energetischen und technischen Gesichtspunkten analysiert werden. Die bisher auch mit dieser Arbeit gewonnenen Erfahrungen bei der Entwicklung von Betriebsführungskonzepten autarker elektrischer Systeme und in ersten Ansätzen von elektro-thermischen Versorgungsstrukturen müssen in diese Untersuchungen einbezogen werden.

Literaturverzeichnis

- [ADE-00] Adelman, P. et. al.:
„Finanzierung von Solar Home Systemen“ in Tagungsband 14. Symposium
Photovoltaische Solarenergie, 15.-17. März 2000
- [BÄC-99] Bächler, M., et. al.:
„Betriebsführung und Feldtests“; Workshop „Elektrochemische Speichersysteme für
regenerative Energieversorgungsanlagen“, Ulm, 4.-5.5.1999, Hg.: Forschungsverbund
Sonnenenergie
- [BAK-01] Bakare, G. A.:
„Removal of Overloads and Voltage Problems in Electric Power Systems using Genetic
Algorithm / Expert System Approaches“; Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität
Duisburg, 2001
- [BGB-00] „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
vom 29. März 2000 (Bürgerliches Gesetzblatt BGBl. I S. 305)
- [BOP-97] Bopp, G. et. Al.:
„Photovoltaik-Anlagen für netzferne Anwendungen“ in Begleitbuch zum Seminar
„Photovoltaikanlagen“, Fraunhofer ISE 1997
- [BUC-00] Buchholz, G., Finken, S.:
„Die solare Wasserstoffsiedlung“ in Tagungsband „Die Stadt als Sonnenkraftwerk -
Sechste Europäische Konferenz Solarenergie in Architektur und Stadtplanung“, 12-15
September 2000, Bonn
- [BUK-83] Bukau, F.:
Wärmepumpen-Technik: Wärmequellen – Wärmepumpen - Verbraucher; Grundlagen
und Berechnungen; R. Oldenbourg Verlag München Wien, 1983
- [CAR-99] Solar-Institut Jülich:
Benutzerhandbuch zu „CARNOT Blockset Version 1.0 – Conventional And Renewable
Energy System Optimization Blockset“; Scientific Computers GmbH, Aachen, 1999.
- [DUF-76] Duffie, J. A.:
Sonnenenergie: thermische Prozesse; Udo Pfriemer Verlag, München, 1976
- [ECO-01] ecopower:
Technische Daten zum ecopower Mini-BHKW Erdgas / Propangas netzparallel
http://www.ecopower.ch/produkte/bhkw01_de_tech.htm (Stand November 2001)
- [GAR-99] Garche, J.:
„Entwicklungstendenzen elektrochemischer Speichersysteme für PV-Anwendungen“;
Workshop „Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungs-
anlagen“, Ulm, 4.-5.5.1999, Hg.: Forschungsverbund Sonnenenergie
- [HAN-97] Handschin, E.:
Elektrische Energieversorgungssysteme; Hüthig Verlag, 2. Auflage, Heidelberg, 1997
- [HÖH-99] Höhe, W. et. al.:
„Klassifizierung von Batteriesystemen in Photovoltaik-Anlagen“; Workshop
„Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen“, Ulm,
4.-5.5.1999, Hg.: Forschungsverbund Sonnenenergie
- [IMS-01] Inhaus-Duisburg:
Innovationszentrum Intelligentes Haus Duisburg, Fraunhofer Institut für
Mikroelektronische Schaltungen und Systeme (IMS); Informationsmaterialien
<http://www.inhaus-duisburg.de> (Stand November 2001)
- [IST-01] IST-Datentechnik:
f-chart 7-0 Informationsmaterialien
<http://www.istnet.de/datentechnik/fchart> (Stand November 2001)

- [JAN-00] Janßen, H.; Brocke, W.A.; Emonts, B.; Groehn, H.-G.; Heuts, G.; Mai, H.; Stolten, D.: „PHOEBUS Jülich . Entwicklungsstand und aktuelle Ergebnisse“ in Tagungsband „12. Internationales Sonnenforum - Sonne - Die Energie des 21. Jahrhunderts“, Solar Promotion GmbH - Verlag München 2000
- [JEN-83] Jensch, Klaus:
“Energetisch-meßtechnische Untersuchung eines Blockheizkraftwerkes in Mehrmotorenausführung im kommerziellen Betrieb“; Forschungsbericht / Bundesministerium für Forschung und Technologie: T; 1983,265: Nichtnukleare Energietechnik
- [JOS-94] Jossen, A.; Hönes, H.-P.; Karl, H.; Lehner, G.:
„Langzeittests mit Batterien unterschiedlicher Bauweise“; Workshop „Elektrochemische Speicher in regenerativen Energiesystemen“, Univ. Verlag, Ulm, 1994
- [KEM-99] Kempinski, W.:
„Interaktives Visualisierungssystem mit automatischem Design für die Betriebsführung elektrischer Netze“; Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, 1999
- [KHA-95] Khartchenko, N.:
Thermische Solaranlagen; Grundlagen, Planung und Auslegung; Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1995
- [KIR-80] Kirn, H.; Hadenfeldt, A.:
Wärmepumpen – Band 1: Einführung und Grundlagen; Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 1980
- [KOC-00] Koch H. et. Al.:
„Der Kies-Wasser-Wärmespeicher für die Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst - saisonale Wärmespeicherung ökologisch und kostengünstig“ in Tagungsband „12. Internationales Sonnenforum - Sonne - Die Energie des 21. Jahrhunderts“, Solar Promotion GmbH - Verlag München 2000
- [KRO-92] Krost, G.:
Expertensysteme im Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze - realisiert mit einem Trainingssystem für den Netzwiederaufbau nach Groß-Störungen“, Habilitationsschrift Universität –GH- Duisburg 1992
- [KRO-97] Krost, G.; Ju, K.; Spanel, U.; Müller, C.:
Expertensysteme im Netzbetrieb: Beispiele realisierter Anwendungen; Elektrie, Heft 51, S. 209-219, Berlin 1997
- [KRO-98] Krost, G.; Beckhaus, P.; Müller, C.:
Simulation Tool for Planning and Verification of Autonomous Photovoltaic Systems; Proc. of the 33rd UPEC 1998, Edinburgh, September 1998, Vol.2 p. 655-658
- [KRO-99] Krost, G.; Spanel, U.; Salek, K.:
„On the Way Towards Closed Loop Power System Operation?“; IEEE, PowerTech, Budapest (Hungary), 1999
- [KRO-00a] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Intelligentes vorausschauendes Management von PV-Hybridssystemen; 15. Symposium 'Photovoltaische Solarenergie', Kloster Banz Staffelstein, 15.-17.03.2000
- [KRO-00b] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Flexibles Simulationswerkzeug für PV-Hybridssysteme; 12. Internationales Sonnenforum, „Sonne - Die Energie des 21. Jahrhunderts“, Freiburg, Juli 2000
- [KRO-01a] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Intelligent forecasting energy management for hybrid photovoltaic systems; Proc. of IEEE ISAP2001 Conference, Budapest, Hungary, June 18-21, 2001
- [KRO-01b] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Flexible Simulation Tool for Planning and Optimization of Decentralized Power Systems with Renewables Based Sources and Energy Storage; Proc. of IEEE Porto Power Tech. 2001 Conference, Porto - Portugal, 10-13 of September 2001

- [LAU-01] Laurencelle, F. et al.:
„Characterization of a Ballard MK5-E Proton Exchange Membrane Fuel Cell Stack“, in
Journal „Fuel Cells – From Fundamentals to Systems“, Volume 01/2001, WILEY-VCH
Verlag, Weinheim
- [LED-01] Ledjeff-Hey, K.; Mahlendorf, F., Roes, J.:
Brennstoffzellen – Entwicklung, Technologie, Anwendung; 2. Auflage 2001,
- [LIN-01] Linders, M.; Krost, G.:
„Advanced visualisation for power system operation“ in Electrical Engineering, Archiv für
Elektrotechnik, Springer Verlag, 01
- [LIT-97] Litzinger, A.:
Systemintegration, Weiterentwicklung und Anwendung eines Trainingssimulators für die
Betriebsführung elektrischer Netze; Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität GH
Duisburg, 1997
- [LOO-91] Loose, P.:
Der Tagesgang des Trinkwasserbedarfs, HLH Band 42, 1991
- [LZE-99] Planungsleitfaden „50 Solarsiedlungen in NRW“ Landesinitiative Zukunftsenergien
Nordrhein-Westfalen
- [MAT-01] Mathiak, Jens:
Persönliche Mitteilungen, Gerhard-Mercator-Universität Duisburg 2001
- [MEU-00] Meurer, Hans Christoph:
„Auslegung saisonaler Wasserstoffspeicher für die Energieversorgung aus
Solarstrahlung, Windkraft und Umgebungswärme“; Berichte des Forschungszentrums
Jülich – 3793; Dissertation RWTH-Aachen, 2000
- [MÜL-97] Müller, C.:
Interaktives Modell für den Betrieb von Photovoltaikanlagen mit Energiespeicherpfaden;
Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, 1997
- [MÜN-99] Markus Münch et Al.:
„Anforderungen an PV-Systeme und Batterien zur Gerätestromversorgung“; Workshop
Manuskript „Elektrochemische Speichersysteme für regenerative
Energieversorgungsanlagen“, Forschungsverbund Sonnenenergie, 4./5. Mai 1999
- [OCH-00] Ochsner, K.:
Wärmepumpen in der Heizungstechnik :Praxishandbuch für Installateure und Planer; C.
F. Müller Verlag, Heidelberg, 2000
- [PHO-00] Altmann, Hartung, Haslhuhn, Karl, Maier, Zehner:
Simulation programs - market survey; in Zeitschrift PHOTON International, Solar-Verlag
Aachen, Januar 2001
- [PIL-99] Piller, S., Späth, V., Jossen, A.:
„Kalman-Filter zur Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien in PV-Anlagen“ in
Tagungsband 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 15.-17. März 2000
- [PÖT-97] Pötter, R., Brugmann, J.:
Lastdaten des Privathaushaltes Pötter, private Mitteilung, Universität -GH- Essen 1997
- [QUA-98] Quaschnig, V.:
Regenerative Energiesysteme : Technologie - Berechnung - Simulation; Hanser Verlag,
München, Wien, 1998, ISBN 3-446-19369-3
- [REE-00] Reekers, J.; Cramer, G.; Strauß, P.; Kleinkauf, W.:
„Inselnetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien auf der griechischen Insel Kythnos“;
Fünftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik – Erneuerbare Energien und
Rationelle Energieverwendung“, Kassel, 9.-10.10.2000
- [RIT-95] Ritzenhoff, P.;
„Strahlungssimulation und Vorhersage der Strahlungsenergie der Sonne zur Regelung
solarer Energieversorgungssysteme“; Forschungszentrum Jülich / Zentralbibliothek;
Jülich 1995; Dissertation RWTH Aachen; ISSN 0944-2952

- [ROT-00] Rothert, M.; Ibrahim, M.:
„Neue Betriebsführungsstrategien für Inselnetze“; Fünftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik – Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung“, Kassel, 9.-10.10.2000
- [ROT-99] Rothert, M., et. al.:
„Verschiedene Ansätze zur Ladezustandsbestimmung“; Workshop „Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen“, Ulm, 4.-5.5.1999, Hg.: Forschungsverbund Sonnenenergie
- [RUM-89] Rumpel, D.; Sun, Ji R.:
Netzleittechnik; Springer Verlag, Berlin, 1989
- [SAL-01] Salek, K.:
„Implementation und Verifikation eines generischen wissensbasierten Netzwiederaufbau-Systems“; Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, 2001
- [SAU-99] Sauer, D.-U., et. al.:
„Physikochemische Analysen und Alterungsmechanismen“; Workshop „Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen“, Ulm, 4.-5.5.1999, Hg.: Forschungsverbund Sonnenenergie
- [SCH-99] Recknagel, H; Sprenger E.; Schrameck, E. (Hrg.):
Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2000; R. Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1999
- [SEN-01] Senertec:
Technisches Datenblatt Dachs HKA, <http://www.senertec.de/Datenblatt/DachsDaten.htm> (Stand November 2001)
- [SHE-65] Shepherd, C.M.:
An equation describing battery discharge; Journal of Electrochemical Society, July 1965, Vol. 112, No.7
- [SOL-01] Arbeitsgruppe Solem der Fachhochschule München:
Informationsmaterialien zu Solem
<http://www.solem.de> (Stand November 2001)
- [SPA-01] Spanel, U.; Krost, G.; Rumpel, D.:
Simulator for Inter-Company Operator Training; Control Engineering Practice 9 (2001), pp. 777-783
- [SPA-98] Spanel, U.:
„Konzeption und Komponenten für ein generisches Netzwiederaufbau-Expertensystem“; Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, 1998
- [TÜV-01] Vaassen, W. et. al.:
Visualisierung der Messergebnisse aus der Solarsiedlung Gelsenkirchen-Bismarck:
<http://www.50-solarsiedlungen-tuv.de> (Stand November 2001)
- [VAL-01] Dr. Valentin + Partner GbR:
Informationsmaterialien und Demonstrationsversionen für T*Sol und PV*Sol
<http://www.valentin.de> (Stand November 2001)
- [VDEW-00] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW ev. (Hrsg):
TAB2000 – Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an das Niederspannungsnetz; VDEW Energieverlag, Frankfurt am Main; Ausgabe 2000
- [VDEW-01] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW ev. (Hrsg):
Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; VDEW Energieverlag, Frankfurt am Main; 4. Ausgabe 2001
- [VDEW-98] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW ev. (Hrsg):
Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; VDEW Energieverlag, Frankfurt am Main; 2. Ausgabe 1998

- [WEI-98] Weinmann, O. et Al.:
„Betrieb einer Erdgas- und einer Wasserstoff-Brennstoffzelle in der öffentlichen Versorgung“, in Tagungsband „Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen `98 – Stand und Perspektiven“ - VDI Verlag GmbH Düsseldorf 1998
- [WOL-99] Wollny M., Rothert, M., Willer B., Bopp G., Sauer D. U., u.a.:
„Ladezustandserfassung: Begriffsbestimmungen, Referenzverfahren, Testdatensätze Workshop „Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen“, Ulm, 4.-5.5.1999, Hg.: Forschungsverbund Sonnenenergie

Veröffentlichungen im Rahmen dieser Arbeit

- [KRO-01a] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Intelligent forecasting energy management for hybrid photovoltaic systems; Proc. of IEEE ISAP2001 Conference, Budapest, Hungary, June 18-21, 2001
- [KRO-01b] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Flexible Simulation Tool for Planning and Optimization of Decentralized Power Systems with Renewables Based Sources and Energy Storage; IEEE Porto Power Tech. 2001 Conference, Porto - Portugal, 10-13 of September 2001
- [KRO-00a] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Intelligentes vorausschauendes Management von PV-Hybridsystemen; 15. Symposium 'Photovoltaische Solarenergie', Kloster Banz Staffelstein, 15.-17.03.2000
- [KRO-00b] Krost, G.; Beckhaus, P.:
Flexibles Simulationswerkzeug für PV-Hybridsysteme; 12. Internationales Sonnenforum, „Sonne - Die Energie des 21. Jahrhunderts“, Freiburg, Juli 2000
- [KRO-98] Krost, G.; Beckhaus, P.; Müller, C.:
Simulation Tool for Planning and Verification of Autonomous Photovoltaic Systems; Proc. of the 33rd UPEC 1998, Edinburgh, September 1998, Vol.2 p. 655-658

Im Rahmen dieser Arbeit entstandene Studien- und Diplomarbeiten

Hagmans, Th.:

Entwicklung eines Modells zur Erprobung von Regelstrategien für ein oxidkeramisches Hochtemperatur-Brennstoffzellen-BHKW; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, Juli 1998

Hardt, Ch.:

Komponentenbeobachtung für das Anlagenmanagement eines PV-Hybrid-Systems; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, März 2000

Hardt, Ch.:

Parametrierung der Digitalrechnersimulation und Analyse der Stabilität eines „Autonomen PV-Home-Systems“; Studienarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, März 1998

Holte, A.:

Erweiterung der Daten- und Topologieversorgung eines Simulationsprogramms; Studienarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, April 1998

Holte, A.:

Entwicklung und Integration der Modellierung elektrischer und thermischer Verteilnetze in ein Simulationssystem für regenerative Energiesysteme; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, Dezember 1998

Matics, J:

Auslegung einer wasserstoffbasierten Siedlungsversorgung; Studienarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, September 2000

Matten, C.:

Simulation eines lokalen Energieversorgungssystems mit Matlab-Simulink; Studienarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, Juni 2001

Matics, J:

Technische Modellierung und Untersuchung von Betriebskonzepten eines kombinierten Brennstoffzellen-Heizkraftwerkes; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität GH Duisburg, Dezember 2001

Probst, A.:

Einspeisungsprognose für photovoltaische Inselssysteme; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, März 1999

Souzani, S.:

Analyse und Parametrierung eines Batteriemodells; Studienarbeit, Gerhard-Mercator-Universität, März 2000

Souzani, S.:

Detaillierung eines Bleibatteriemodells; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität, September 2001

Stenmans, N.:

Brennstoffzellen in integrierten Gebäude-Energiesystemen; Diplomarbeit, Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, September 2000

LEBENS LAUF

Name: Peter Beckhaus
Geburtsdatum: 9. April 1971
Geburtsort: Essen
Familienstand: ledig
Eltern: Helga Beckhaus, geb. Stolte
Dipl.-Ing. (grad.) Wilhelm E. Beckhaus

Bildungsweg und Berufstätigkeit

1977 - 1981 Albert-Schweitzer-Schule (Grundschule), Essen
1981 - 1990 Helmholtz-Gymnasium, Essen
1990 / 1991 Zivildienst beim Caritasverband f. d. Stadt Essen
1991 - 1997 Gerhard-Mercator-Universität -GH- Duisburg,
Studium der Elektrotechnik
Abschluss: Diplom Ingenieur (DII)
Vertiefungsrichtung: Energieleittechnik
1995 / 1996 Praktikum bei Siemens Ltd., Johannesburg, Süd-Afrika
1997 - 2002 Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der
Gerhard-Mercator-Universität Duisburg,
Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze
seit Februar 2002 Projektingenieur am Zentrum für BrennstoffzellenTechnik
ZBT Duisburg GmbH

