

Tim Schmidla

**Netzintegration großer Leistungen erneuerbarer  
Energien durch Kraft-Wärme-Kopplung  
mit thermischer Energiespeicherung**

**Tim Schmidla**

**Netzintegration großer Leistungen erneuerbarer Energien durch  
Kraft-Wärme-Kopplung mit thermischer Energiespeicherung**

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. Clemens Hoffmann  
Prof. Dr.-Ing. habil. Ingo Stadler  
Prof. Dr.-Ing. habil. Peter Zacharias  
Prof. Dr.-Ing. Siegfried Heier

Tag der mündlichen Prüfung: 23. September 2015

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek  
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2015  
ISBN 978-3-7376-0174-0 (print)  
ISBN 978-3-7376-0175-7 (e-book)  
DOI: <http://dx.medra.org/10.19211/KUP9783737601757>  
URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-401759>

© 2016, kassel university press GmbH, Kassel  
[www.upress.uni-kassel.de](http://www.upress.uni-kassel.de)

Printed in Germany

## Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energietechnik im Labor für Erneuerbare Energien und Energiewirtschaft der Fachhochschule Köln unter der wissenschaftlichen Leitung von Herrn Professor Dr.-Ing. habil. Ingo Stadler.

Am Institut gilt mein besonderer Dank Herrn Professor Dr.-Ing. habil. Ingo Stadler, der mir als Leiter des Forschungsprojektes „Strommanagement mittels Wärmespeicherung“ (FKZ 1788X09) eine Mitarbeit in diesem ermöglichte. Für die daraus hervorgegangene Themenstellung der Dissertation, die Betreuung, die geführten Diskussionen und die Übernahme des Korreferats möchte ich mich ganz herzlich bei ihm bedanken. Insbesondere seine Unterstützung und die Freiheit, die er mir während des gesamten Forschungsprojektes gewährte, haben mich nachhaltig geprägt und zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Dem Leiter des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) in Kassel, Prof. Dr. Clemens Hoffmann, danke ich sehr, dass er die Betreuung meiner Dissertation als Erstgutachter nach dem unerwarteten Tod von Herrn Professor Dr.-Ing. Jürgen Schmid übernahm. Herrn Professor Dr.-Ing. Peter Zacharias und Herrn Prof. Dr.-Ing. Siegfried Heier danke ich für ihre Mitarbeit in der Prüfungskommission.

Weiterhin möchte ich an dieser Stelle Herrn Professor Dr. rer. nat. Christoph Bold, Herrn Professor Dr.-Ing. Andreas Lohner und Herrn Professor Dr. rer. nat. Wolfgang Schellong ganz herzlich für die vielen sachlichen und persönlichen Gespräche danken, welche mich nicht nur fachlich weitergebracht haben, sondern mir auch Mut und Energie bei der Erstellung der Dissertation gegeben haben.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei den Mitarbeitern der Labore für Erneuerbare Energien und Energiewirtschaft sowie Leistungselektronik und Elektrische Antriebe bedanken, die mir stets mit Anregungen und Kritik zur Seite standen.

Neben der fachlichen Unterstützung habe ich auch Ermutigung und Zuspruch durch meine Eltern, Familie und Freunde erfahren, wofür ich mich ebenfalls bedanken möchte. Diese Art der Unterstützung erscheint mir als Grundvoraussetzung zum letztendlichen Gelingen einer solchen Aufgabe.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Frau Anna für die enorme Unterstützung und Rücksichtnahme während dieser Zeit, die sicherlich nicht selbstverständlich war.

## Zusammenfassung

Mit dem Ziel einer nahezu vollständig erneuerbaren Energieversorgung mit stochastisch einspeisendem Charakter, steigen ebenfalls die Anforderungen und der Bedarf an Regel- und Ausgleichenergie. Neue Lastflusssituationen werden in den elektrischen Netzen entstehen, welche ursprünglich für eine zentralisierte Strombereitstellung konzipiert wurden.

Das Bestreben, auch den Anteil der effizienten **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** an der Stromversorgung stark zu erhöhen, bietet an dieser Stelle die Möglichkeit, entscheidend zum Funktionieren einer zukünftigen Elektroenergieversorgung beizutragen. Durch die Abhängigkeit vom Wärmebedarf ist zwar auch diese Form der Stromerzeugung von stochastischer Natur, es sei denn Strom- und Wärmeproduktion werden durch die Integration thermischer Energiespeicher entkoppelt.

Mit den Entwicklungen und Untersuchungen der vorliegenden Arbeit wird das Ziel verfolgt, Anlagen der KWK mit thermischen Speichern zu einem leistungsfähigen Bestandteil des Energieversorgungssystems werden zu lassen, um eine zukünftige Stromversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien wie der Windkraft und der Photovoltaik zu ermöglichen.

Die Auswertung statistischer Erhebungen, der einschlägigen Fachliteratur und nationaler Studien der letzten Jahre bilden die Grundlage benötigter Rahmen-, Entwicklungs- und Prognosedaten zur Erstellung eines entsprechenden Energieversorgungsmodells für den deutschen Anwendungsfall im Jahre 2050.

Neben der Entwicklung einer technischen Lösung, mit welcher dezentrale Anlagensysteme in das Management eines Elektroenergieversorgungssystems integriert werden können, wird das mathematische Modell des Verbundsystems betrachtet. Die Optimierung einer Vielzahl zentraler sowie dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher bedarf hierbei der Anwendung geeigneter Algorithmen und Verfahren des Operations Researchs.

Das letztendlich umgesetzte Versorgungsmodell ermöglicht die Projektion des Konzeptansatzes auf größere Versorgungsgebiete. Basierend auf den Verbrauchsprofilen von Einzelgebäuden, Gewerbe- und Industriebetrieben sowie der erneuerbaren Erzeugungscharakteristik, führt der gezielte Einsatz verschiedener KWK-Anlagensysteme mit variierender Stromkennzahl und Speichergöße zu einer Bewertung möglicher Ausgleichspotentiale.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass ein gezielter Ausbau der effizienten Kraft-Wärme-Kopplung in einem stark volatil geprägten Energieversorgungssystem einen entscheidenden Beitrag zur Bereitstellung von Ausgleichenergie leisten kann.

---

# Inhaltsverzeichnis

<b>Ehrenwörtliche Erklärung</b> .....	<b>2</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>3</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>4</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>7</b>
1.1 Motivation der Arbeit .....	9
1.2 Aufbau der Arbeit .....	11
<b>2 Anforderungen, Entwicklungen und Potentiale einer erneuerbaren Energieversorgung bis 2050</b> .....	<b>12</b>
2.1 Entwicklung der Stromnachfrage.....	15
2.2 Elektrisches Potential der Windenergie .....	16
2.3 Elektrisches Potential der Solarenergie.....	18
2.4 Elektrisches Potential der Wasserkraft.....	19
2.5 Elektrisches Potential der Biomasse .....	21
2.6 Elektrisches Potential der Geothermie .....	23
2.7 Entwicklung des Wärmebedarfs .....	24
2.7.1 Anwendungssektor Haushalte .....	27
2.7.2 Anwendungssektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung .....	30
2.7.3 Anwendungssektor Industrie.....	33
2.8 Thermisches Potential der Biomasse .....	36
2.9 Thermisches Potential der Geothermie .....	37
2.10 Potential der Kraft-Wärme-Kopplung.....	39
2.11 Speicherpotentiale.....	44
2.12 Lastmanagement-Potentiale .....	49
2.13 Zusammenfassung.....	50
<b>3 Zentrale Entscheidungen aufgrund zentraler und dezentraler Informationen</b> .....	<b>51</b>
3.1 Zielsetzung .....	51
3.2 Technisches Konzept .....	52
3.3 Anbindung dezentraler Anlagensysteme mittels Fernwirktechnik.....	52
3.3.1 Mengengerüst am Standort Hamburg .....	55
3.3.2 Mengengerüst am Standort Kassel.....	57
3.3.3 Mengengerüst am Standort Köln .....	58

3.4	Kommunikationsanbindung.....	60
3.5	Leitwarte und Prozessleitsystem .....	65
3.6	Zählerfernauslesesystem.....	67
3.7	Zusammenfassung .....	74
<b>4</b>	<b>Optimierte Betriebsführung des Verbundsystems .....</b>	<b>75</b>
4.1	Grundlagen und Rahmenbedingungen.....	75
4.2	Operations Research – Grundlagen, Begriffe und Methoden .....	80
4.2.1	Allgemeines Optimierungsmodell .....	81
4.2.2	Lineare Optimierungsmodelle und deren Programmierung.....	83
4.2.3	Nichtlineare Optimierungsmodelle.....	85
4.2.4	Solver, Engines und Algorithmen .....	86
4.3	Modellbeschreibung des Verbundsystems .....	89
4.4	Beispielberechnung und Zusammenfassung.....	98
<b>5</b>	<b>Simulation einer erneuerbaren Versorgung in 2050 .....</b>	<b>102</b>
5.1	Grundlagen und Rahmenbedingungen der Simulation .....	102
5.2	Zeitreihendarstellung der elektrischen Last .....	105
5.3	Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Windkraft.....	107
5.4	Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Solarenergie.....	107
5.5	Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Wasserkraft.....	119
5.6	Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Biomasse .....	119
5.7	Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Tiefen-Geothermie .....	120
5.8	Zeitreihendarstellung thermischer Lasten mittels Sigmoid-Funktion.....	121
5.9	Aufbau der Simulation einer erneuerbaren Versorgung in 2050 .....	128
5.10	Simulation und Ergebnisse .....	134
5.10.1	Fokus des Konzeptansatzes .....	134
5.10.2	Simulationsgrundlagen und Ergebnisse .....	135
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>152</b>
	<b>Anhang .....</b>	<b>156</b>
A	Ergebnistabellen .....	156
B	Abkürzungen und Nomenklatur.....	166
C	Abbildungsverzeichnis .....	171
D	Tabellenverzeichnis .....	174
E	Literaturverzeichnis .....	175

# 1 Einleitung

Spätestens seit der Nuklearkatastrophe von Fukushima und dem nachfolgend beschlossenen Atomausstieg bis 2022, basiert das heutige ambitionierte energiepolitische Ziel der Bundesregierung grundsätzlich auf dem Gedanken der Nachhaltigkeit. Das damit einhergehende Energiekonzept sieht hier einen fundamentalen Umbau unserer Energieversorgung vor – „die Energiewende“. Neben der Verringerung von Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch steht vor allem die Versorgung mittels erneuerbarer Energien im Fokus. Unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit soll der Anteil erneuerbarer Energien hierbei bis 2050 auf über 80 % weiter ausgebaut werden. Dieser Wandel wird durch die zunehmende Dezentralisierung unserer Energieerzeugung charakterisiert (siehe Abb. 1.1), wodurch grundsätzliche Änderungen an den Erzeugungs-, Verbrauchs- und Regelstrategien notwendig werden. Der Weg dorthin führt über eine Vielzahl verschiedener Maßnahmen, deren parallele Umsetzung letztendlich entscheidend für die Realisierung der Energiewende sein wird. Handlungsbedarf liegt in diesem Zusammenhang in verschiedensten Bereichen, welche von Netzausbau und Speicherentwicklung über Energieeinsparung und Wärmedämmung bis hin zu Smart Metering und Elektromobilität reichen [BMWi 2014].

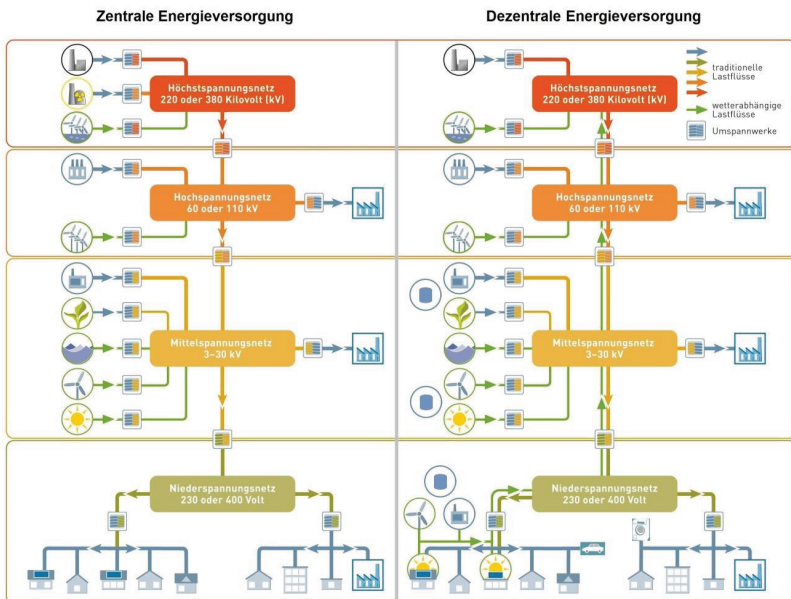


Abb. 1.1: Zentrale und dezentrale Energieversorgung [E. D.] [MODIFIZIERT AEE 2012]



Die Neugestaltung des Energieversorgungssystems beinhaltet demnach eine komplexe Menge technischer sowie wirtschaftlicher Aspekte, die es in Zukunft umzusetzen bzw. einzuhalten gilt. Diese Forderung kann über geeignete Gesetze [JURIS 2014], Standards und Normen innerhalb der Netzleittechnik, Speicherung, Automatisierungstechnik, dezentralen Erzeugung, Sicherheit, Smart Meter, Heimautomatisierung usw. erzielt werden. Auf nationaler Ebene werden die aktuellen Aktivitäten und strategischen Empfehlungen übersichtlich in einem Leitfaden der **Deutschen Kommission Elektrotechnik (DKE)** zusammengefasst - „Die deutsche Normungsroadmap“ [DKE 2010]. Analog der internationalen Definitionen in [NIST 2010] und [EC 2006] wird hierin der Übergangsprozess von einer zentralen zu einer dezentralen intelligenten Versorgung als „Smart Grid“ bezeichnet.

Der Aufbau einer volatil geprägten Erzeugungsstruktur lenkt hierbei zunächst den Blick auf die Notwendigkeit des verstärkten Netzausbaus [VGL. NEP 2012], der durch einen entsprechend optimierten Netzbetrieb ergänzt werden muss. Neben dem Bedarf neuer Strom-Transporttrassen [VDE 2013] als Bindeglied zwischen den Erzeugungs- und Verbrauchszentren, steht ein unverzichtbarer Speicherausbau [VDE 2012A] zur stückweisen Entkopplung von Angebot und Nachfrage. Netz- und Speicherausbau treten hierbei nicht in Konkurrenz zueinander, sondern ergänzen sich sinnvoll [SERVATIUS 2012]. Anwendungsregeln und technische Hinweise für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze werden in diesem Kontext u. a. über das **Forum Netztechnik und Netzbetrieb (FNN)** konzentriert [FNN 2014]. Für die Bündelung sonstiger energieübergreifender Themen wie Fernwärme, Erdgas und Wasser steht an zentraler Stelle der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)** [BDEW 2014].

Begriffe wie „Smart Home“ und „Smart Building“ beschreiben stellvertretend die mögliche Einbindung des Endkunden in das Energieversorgungssystem der Zukunft als Verbraucher oder auch Erzeuger. Die intelligente Einbindung des „Prosumer-Equipments“ (Energiemanagementanwendungen, Elektrofahrzeuge, Smart Meter, Wärmepumpen, KWK-Anlagen u.v.a.) eröffnet hierbei den Weg zu einer interoperablen Nutzung dieser Komponenten [SERVATIUS 2012]. Auf Stark- und Schwachlastzeiten kann so entsprechend flexibel mit dezentralem Erzeugungs- und Lastmanagement reagiert werden [STADLER 2005]. Die funktionale Verbindung verteilter Systemkomponenten mit der existierenden Infrastruktur setzt in diesem Zusammenhang eine semantisch sowie technisch nahtlose Zusammenarbeit aller Teilnehmer voraus. Heutige Systeme weisen jedoch meist proprietäre Schnittstellen mit entsprechender Protokollstruktur auf, welche die direkte Anbindung sowie Informations- und Steuerungszugriffe verhindern. Allein im Bereich des Smart Meterings, in dem intelligente Zähler für Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmeverbrauch zusammengefasst werden, ist in den vergangenen Jahren eine herstellerabhängige Vielzahl an Einzellösungen entstanden. Gemeinsame Festlegungen auf Basis der DIN EN 13757 sollen

hierbei zukünftig eine herstellerübergreifende Interoperabilität garantieren (siehe [OMS 2009] und [SML 2008]). Open-Frameworks, wie das der OGEMA (**O**pen **G**ateway **E**nergy **M**anagement **A**liance) [OGEMA 2014], bieten zudem eine offene Softwareplattform zur Weiterentwicklung und Realisierung von Treibersoftware und Schnittstellenlösungen auf Geräteebene an.

Innerhalb der Energieversorgung steht die Leittechnik an zentraler Stelle, deren Grundfunktionalität (Überwachung und Steuerung des Gesamtprozesses sowie die Aufzeichnung der Mess- und Statuswerte) meist unter dem Begriff SCADA (**S**upervisory **C**ontrol and **D**ata **A**cquisition) zusammengefasst wird. Für die Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit und Qualität muss neben den primären Bestandteilen des Energieversorgungsnetzes demzufolge auch die Sekundärtechnik eine Weiterentwicklung erfahren (siehe auch [THOMAS 2007], [CRASTAN 2012], [SCHWAB 2012]). Im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik der Infrastrukturnetze setzen sich zunehmend IP-basierte Lösungen durch, welche die flexible Einbindung intelligenter Sensorik und Aktorik sowie den Informationsaustausch zwischen Netzleitstellen und Prozessstationen erlauben. Den Standards IEC 60870-5-104 im Fernwirkbereich und IEC 61850 in der Stationsautomatisierung folgend, zeichnet sich moderne Fernwirktechnik vor allem durch eine modulare Erweiterbarkeit und frei definierbare Schnittstellen aus. Der Bedarf nach Datenschutz und Datensicherheit innerhalb der Kommunikation wird in diesem Zusammenhang durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gedeckt, welches sich seit 2010 unter anderem mit der Erarbeitung eines Schutzprofils sowie einer technischen Richtlinie befasst [BSI 2014].

Bei der letztendlichen Integration sowie dem Ausgleich einer hohen Anzahl fluktuierender Erzeuger bestehen jedoch nach wie vor technische Probleme bei der notwendigen Speicherung größerer Mengen elektrischer und thermischer Energie. Neben Druckluft-, Methan- und Pumpspeichern werden hierbei weitere Potentiale in der Elektromobilität gesehen, die bis 2020 einen massiven Ausbau erfahren sollen [BMW 2014]. Im Durchschnitt stehen Personenkraftwagen über 90 % ihrer Lebensdauer in der Garage, während deren Energiespeicher als flexible Stromspeicher nutzbar wären [SERVATIUS 2012]. In diesem Kontext rücken ebenfalls thermische Speichermöglichkeiten in den Fokus – doch wie sind diese zu bewerten? Welchen Beitrag kann beispielsweise die zeitweise Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch in Verbindung mit Wärmepumpen und KWK-Systeme zukünftig liefern?

## 1.1 Motivation der Arbeit

Der heutige Aufbau und Betrieb des elektrischen Energieversorgungsnetzes basiert auf den grundsätzlichen Anforderungen und Eigenschaften einer zentralisierten Energiebereitstellung. Stromerzeugung und –verbrauch müssen

zu jeder Zeit quantitativ im Gleichgewicht gehalten werden. Dementsprechend nachfragebedingt erfolgt die Bereitstellung elektrischer Energie, angepasst an den jeweiligen Verbrauch auf den bislang nur vereinzelt Einfluss genommen wird. Auf Netzschwankungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen, verursacht durch Störungen innerhalb der Erzeugung oder Abweichungen zwischen prognostiziertem und realem Bedarf, reagiert das Verbundnetz derzeit mit der Primär- und Sekundärregelung sowie der Minutenreserve als drittes Ausgleichsinstrument [UCTE 2004].

Die nachhaltige Energieversorgung der Zukunft, welche durch eine dezentrale und vermehrt erneuerbare Erzeugung charakterisiert wird, verlangt in diesem Zusammenhang nach einer grundsätzlichen Änderung sowie Erweiterung der derzeitigen Regelstrategien. Zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit und Qualität müssen fortan Verbraucherseite, geeignete Speichertechnologien und Prognoseverfahren eingebunden werden [STADLER 2008].

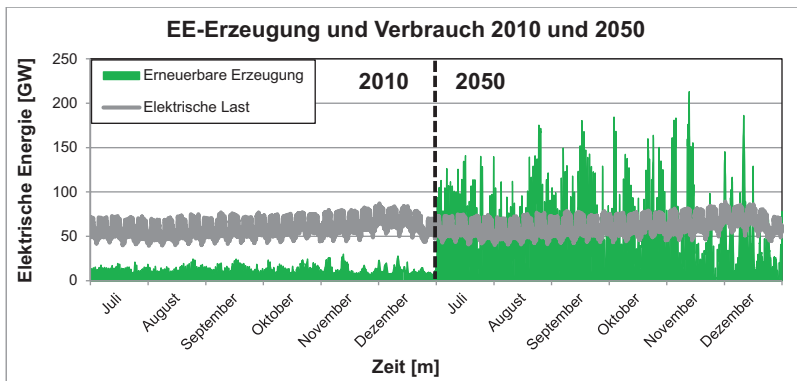


Abb. 1.2: Vergleich 2010 zu einer 100 % EE-Versorgung in 2050 [E. D.] [DWD 2013]

Das Erzeugungsbild, welches bei einer 100 % erneuerbaren Versorgung mit großen Anteilen aus Wind- und Solarenergie auftreten wird, zeigt Abbildung 1.2. Proportional zu dem historischen Verlauf der zweiten Hälfte des Jahres 2010 erscheint die Prognose für 2050. Die Notwendigkeit natürliche Dargebotschwankungen auszugleichen veranschaulicht die besondere Bedeutung der Speicherung von elektrischer Energie. Neben den direkten Verfahren erscheint die Verwendung thermischer Speicher im Zuge eines Energiemanagements ebenfalls sehr vielversprechend. Überall wo elektrische Energie in thermische konvertiert oder elektrische und thermische Energie zeitgleich generiert wird, ist der Einsatz von thermischen Speichern zur Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch grundsätzlich denkbar. Speziell die Verbindung mit KWK-Anlagen

lässt Möglichkeiten des Lastspitzenmanagements sowie der Integration in den Minutenreservemarkt erkennen. Die Untersuchung dieses Potentials sowie des Beitrags dieser Anlagenkonfiguration zum Funktionieren einer zukünftigen Energieversorgung ist Gegenstand der vorliegenden Arbeit [STADLER 2008].

## 1.2 Aufbau der Arbeit

**Kapitel 1** beschreibt die grundsätzlich benötigten Systemkomponenten einer erneuerbaren Energieversorgung sowie die notwendigen Änderungen an den derzeitigen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Regelstrategien. Die Bedeutung, die zukünftig der Speicherung von elektrischer Energie zukommt, bildet zugleich die Motivation der vorliegenden Arbeit.

Mit dem Ziel, die benötigten Rahmen-, Entwicklungs- und Prognosedaten für ein Energieversorgungsmodell bereitzustellen, wurden in **Kapitel 2** neben statistischen Erhebungen und der einschlägigen Fachliteratur die nationalen Studien der letzten Jahre zur Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland bis 2050 ausgewertet.

Die Entwicklung einer technischen Lösung, mit welcher dezentrale Anlagen in das Management eines Elektroenergieversorgungssystems integriert werden können, findet in **Kapitel 3** statt. Neben Hard- und Software der eingesetzten Fernwirktechnik werden hier ebenfalls die aktuellen Standards der Leit-, Informations- und Kommunikationstechnik betrachtet.

Die Optimierung des angestrebten Energieversorgungssystems, bestehend aus einer Vielzahl zentraler sowie dezentraler Erzeugungsanlagen, Speichern und Anforderungen an die thermische und elektrische Lastdeckung, bedarf der Berücksichtigung etlicher Informationen und Rahmenbedingungen. **Kapitel 4** fasst hierzu die analytische Betrachtung und mathematische Modellbildung des Pilotanlagen-Verbundsystems zusammen und zeigt dessen exemplarische Lösung mittels geeigneter Optimierungsalgorithmen des Operations Researchs.

**Kapitel 5** stellt das umgesetzte Versorgungsmodell vor, welches die Projektion des Konzeptansatzes auf größere Versorgungsgebiete erlaubt. Basierend auf den Verbrauchsprofilen von Einzelgebäuden, Gewerbe- und Industriebetrieben sowie der erneuerbaren Erzeugungscharakteristik, führt der gezielte Einsatz verschiedener KWK-Anlagensysteme mit variierender Stromkennzahl und Speichergröße zu einer Bewertung des möglichen Ausgleichspotentials.

Die Zusammenfassung der Ergebnisse sowie ein Ausblick mit entsprechenden Handlungsempfehlungen schließen die Arbeit entsprechend in **Kapitel 6** ab.

## 2 Anforderungen, Entwicklungen und Potentiale einer erneuerbaren Energieversorgung bis 2050

Nahezu unendlich erscheint das Potential, welches Wind, Wasser, Sonne, Erdwärme und Bioenergie als Energieträger darstellen. Der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien bietet die Möglichkeit einer klimafreundlichen, Umwelt und Ressourcen schonenden zukünftigen Energieversorgung, die bis zum Jahr 2050 mindestens einen Anteil von 80 % der Gesamtversorgung stellen soll. Die Bundesregierung hat sich unter dem Leitsatz der Energiewende das Ziel einer solch nachhaltigen und effizienten Versorgungsstruktur gestellt und nimmt hierbei als eine der führenden Industrienationen eine Vorreiterrolle ein. Neben dem grundlegenden Umbau des Energieversorgungssystems sind auch weitere strukturelle Veränderungen notwendig, die verstärkt in den Bereichen Energieeffizienz und Energieverbrauch liegen. Energieverluste sollen bereits bei der Gewinnung, Umwandlung, Verteilung und Nutzung von Energieträgern weitestgehend minimiert werden. Die Senkung von Primärenergie- und Stromverbrauch bis 2050 um 50 % bzw. 25 % stehen hierbei ebenso im Fokus wie die Verminderung des Heizenergiebedarfs im Wohngebäudebereich mittels eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050. Energieeinsparpotenziale von Industrie und Gewerbe werden sogar auf bis zu 40 % geschätzt. Erreicht werden kann dies durch eine Verdopplung der Sanierungsrate auf 2 % sowie eine Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 % pro Jahr bis 2050. Die Nutzung und Weiterentwicklung ordnungsrechtlicher sowie förderungstechnischer Instrumente, wie das der **Energieeinsparverordnung (EnEV)** [ENEV 2012] oder des **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG)** [KWKG 2012], ebnet hierbei den Weg für die Energiewende. Die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes im Juli 2012 erweitert hierbei den bisherigen Förderrahmen deutlich durch die Einbeziehung des selbst genutzten Stroms und der Wärmenetze. Der Ansatz der vorliegenden Arbeit, den Anteil von effizienten Systemen, wie der KWK, an der Stromversorgung stark zu erhöhen und damit bestmöglich den Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie zu decken, wird ebenfalls unterstützt. Die Subventionierung von Wärme- und Kältespeichern sorgt erstmalig für den notwendigen Anreiz, thermische Speicher zur Entkopplung von Erzeugung und Bedarf einzusetzen und trägt damit zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien bei [BMU 2012A].

Mit den Entwicklungen und Untersuchungen dieser Arbeit wird neben dem Beweis der technischen Realisierbarkeit vor allem das Ziel einer Potentialbestimmung des Anteils dezentraler Anlagensysteme an einer zukünftigen Energieversorgung verfolgt. Die Abschätzung beruht hierbei hauptsächlich auf den Ergebnissen eines Simulationsmodells, welches im Rahmen dieses Dissertationsvorhabens erstellt wurde. Das Modell bildet hierbei auf der Basis von Leistungszeitreihen Stromnachfrage und –erzeugung sowie

Wärmebedarf und Bedarfsdeckung unter zusätzlicher Verwendung von Speichern ab. Die Realisierung und Darstellung eines solchen zukünftigen Energieversorgungsmodells mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien, wie der Windkraft und der Photovoltaik sowie die Abschätzung des Regelpotentials von KWK-Anlagen und Wärmepumpen, bedarf zusätzlich einer Vielzahl von Kenngrößen des nachzubildenden Systems. Für die Aufstellung der benötigten Rahmen-, Entwicklungs- und Prognosedaten wurden, neben der Nutzung statistischer Erhebungen sowie der einschlägigen Fachliteratur und eigenen Überlegungen, vor allem die nationalen Studien der letzten Jahre zur Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland bis 2050 ausgewertet. Als Referenz wurden innerhalb der Studien die Szenarien ausgewählt, die in erster Linie von einer weitgehenden Dekarbonisierung und verstärkten Effizienzsteigerung des Versorgungssystems ausgehen, des Weiteren die, die den möglichen Ausbau der E-Mobilität und der Wasserstoffsynthese sowie Methanisierung berücksichtigen und eine größtmögliche Emissionsreduktion anstreben. Die Auswertung der Szenarien zeigte im Vergleich gelegentliche Abweichungen bei der Datenerhebung und grundlegenden Definition. Unterschiede wurden sinnvoll herausgearbeitet und mit entsprechenden Berechnungen oder Annahmen angeglichen. Die weiterhin getroffenen Entwicklungsprognosen und Rahmenbedingungen basieren entsprechend auf den nachfolgend genannten Studien mit einem Projektionshorizont bis zum Jahr 2050. Analysen mit verringertem Zeithorizont bis 2020 oder 2025, wie die der **Deutschen Energie-Agentur (dena)** [DENA 2005] [DENA 2010] oder mit starker Anlehnung an die hier ausgewählten Studien, wie [GP 2009] wurden ebenfalls punktuell berücksichtigt und zur Validierung genutzt [SRU 2011]:

- *Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages (2002):* Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung [ENKo 2002]
- *Öko-Institut und Prognos AG (2009):* Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050 [WWF 2009]
- *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) (2009):* Energiezukunft 2050 [FFE 2009]
- *Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) (2010):* Energiekonzept 2050 [FVEE 2010]
- *Prognos AG, EWI, GWS (2010):* Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung [LSBR 2010]
- *Umweltbundesamt (UBA) (2010):* Energieziel 2050 [UBA 2010]
- *Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011):* Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung [SRU 2011]

- *DLR, IWES, IFNE*: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (2012) [BMU 2012]

Die Interpretation und der Vergleich verschiedener Studien und deren Szenarien dienen in erster Linie dazu, die technische und ökonomische Realisierbarkeit einer Umstellung der deutschen Energieversorgung auf erneuerbare Ressourcen darzustellen. Hierbei steht nicht das Aufzeigen verschiedener Entwicklungen und deren Eintrittswahrscheinlichkeit im Vordergrund, sondern die Schlüssigkeit und Umsetzbarkeit eines solchen Systems sowie dessen Komponenten unter Berücksichtigung von Technologie- und Kostenentwicklung. Die nachfolgende Betrachtung der möglichen Entwicklung von Strom- und Wärmebedarf, Speichertechnologien und deren Einsatz, Perspektiven der Gebäudesanierung und Energieeffizienzsteigerung sowie der Erzeugungsressourcen und Netzentwicklung stellt somit die Grundlage und die Plausibilität der vorliegenden Untersuchung. Abbildung 2.1 zeigt in diesem Zusammenhang eine mögliche Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien bis 2050 auf Grundlage einer Mittelwertbildung der verschiedenen Studienaussagen. Für diese als auch für die nachfolgenden Grafiken wurde eine Darstellungsweise ausgehend vom Jahr 1990 bis 2050 gewählt. Die statistisch ermittelten Werte bis 2011 ermöglichen hierbei das Aufzeigen des derzeitigen Ist-Zustands, während sich der Zeitraum nach 2011 an den benannten Studien und weiteren Quellen orientiert, um mögliche Entwicklungen bis 2050 einzubeziehen [SRU 2011].

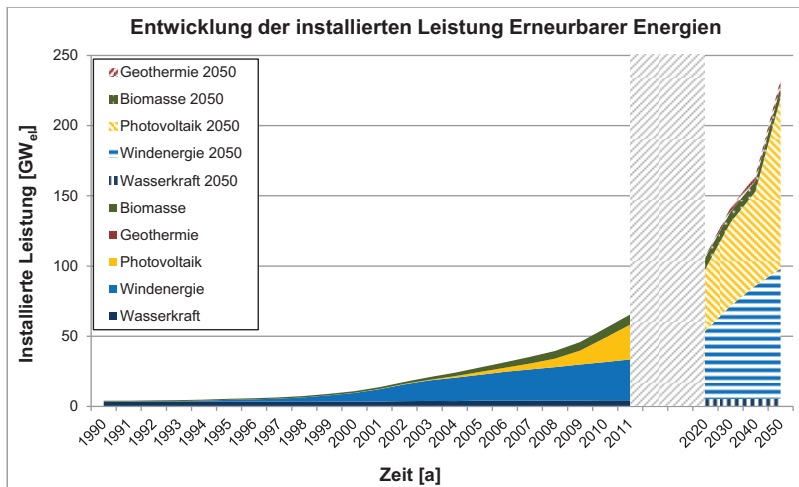


Abb. 2.1: Installierte Leistung erneuerbarer Energien [AGEE 2012] [E. D.]

## 2.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Laut Bundesregierung soll der Primärenergieverbrauch um 50 % bis 2050 und der Stromverbrauch um 25 % bis 2050 gesenkt werden. Die Ergebnisse der ausgewählten Zielszenarien weisen in diesem Zusammenhang ein großes Spektrum möglicher zukünftiger Nachfragepotentiale auf. Nach [SRU 2011] erscheinen hierbei nicht die Annahmen der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung als ausschlaggebend, die in allen Szenarien eine ähnliche Entwicklung aufzeigen. Vielmehr stehen das Maß der Effizienzsteigerung sowie die Substitution fossiler Energieträger durch Strom im Fokus. Energieeinsparung und Effizienzsteigerung setzen hierbei alle Szenarien voraus, größere Differenzen innerhalb der ausgewählten Szenarioergebnisse treten dennoch in Erscheinung (siehe Abbildung 2.2).

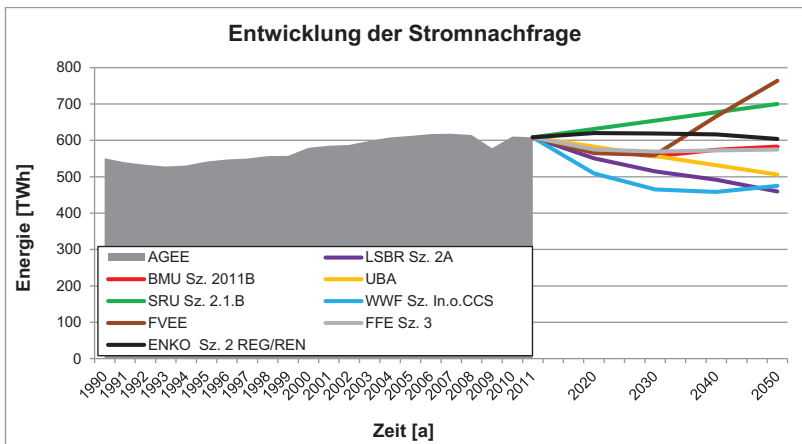


Abb. 2.2: Entwicklung der Stromnachfrage [AGEE 2012] [E. D.]

Sogenannte Energieeinsparerszenarien, wie das Leitszenario 2A [LSBR 2010] der Bundesregierung, verweisen auf eine mögliche Verbrauchsreduktion bis auf 460 TWh/a im Jahr 2050 aufgrund der Umsetzung verschiedener Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Senkung des Energieverbrauchs. Hochverbrauchsszenarien [FVEE 2010] rechnen hingegen mit einem massiven Anstieg des Strombedarfs bis auf 765 TWh/a. Faktoren, wie die Nutzung günstiger Erzeugungsoptionen im Ausland und die daraus resultierende Möglichkeit des Stromimports sowie die verstärkte Nutzung von Strom anstelle fossiler Energieträger, tragen hier zu der Erhöhung bei. Für die vorliegende Untersuchung wird, neben der Umsetzung weitreichender Energiespar- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen, vor allem eine verstärkte Elektrifizierung des



Verkehrssektors sowie eine erhöhte Wärmebedarfsdeckung mittels KWK-Anlagen und Wärmepumpen zu Grunde gelegt. Entsprechend den Annahmen aus [WWF 2009] führt die Stromversorgung aus erneuerbaren Energien zu einem stark fluktuierenden Energieversorgungssystem, in welchem Teile der produzierten Energie zwischengespeichert werden müssen. Die Nutzung von Wasserstoffsynthese und Methanisierung gewinnt hierbei zunehmend an Bedeutung und wird im Bereich der Wärmeerzeugung, Rückverstromung und des Verkehrssektors angewendet. Auf dem Hintergrund der verglichenen Studien und deren Potentialhorizont erscheint für die weitere Betrachtung die Annahme einer Stromnachfrage von 550 TWh/a im Jahr 2050 als realistisch.

## 2.2 Elektrisches Potential der Windenergie

Die Windenergie, insbesondere das Potential der Offshore-Windenergie, behält in allen betrachteten Szenarien bis zum Jahre 2050 seine tragende Rolle neben der Photovoltaik in der elektrischen Energieversorgung bei. [IWES 2011] und [BWE 2011] geben als Einschätzung der bestehenden Onshore-Potentiale eine grundsätzlich nutzbare Landfläche von 8 % in Deutschland an. Werden Wald- und Schutzgebiete ebenfalls berücksichtigt, erhöht sich die potentiell bebaubare Fläche auf 12,3 % oder sogar 22,4 %. In den meisten Fällen wird eine realistische Einschätzung des Flächenpotentials mit bis zu 2 % angegeben, was in Anbetracht der heutigen Technologiekenntnisse eine installierte Leistung von ca. 198 GW Onshore bedeuten würde. Abbildung 2.3 zeigt hierzu die eher vorsichtigen Annahmen der Zielszenarien inklusive Offshore-Potentiale.

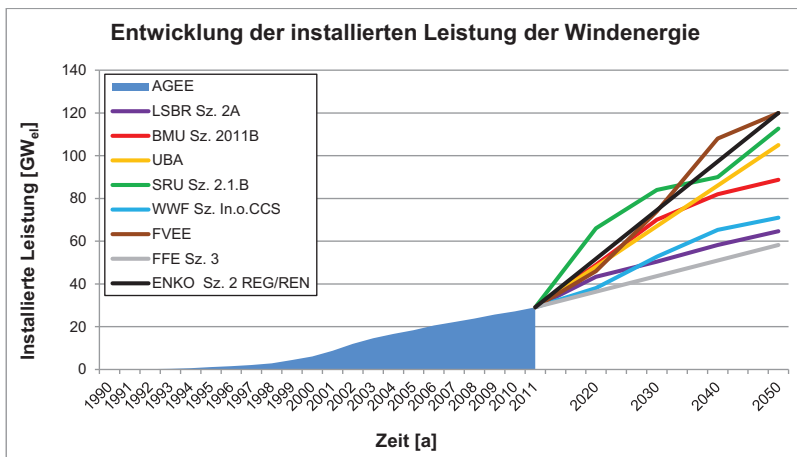


Abb. 2.3: Installierte Leistung der Windenergie [AGEE 2012] [E. D.]

Mit zu erwartenden Erträgen zwischen 1.600 und ca. 5.000 Volllaststunden wäre ein Energieertrag nach [BWE 2011] mit bis zu 390 TWh/a möglich, welcher 65 % des heutigen Bruttostromverbrauchs in Deutschland entsprechend decken würde. Neben der zur Verfügung stehenden Fläche und der erwarteten Auslastung bestimmen nach [BMU 2012] vor allem das regional variierende Windenergieangebot in den bodennahen Atmosphärenschichten, die verwendete Anlagentechnik sowie die letztendliche Nabenhöhe der Windkraftanlagen das theoretische Maximalpotential. Abweichende Annahmen dieser Eingangskindikatoren innerhalb der ausgewerteten Studien führen zu den aufgezeigten Unterschieden in Bezug auf das Potential der installierten Leistung (Abb. 2.3) und der letztendlichen Stromerzeugung (Abb. 2.4). In den meisten Fällen wird der nutzbare Flächenanteil, wie in [BMU 2012], mit 1 % angenommen und mit einem Leistungsbeiwert pro m<sup>2</sup> verrechnet. Entsprechend geringer fallen die Ergebnisse der Zielszenarien gegenüber denen von [IWES 2011] und [BWE 2011] aus.

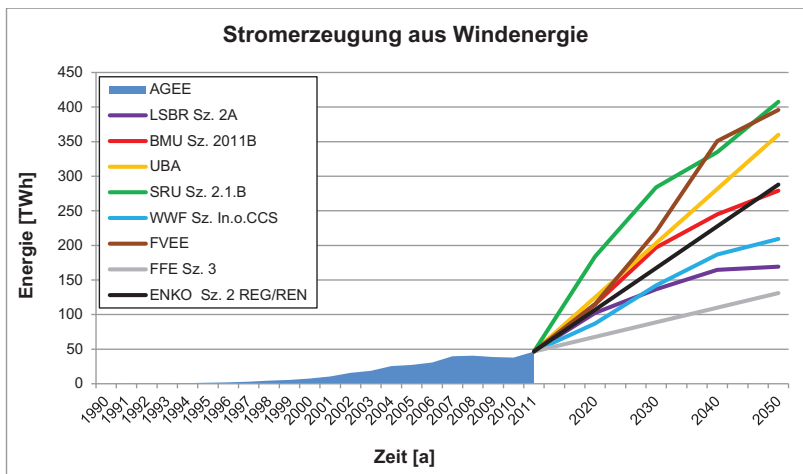


Abb. 2.4: Stromerzeugung aus Windenergie [AGEE 2012] [E. D.]

Für die vorliegende Untersuchung wird von einer weitgehenden Ausnutzung der kostengünstigen Standorte im Onshorebereich bis 2020 ausgegangen. Das meiste Potential wird entsprechend innerhalb des Repowering [BWE 2012] zu finden sein. Mit einer geringeren Erzeugungsleistung ist zu rechnen, da eine effiziente Integration der Windkraft in Deutschland auch mit Abschaltungen einhergehen wird [LSBR 2010]. Dem Offshore-Potential werden keine bindenden Grenzen zugewiesen, da die Windverhältnisse auf See wesentlich stärker und stetiger erscheinen als an Land und dies schon bei geringen

Änderungen der Eingangsindikatoren zu einer starken Erhöhung der Energieerzeugung führen kann. [UBA 2010] verweist hierzu bei einer Verteilung von 60 GW Onshore und 45 GW Offshore mit jeweils 180 TWh/a auf eine nahezu identische Energiebereitstellung in 2050. Weiterhin wird nach [IWES 2011] und [BWE 2011] von der Möglichkeit einer installierten Leistung über 200 GW und einer entsprechenden Energieerzeugung in 2050 ausgegangen.

### 2.3 Elektrisches Potential der Solarenergie

Analog zu der vorangegangenen Bestimmung des Windpotentials unterliegt auch die Abschätzung der Stromproduktion aus Solarenergie ähnlich potentialbeschränkenden Faktoren, wie dem Solarstrahlungsangebot, der verfügbaren Nutzfläche und der eingesetzten Anlagentechnik. Die Festlegung der Nutzfläche erfolgt hierbei zumeist unter Berücksichtigung der vorhandenen Dach- und Fassadenflächen sowie sonstiger versiegelter Siedlungsflächen, wie Parkplatzüberdachungen oder Lärmschutzwände. Weitere Freiflächen, wie Konversionsflächen, Ackerflächen, Grünland oder Seitenbereiche von Autobahnen und Gleisbetten, finden meist nur bedingt Anerkennung. Dies mag zum einen an der derzeitig vergleichsweise niedrigen und zukünftig unklaren Vergütungsvorgabe des Energie-Einspar-Gesetzes (EEG) [EEG 2012] und dem teilweise größeren Umwelteinfluss, den es zu bedenken gilt, liegen. Die Ergebnisse über die technisch nutzbaren Flächen differieren entsprechend und führen zu Annahmen wie in [FFE 2009] mit 1.448 km<sup>2</sup> oder in [ENKO 2002] mit 1.900 km<sup>2</sup>.

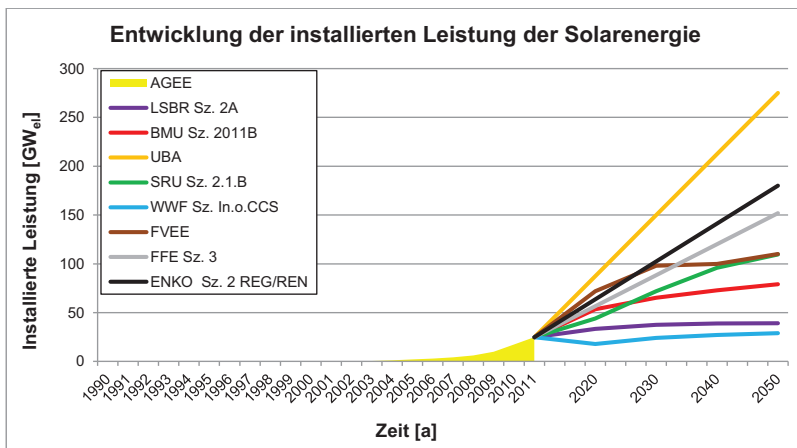


Abb. 2.5: Installierte Leistung der Solarenergie [AGEE 2012] [E. D.]

Das letztendlich erreichbare Potential wird maßgeblich von der zukünftig am Markt verfügbaren Technik abhängen. Hierbei erscheint am prägnantesten die mögliche Lernkurvenentwicklung des Modulwirkungsgrades. Nach [BMU 2012] sind bereits heute am Markt standardmäßig Solarmodule aus kristallinem Silizium mit einem Wirkungsgrad von über 19 % erhältlich. Zellwirkungsgrade von weit über 20 % werden bereits unter Laborbedingungen erreicht und sprechen für eine weitere mittel- bis langfristige Erhöhung des Wirkungsgrades. In der folgenden Betrachtung wird gemäß [FVEE 2010] von weiterhin sinkenden Kosten der Technik durch höhere Integrationsdichte und kompaktere Bauweise ausgegangen. Die Systemdienstleistungen der heutigen netzbildenden rotierenden Generatoren werden in Zukunft zunehmend durch die Umrichter der Solar- und Windkraftanlagen übernommen. Eine partielle Überdeckung des Verbrauchslastgangs aufgrund des anhaltenden Ausbaus führt nicht zwangsläufig zu einer Begrenzung der installierten Leistung. Nach [FFE 2009] kann hier in Abhängigkeit der vorliegenden Netzverhältnisse eine Abregelung bzw. Stromspeicherung erfolgen. Abweichend von den betrachteten Ergebnissen der Zielsenarien wird die Annahme aus [IWES 2012] unterstützt, welche in Abhängigkeit der Wirkungsgradentwicklung eine installierbare Leistung zwischen 229 GW und 569 GW prognostiziert. Die Darstellungen innerhalb der Abbildungen 2.5 und 2.6 werden hierdurch entsprechend weit übertroffen.

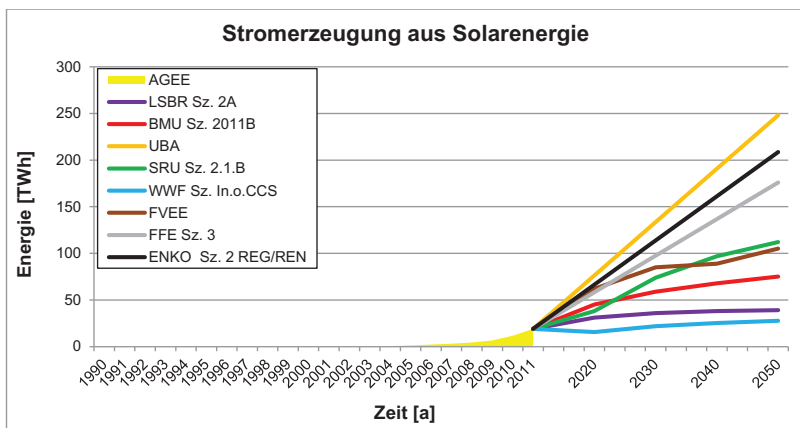


Abb. 2.6: Stromerzeugung aus Solarenergie [AGEE 2012] [E. D.]

## 2.4 Elektrisches Potential der Wasserkraft

Von der Energie der Sonne angetrieben bewegt sich das Wasser auf unserer Erde in einem Kreislauf aus fortwährender Verdunstung und Niederschlägen.

Wasser, welches sich hierbei auf einem geographisch höheren Niveau wie einem Berg befindet, besitzt eine entsprechend höhere Lageenergie (potentielle Energie) als dies vergleichbar im Meer der Fall wäre. Die Bestrebung des Wassers, dieses Ungleichgewicht auszugleichen und innerhalb der Bewegung vom höheren zum niederen Niveau seine Lageenergie abzugeben, nutzen heutige Wasserkraftwerke zur Energiegewinnung aus [ENKO 2002]. Der deutsche Kraftwerkspark besteht aus ca. 7.000 Anlagen, von denen ungefähr 400 eine Leistung über 1 MW aufweisen. Die Stromerzeugung erfolgt hierbei größtenteils über Laufwasserkraftwerke, die einen Anteil von insgesamt 80 % an der Wasserkrafterzeugung halten. Speicherkraftwerke (14 %) und der natürliche Zu- und Ablauf in Pumpspeicherkraftwerken bilden die restliche Erzeugungskapazität ab [SRU 2011]. Bis zum Ende der 1990er Jahre galt die Wasserkraft als die dominierende Technologie innerhalb der erneuerbaren Energien, ihre Kapazität sowie ihr Beitrag an der gesamten Stromversorgung änderten sich seit 1990 jedoch kaum (siehe Abb. 2.7 und 2.8) [LSBR 2010].

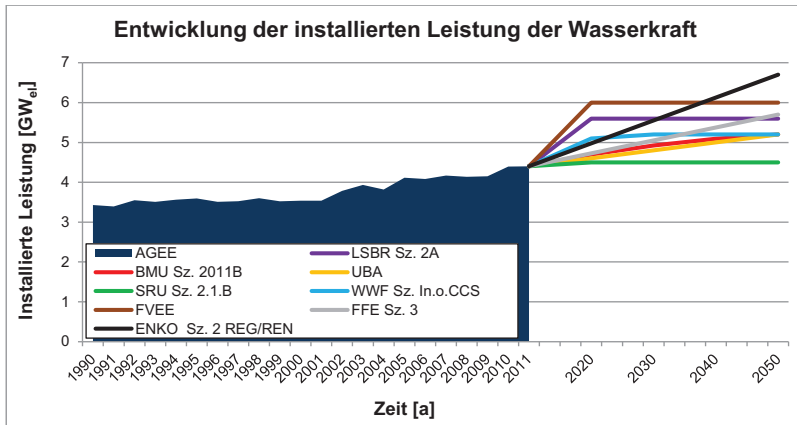


Abb. 2.7: Installierte Leistung der Wasserkraft [AGEE 2012] [E. D.]

Ein großer Vorteil der Wasserkraft gegenüber der Windkraft und der Photovoltaik liegt in der relativ kontinuierlichen Stromerzeugung. Diese unterliegt nur geringen saisonalen Schwankungen, hervorgerufen durch wechselnde Niederschlagsmengen oder der einsetzenden Schneeschmelze. Ein vermehrter Nutzen lässt sich hieraus zukünftig nur bedingt ziehen, da das Ausbaupotential in Deutschland als weitestgehend ausgeschöpft gilt. Die prognostizierten Kapazitäts- und Erzeugungsteigerungen liegen hierbei zwischen 13 % [WWF 2009] und 30 % [FFE 2009], begründen sich aber hauptsächlich auf der Revitalisierung stillgelegter Werke sowie dem Ausbau bzw. der Modernisierung bestehender Anlagen. Nach [BMU 2010] liegt das

technische Ausbaupotential sogar noch um einiges höher. Die Berücksichtigung ökologischer Restriktionen führt jedoch ebenfalls zu den genannten Annahmen. Ein Großteil der Wasserkraftwerke wurde vor 1960 erbaut und weist mit Wirkungsgraden von bis zu 60 % entsprechendes Verbesserungspotential auf [FFE 2009]. Für die weitere Betrachtung wird gemäß [UBA 2010] von einer möglichen Kapazitätssteigerung um 20 % auf insgesamt 5,5 GW und einer zugehörigen Erzeugung von 25 TWh/a ausgegangen.

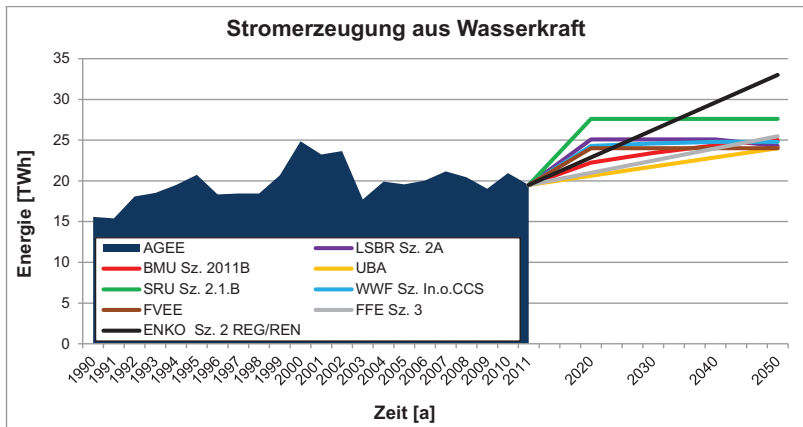


Abb. 2.8: Stromerzeugung aus Wasserkraft [AGEE 2012] [E. D.]

## 2.5 Elektrisches Potential der Biomasse

Die energetische Nutzung der Biomasse teilt sich hauptsächlich in die Anteile Strom- und Wärmeerzeugung sowie die Kraftstoffherstellung auf. Das Potential wird hierbei vor allem durch die ökologischen Rahmenparameter begrenzt, welche sich aus den Ausnutzungs- und Entwicklungsmöglichkeiten der Anbau- sowie der Abfallbiomasse zusammensetzen. Bei der Anbaubiomasse besteht eine direkte Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelherstellung sowie die Notwendigkeit, den Anbau so genannter Energiepflanzen auf dem Hintergrund von Naturschutz und Umwelteinwirkung zu betreiben [UBA 2010]. In die Betrachtung des Umweltbundesamtes fließt beispielsweise lediglich die Abfallbiomasse als möglicher Energieträger ein, da in diesem Zusammenhang neben der Anbaubiomasse auch die Restmüllverwertung zukünftig keine Anwendung mehr finden wird. [SRU 2011] sieht nach einem kurzfristigen Anstieg des Biomassepotentials bis 2020 den stückweisen Rückgang der Verstromung, bedingt durch nicht ersetzte Anlagenabgänge und eine starke Substitution durch die Offshore-Windkraft (siehe Abb. 2.9).

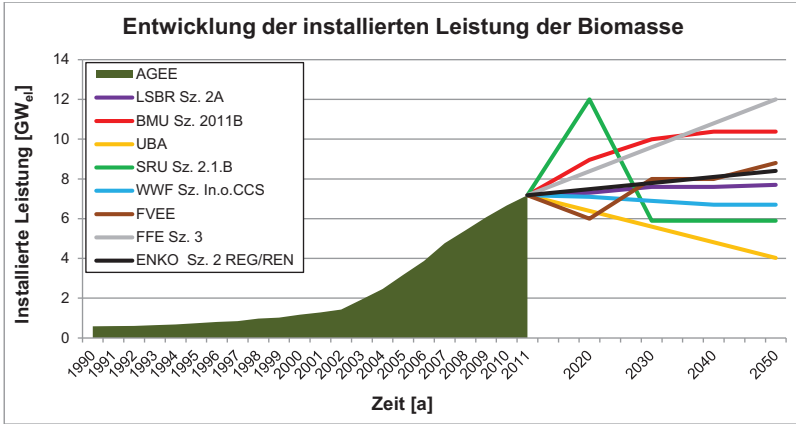


Abb. 2.9: Installierte Leistung der Biomasse [AGEE 2012] [E. D.]

Im Zuge der vorliegenden Untersuchung wird neben einer optimistischen Entwicklung der Elektromobilität auch ein Anteil von Fahrzeugen mit Hybridantrieb oder Range Extendern für möglich gehalten. Nach [BMU 2012] könnte somit in 2050 ein Biomassepotential von ca. 80 TWh alleine auf den Verkehrssektor entfallen. Der überwiegende Anteil der Biomassenutzung wird auch weiterhin innerhalb der Wärmebereitstellung gesehen (siehe Kapitel 2.8). Gemäß dem vorliegenden Ansatz findet eine Elektrizitätserzeugung vorwiegend in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung statt.

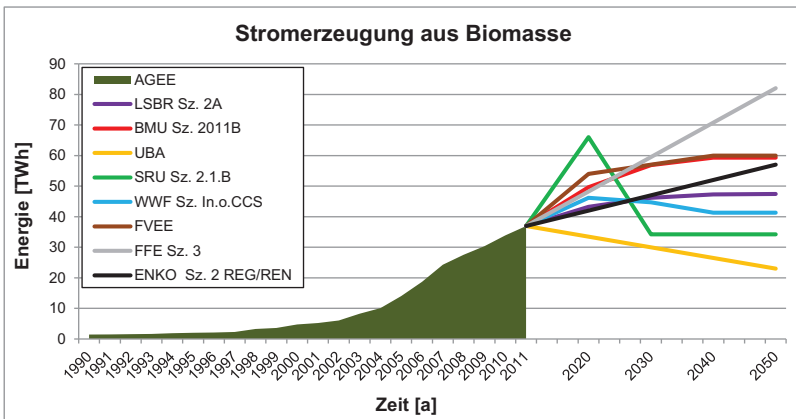


Abb. 2.10: Stromerzeugung aus Biomasse [AGEE 2012] [E. D.]

Insbesondere dezentrale Systeme sowie Erzeugungsanlagen zur Versorgung von Nahwärmenetzen werden hier einen deutlichen Zuwachs erfahren. Der Anteil zentraler Heizkraftwerke mit Fernwärmeanbindung erscheint nur in Verbindung mit Reststoffen und biogenen Abfällen sinnvoll und dementsprechend gering. Nach [BMU 2012] wird ein energetisches Gesamtpotential der Biomasse mit 430 TWh/a in 2050 als realistisch erachtet, abzüglich der benannten Anteile zur Kraftstoffaufbereitung. Die Grenze der elektrischen Ausnutzung liegt zukünftig oberhalb der dargestellten 60 TWh/a, da bei der gekoppelten Erzeugung voraussichtlich eine Verlagerung zu Gunsten der Stromerzeugung stattfinden wird. Der Wechsel von wärmegeführter zu stromgeführter Fahrweise der Anlagen sorgt für die notwendige Flexibilisierung im Stromnetz. Eine vermehrte Speicherung von Biomasseanteilen in der Form von Biomethan im Gasnetz (siehe Kapitel 2.11) ermöglicht zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten. Die Flexibilitätsprämie des EEG stellt hierzu ein erstes Instrument und die Grundlage für zukünftige Erfordernisse [BMU 2012].

## 2.6 Elektrisches Potential der Geothermie

Geothermische Energie ist laut Definition die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde und steht dementsprechend grundsätzlich überall und zu jeder Zeit zur Verfügung [BMU 2011A]. Die Wärme stammt hierbei zu ca. 30 % aus der Gravitationswärme, deren Vorkommen auf die Entstehung der Erde zurückzuführen ist. Der Großteil von ca. 70 % entsteht durch den radioaktiven Zerfall von Uran-, Thorium- und Kaliumisotopen in der Erdkruste. Das Entwicklungspotential der Verstromung wird in diesem Zusammenhang eher gering eingeschätzt (siehe Abb. 2.11).

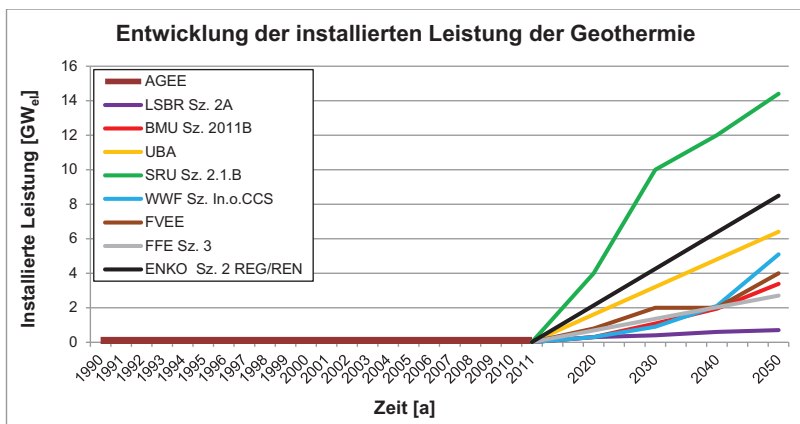


Abb. 2.11: Installierte Leistung der Geothermie [AGEE 2012] [E. D.]



Mit zunehmender Tiefe findet ein definierter Temperaturanstieg statt, der im Mittel 3 K pro 100 m in Deutschland beträgt. In vereinzelt Bereichen können auch Anstiege von 5 K oder sogar 10 K auftreten. In diesem Fall spricht man von so genannten positiven Temperaturanomalien, in deren Einzugsgebiet eine besonders günstige Ausnutzung der Erdwärme besteht, da Bohr- und Investitionskosten entsprechend niedriger ausfallen [BMU 2011A]. Das Potential einer sinnvollen Verstromung beginnt erst ab ca. 100 °C und liegt somit im Bereich der Tiefengeothermie. Die Ausnutzung von Heißwasserreservoirien bzw. die Wärmeengewinnung aus Felsgestein, ein so genanntes **Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR)**, bieten hier ein ausreichend hohes Temperaturniveau mit entsprechenden Fließraten [SRU 2011]. Von einer ökologisch und ökonomisch sinnvollen Verstromung kann nur ausgegangen werden, wenn die prozessbedingt anfallende Wärme einer entsprechenden Nutzung zugeführt wird. Neben dieser Bedingung schränken Erschließungsrestriktionen, wie begrenzte Bohrkapazitäten oder Flächennutzung, das Potential weiter ein. Obwohl die Nutzung der Geothermie zusammen mit der Biomasse als sehr kostenintensiv erscheint, werden für die Zukunft weiter sinkende Kosten und eine Weiterentwicklung der Technik angenommen [vGL. BMU 2011B]. Entsprechend wird nach [BMU 2012] eine installierte Leistung mit ca. 3 GW<sub>el</sub> und einer Energiebereitstellung von ca. 20 TWh/a in 2050 für möglich gehalten.

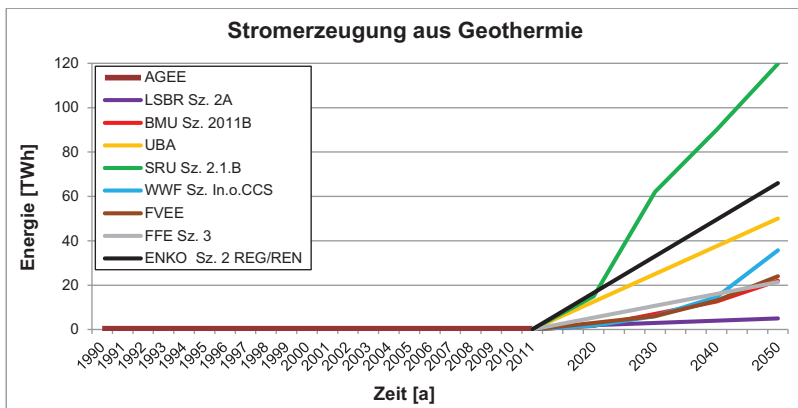


Abb. 2.12: Stromerzeugung aus Geothermie [AGEE 2012] [E. D.]

## 2.7 Entwicklung des Wärmebedarfs

Auf den Wärmesektor entfallen nach [BMWl 2012] über 58 % des gesamten Energieverbrauchs sowie 40 % der erzeugten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland. Dabei lässt sich der Wärmebedarf grundsätzlich in die drei Kategorien

Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasserbereitung einteilen. Die Verbrauchswerte für Klima- und Prozesskälte werden innerhalb der vorliegenden Betrachtung anteilig der Raum- bzw. der Prozesswärme zugeschrieben, da in den meisten Erhebungen und Studien hierzu keine separate Aufschlüsselung erfolgt. Auf dem Weg zu einer energieeffizienten und weitgehend dekarbonisierten Energieversorgung in 2050 liegt in diesem Zusammenhang ein entsprechend großes Einsparpotential innerhalb des Wärmesektors, das es auszunutzen gilt. Nach [BMU 2012A] stehen hierbei vier zentrale Strategieelemente im Fokus, um eine den Vorgaben gemäßige Optimierung des Wärmesektors zu erreichen: Die Energieeffizienzsteigerung im Bereich der Wärmeerzeugungsanlagen sowie die Reduktion des letztendlichen Verbrauchs, eine bevorzugte Erzeugung von Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung.

Die Umsetzung dieser energiepolitischen Ziele innerhalb des Wärmesektors, hängt vor allem von der Anwendung und Ausweitung entsprechender ordnungsrechtlicher Vorgaben sowie geeigneter Förderinstrumente ab. Neben der Energieeinsparverordnung [ENEV 2012], welche die Sanierung und Modernisierung von Wohn-, Büro- und bestimmten Betriebsgebäuden regelt, sind in diesem Zusammenhang vor allem das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [KWKG 2012] sowie das bundesweite Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) [EEWÄRMEG 2012] zu nennen, die regelmäßig novelliert werden. Seit 2002 wird mit dem KWKG die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen mit einem Anteil von 25 % an der Gesamterzeugung verfolgt. Das EEWärmeG forciert entsprechend den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor [BMU 2011A].

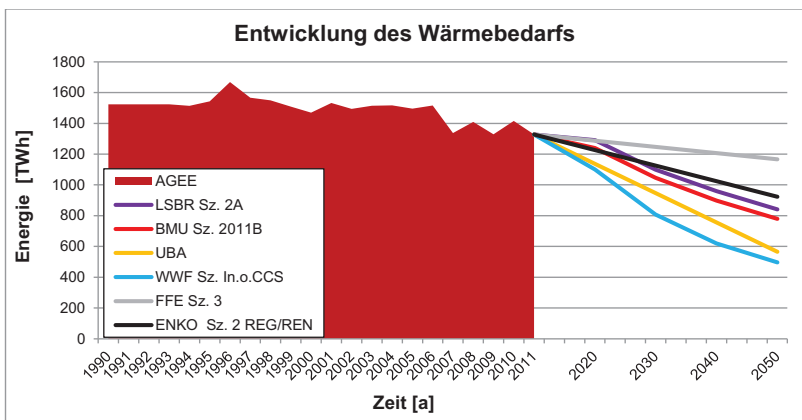


Abb. 2.13: Entwicklung des Wärmebedarfs [AGEE 2012] [E. D.]

Die weitere Betrachtung der Studien zeigt die grundlegende Annahme dieser Strategieelemente und die daraus resultierenden möglichen Entwicklungen des Wärmebedarfs in Abbildung 2.13. In [SRU 2011] und [FVEE 2010] wurde eine zukünftige Entwicklung des Wärmesektors nicht explizit behandelt, weshalb sie an dieser Stelle nicht berücksichtigt wurden. Differenzen innerhalb der verschiedenen Zielergebnisse resultieren vor allem aus den getroffenen Annahmen bezüglich der Entwicklungsmöglichkeiten und Hemmnisse in den Anwendungssektoren **Haushalt (HH)**, **Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)** und **Industrie (I)**. Die Abschätzung der Potentiale sowie deren Einschränkungen zeigt sich in diesem Zusammenhang besonders schwierig, da der Wärmesektor eine stark heterogene Charakteristik an Akteuren und deren Zielvorstellungen aufweist. Im Zuge der weiteren Untersuchung erscheint jedoch gerade diese Betrachtung besonders wichtig, da der geplante Einsatz von KWK-Anlagen und Wärmepumpen für Ausgleichs- und Regelaufgaben nicht nur in Abhängigkeit des Wärmebedarfes erfolgen kann, sondern vor allem durch diesen begrenzt wird. Thermische Speicher bieten an dieser Stelle lediglich die Möglichkeit einer zeitweisen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, die in ihrer Wirtschaftlichkeit aber ebenso begrenzt ist.

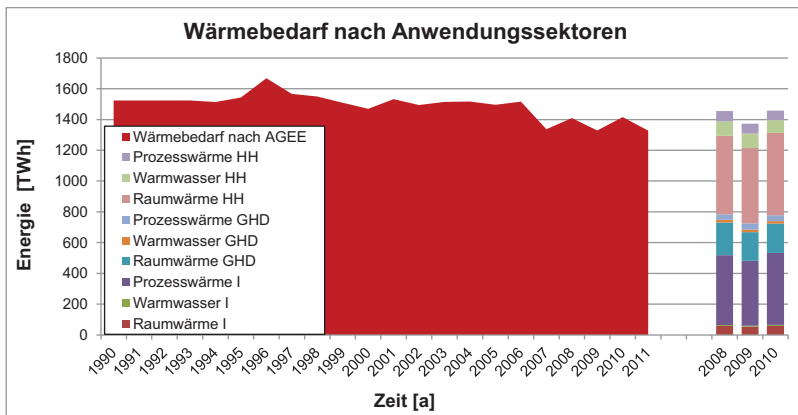


Abb. 2.14: Wärmebedarf nach Anwendungssektoren [AGEE 2012] [BMW 2012] [E. D.]

In der nachfolgenden Betrachtung des Wärmebedarfes wird dieser anhand der vorliegenden Studien sowie weiterer Statistiken in die Bestandteile Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zerlegt und anteilig den Anwendungssektoren zugewiesen. Hierbei werden Raumwärme und Warmwasser gemeinsam betrachtet, da sie ein Temperaturniveau unter 100 °C besitzen und entsprechend gemeinsam erzeugt werden können. Der Anwendungssektor Verkehr wurde an dieser Stelle als auch in der weiteren

Betrachtung nicht berücksichtigt, da sein Anteil mit 0,3 % am Gesamtwärmebedarf vernachlässigbar erscheint und prinzipiell nicht über KWK- Anlagen oder Wärmepumpen ausgeschöpft werden kann. Abbildung 2.14 zeigt die Entwicklung des Wärmebedarfs ab 1990 nach [AGEE 2012] sowie dessen Aufschlüsselung nach Anwendung und Sektor in den Jahren 2008 bis 2010 gemäß [BMW<sub>i</sub> 2012]. Differenzen innerhalb der Graphen treten durch die unabhängig voneinander getroffenen Annahmen in den Erhebungen auf. Ausgehend von dieser anteiligen Darstellung erfolgt die weiterführende Entwicklungsbetrachtung, deren Ergebnisse letztendlich die Grundlage der Potentialabschätzung bzw. Optimierung in Kapitel 5 bilden.

### 2.7.1 Anwendungssektor Haushalte

Nach [BMW<sub>i</sub> 2012] entfallen heute ca. 70 % des Raumwärmebedarfs sowie ca. 80 % des Warmwasserbedarfs allein auf den Bereich der Haushalte. Die Erschließung bzw. die weitere Entwicklung dieses immensen Potentials hängt gleich von mehreren Faktoren ab. Der Warmwasserverbrauch wird in erster Linie durch den erwarteten Rückgang der Bevölkerung sowie die Verbesserung der Anlageneffizienz positiv beeinflusst. Dem entgegen wirkt ein stetiger Anstieg des Pro-Kopf-Bedarfs, der nicht zuletzt durch den Einsatz immer komfortablerer Systeme bedingt ist [LSBR 2010]. Das Schrumpfen der deutschen Bevölkerung lässt sich durch die geringe Geburtenhäufigkeit von derzeit 1,4 Kindern pro Frau erklären, welche ebenfalls negativen Einfluss auf die Anzahl der späteren potentiellen Mütter ausübt [DESTATIS 2003].

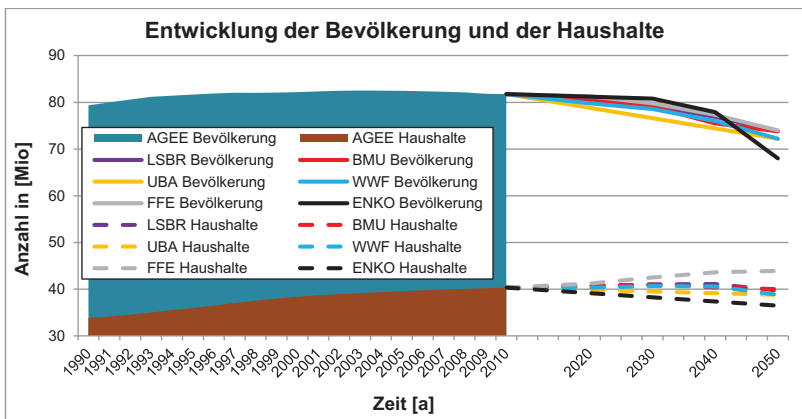


Abb. 2.15: Entwicklung der Bevölkerung und Haushalte [AGEE 2012] [E. D.]

Vergleichsweise geburtenstarke Jahrgänge der vergangenen Jahrzehnte sorgen zudem für eine zukünftige Zunahme der Sterbefälle. Das hieraus resultierende negative Bevölkerungswachstum kann auch durch die Annahme eines mittleren Zuwanderungssaldo nur abgemildert werden. Für eine gleichbleibende Bevölkerungsanzahl müsste die Geburtenrate entsprechend auf 2,1 ansteigen, diese Entwicklungsmöglichkeit wurde jedoch durch keine der Studien bestätigt (siehe Abb. 2.15) [DESTATIS 2003]. Der Raumwärmebedarf wird teilweise ebenfalls durch die Personenanzahl innerhalb eines Haushaltes bestimmt. Im besonderen Maße hängt er jedoch von dem zu beheizenden Volumen und der jeweiligen Gebäudedämmung sowie der Außentemperatur ab. Trotz sinkender Population bleibt die Zahl der Haushalte relativ konstant und steigt, im Verhältnis zur Bevölkerung gesehen, in Verbindung mit der durchschnittlichen Wohnfläche sogar an (siehe Abb. 2.15). Erklären lässt sich dieser Anstieg durch den zunehmenden Anteil an Single-Haushalten, kleineren Familien und dem vermehrten Aufkommen von Zweitwohnsitzen. Diese Zweitwohnungen sowie der leerstehende Wohnungsanteil verursachen eine zusätzliche Mindestheizlast, die unter anderem der Vermeidung von Bauschäden dient [FFE 2009]. Bezüglich der Minderungspotentiale wird dem Einsatz effizienterer Heiztechnik sowie dem Neubauanteil, der bis 2050 bis zu 25 % des derzeitigen Bestandes ausmachen soll, nach [LSBR 2010] eine eher geringe Einflussnahme zugesprochen. Der Großteil liegt demnach in der Wohngebäudesanierung des heutigen Bestandes, dessen flächenspezifischer Jahresenergieverbrauch in Abbildung 2.16 dargestellt wird (VGL. [DENA 2010A] [DENA 2011] [IWU 2007]). Laut [DENA 2012] erfüllen zum jetzigen Zeitpunkt gerade 4,5 % des Bestandes die Anforderungen eines vergleichbaren Neubaus gemäß den Vorgaben der Energieeinsparverordnung in der Fassung von 2009.

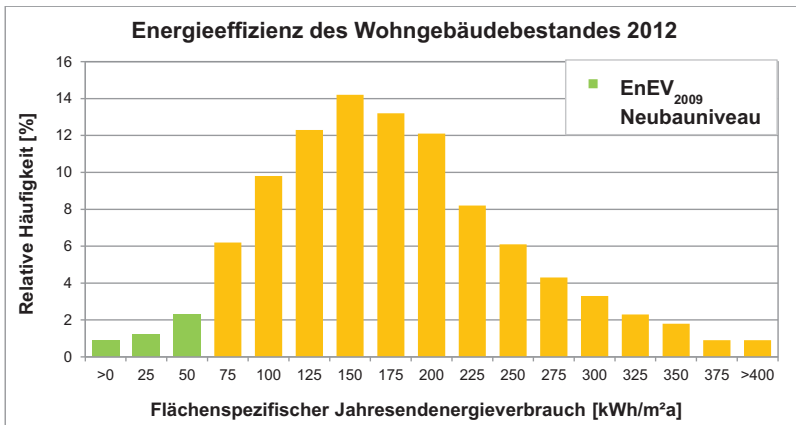


Abb. 2.16: Energieeffizienz des heutigen Wohngebäudebestandes [DENA 2012] [E. D.]

Innerhalb der vorliegenden Betrachtung wird analog zu den Annahmen des Energiekonzeptes der Bundesregierung mit einer Steigerung der Sanierungsrate von 1 % auf 2 % bis 2020 gerechnet. Weiterhin wird eine Sanierungstiefe mit 50 % erreicht, was einer Reduzierung des Wärmebedarfs der sanierten Gebäude um ca. 50 % entspricht. Eine letztendlich flächendeckende Anpassung des Gebäudebestandes auf Passivhausstandard wird gemäß [UBA 2010] aus technischer und wirtschaftlicher Sicht für unwahrscheinlich gehalten. Eine zunehmend größere Rolle wird hingegen dem Einfluss der Außentemperatur zugesprochen. Numerische Berechnungen des Deutschen Wetterdienstes führen über das Klimamodell REMO zu den Ergebnissen des Szenario A1B, welches einen mittleren Anstieg der Lufttemperatur um 1 °C bis 2050 prognostiziert. Bezogen auf den Raumwärmebedarf bedeutet dies eine Verminderung der Jahresgradtage um ca. 10 % bis 15 %. Die Kenngröße mit der Bezeichnung „Gradtag“ definiert hierbei den Temperaturunterschied zwischen dem Tagesmittelwert der Außentemperatur und der Raumtemperatur mit 20 °C. Die Summe der Gradtage mit Temperaturmittelwerten unter 15 °C entsprechen hierbei den letztendlichen Heiztagen [DWD 2012]. Neben einem geringeren Raumwärmebedarf bedeutet dies einen vermehrten Einsatz von Lüftungsanlagen bzw. Klimageräten im Sommer.

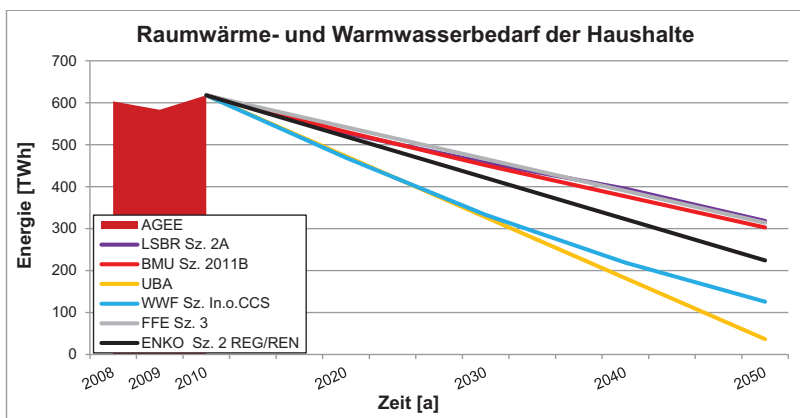


Abb. 2.17: Energieeffizienz des heutigen Wohngebäudebestandes [BMW 2012] [E. D.]

Entsprechend den zuvor getroffenen Annahmen wird bei der Entwicklung des Raumwärmebedarfs von einem Rückgang um fast 60 % ausgegangen. Im Verhältnis dazu wird sich der Warmwasserbedarf um ca. 30 % reduzieren. Die daraus resultierende Entwicklung bis 2050 erscheint analog zu den Prognosen aus [LSBR 2010], [BMU 2012] und [FFE 2009] im Bereich einer Verminderung

auf ca. 300 TWh/a für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf (siehe Abb. 2.17). Prozesswärme wird fast ausschließlich im Bereich Kochen sowie für Kühl- und Gefrieranwendungen benötigt und stellt dementsprechend kein ausschöpfbares Potential für den KWK- oder Wärmepumpeneinsatz im Haushalt dar. Einsparpotential liegt hier vor allem in einer fortlaufenden Effizienzsteigerung der Endgeräte, die letztendlich zu den dargestellten Entwicklungen in Abbildung 2.18 führen kann. Die Prognose nach [BMU 2012] wird in diesem Zusammenhang als realistisch angesehen.

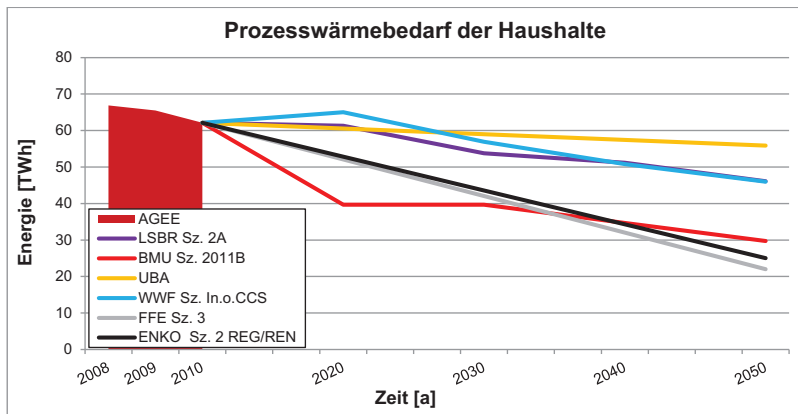


Abb. 2.18: Prozesswärmebedarf der Haushalte [BMWi 2012] [E. D.]

## 2.7.2 Anwendungssektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung

Etwa 17 % des heutigen Bedarfs an Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme entfallen laut [BMWi 2012] auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Die in diesem Bereich statistisch erfassten Branchen weisen jedoch erhebliche Unterschiede in der Art und Weise der Energieverwendung und somit in den resultierenden Verbräuchen auf. In diesem Zusammenhang ermöglichen die Abbildungen 2.19 und 2.20 eine genauere Aufschlüsselung des thermischen Energiebedarfs sowie der zur Erzeugung eingesetzten Energieträger innerhalb der verschiedenen Branchen [GHD 2004] [GHD 2009] [GHD 2011] [IFE 2011]. Die gewählten Kategorien spiegeln in Summe die Charakteristik des gesamten Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektors wider und orientieren sich hierbei ebenfalls an den Gewerbelastprofilen aus [BGW 2007], welche in Kapitel 5 zur Abbildung der thermischen Gesamtlast in Deutschland genutzt werden. Die Kategorie „Sonstige“ fasst Kundengruppen wie Sondervertragskunden oder das Militär zusammen.

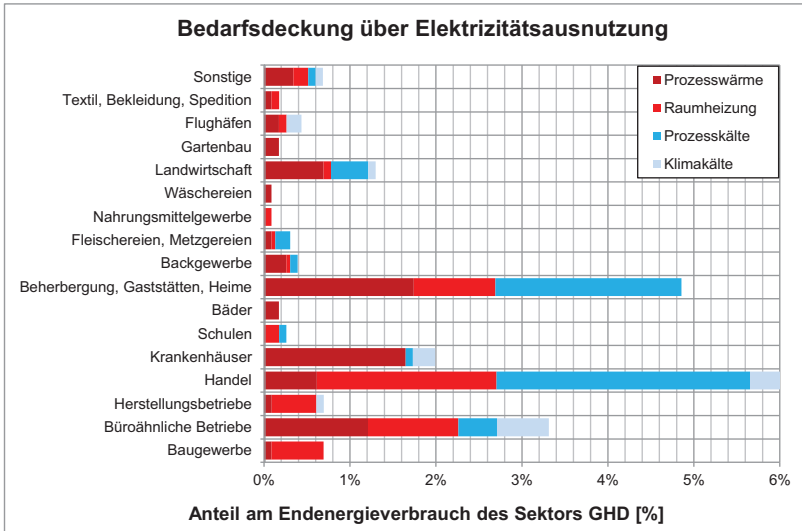


Abb. 2.19: Thermischer Endenergieverbrauch im Bereich GHD [GHD 2004] [GHD 2009] [GHD 2011] [IFE 2011] [E. B.] [E. D.]

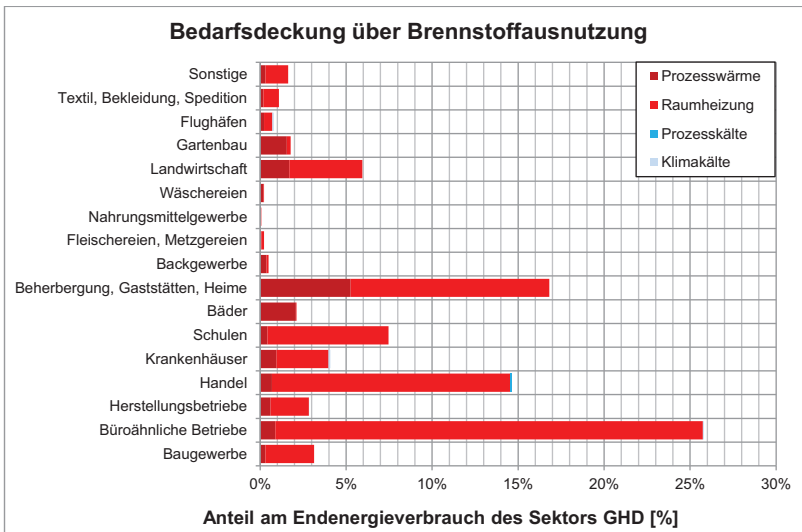


Abb. 2.20: Thermischer Endenergieverbrauch im Bereich GHD [GHD 2004] [GHD 2009] [GHD 2011] [IFE 2011] [E. B.] [E. D.]



Die Abbildungen zeigen eine starke Prägung des Raumwärmebedarfs, vor allem durch das Unterrichts- und Beherbergungswesen sowie den Handel und die büroähnlichen Betriebe. Die Annahme gleicher Sanierungsraten und –tiefen wie im Wohngebäudebestand, bei zugleich höheren Abriss- und Neubauraten im Nutzgebäudebestand, führen in diesen Branchen bis zum Jahre 2050 zu beschleunigten und erhöhten Einsparpotentialen. Laut [BMU 2012] wird auf diesem Hintergrund der erwartete Rückgang des Raumwärmebedarfs mit ca. 70 % besonders deutlich ausfallen. Eine entsprechende Verminderung des Warmwasserbedarfs kann mit bis zu 23 % gegenüber dem heutigen Verbrauch angenommen werden. Geringer ausfallende Sanierungsraten und beschränkte Technologie- und Effizienzentwicklungen führen zu moderateren Prognosen entsprechend [FFE 2009] und [ENKo 2002].

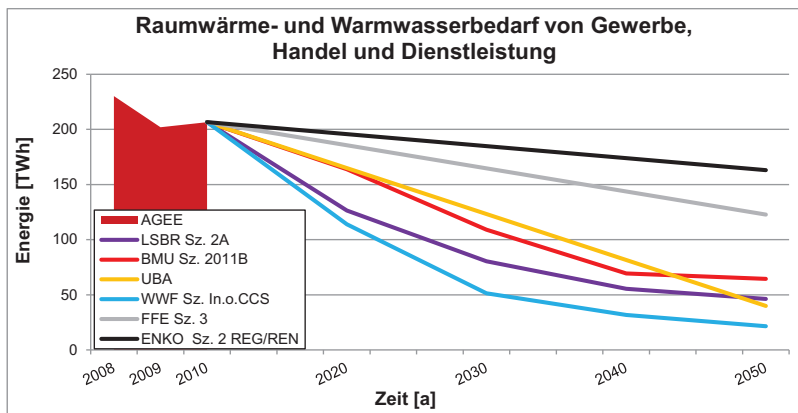


Abb. 2.21: Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Bereich GHD [BMW 2012] [E. D.]

Bei den Kundengruppen Landwirtschaft und Gartenbau, Beherbergung und Gaststätten sowie Krankenhäuser und Bäder liegt mit einem Anteil von über 15 % am Endenergieverbrauch ein Großteil des Prozesswärmebedarfs. In der Landwirtschaft vornehmlich für Trocknungsprozesse und die Beheizung von Ställen eingesetzt, dient sie in Krankenhäusern meist Säuberungs- und Desinfektionszwecken. Auffällig erscheint die fast ausschließlich elektrische Erzeugung von Prozess- und Klimakälte, die zudem in der Regel nicht in Verbundanlagen erfolgt. Der Einsatz zentraler Kälteversorgungsanlagen stellt in diesem Zusammenhang ein nicht unerhebliches Potential für eine gekoppelte Erzeugung in Kraft-Wärme-Kälte-Anlagen dar [KWKK 1998]. Eine allgemeine Verbesserung der Anlagensysteme, die vermehrte Abwärmenutzung sowie effizientere Prozessabläufe werden in allen betrachteten Szenarien berücksichtigt und stehen einem möglichen Wachstum des Sektors um bis zu

50 % sowie dem 5-fachen Bedarf an Klimakälte gegenüber [LSBR 2010]. Die große Heterogenität innerhalb des Verbrauchs, der Verwendung und zukünftigen Entwicklung dieses Sektors spiegelt sich in Abbildung 2.21 wider, deren Prognosevielfalt nicht zuletzt an einer zumeist fehlenden Zuordnung des Warmwasserbedarfs liegt. Die rückblickende Bewertung des Wärmebedarfs ab 1990 (Abb. 2.14) zeigt einen geringen Rückgang trotz Wirtschaftswachstum und lässt die Einschätzung gemäß [BMU 2011A] mit einer Verminderung um 6 % bis 2050 realistisch erscheinen.

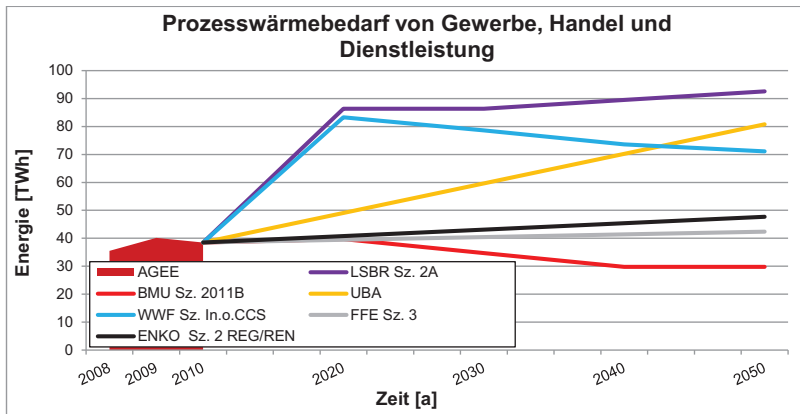


Abb. 2.22: Prozesswärmebedarf im Bereich GHD [BMW] 2012 [E. D.]

### 2.7.3 Anwendungssektor Industrie

Über 80 % des gesamten Prozesswärmebedarfs entfallen laut [BMW] 2012 auf den Industriesektor. Aufgrund der großen Heterogenität des Wärmebedarfs innerhalb der einzelnen Industriezweige, fällt die Abschätzung einer zukünftig möglichen Entwicklung hier besonders schwer. Abbildung 2.23 ist zu entnehmen, dass ungefähr 90 % des thermischen Endenergiebedarfs der Industrie allein auf die Bereiche Ernährung, Papierherstellung, Metallherzeugung, Automobil- und chemische Industrie sowie die Verarbeitung von Glas, Steinen und Erden entfallen. Die Anwendungsvielfalt reicht hierbei von einfachen Vorwärm- und Trocknungsprozessen im Nieder- und Mitteltemperaturbereich bis hin zu Hochtemperaturapplikationen mit bis zu 3.500°C innerhalb der Stahlerzeugung (vgl. [SOPREN 2011] [KWKNRW 2011] [KLOBASA 2007]). Die branchenspezifische Studie [VCI 2012] gibt in diesem Zusammenhang allein für die chemische Industrie eine Herstellungsvielfalt von rund 30.000 Stoffen und nahezu einer Millionen Zubereitungsvarianten an. Ein Großteil der zugeführten Energie findet sich hierbei in den produzierten

Endprodukten wieder, die meist energiereicher als die eingesetzten Ausgangsstoffe sind. Die der Erzeugung zu Grunde liegenden Prozesse werden aus Kostengründen stetig optimiert und haben seit 1990 bei einer Produktionssteigerung von fast 60 % zu einer Reduktion des Energieeinsatzes um 20 % geführt. Eine weitere Erhöhung der Energieeffizienz der chemischen Industrie wird innerhalb der Studie berücksichtigt und bei einem prognostizierten Produktionswachstum von 40 % bis 2030 mit einem moderaten Anstieg des Energieverbrauchs um 8 % in Verbindung gesetzt.

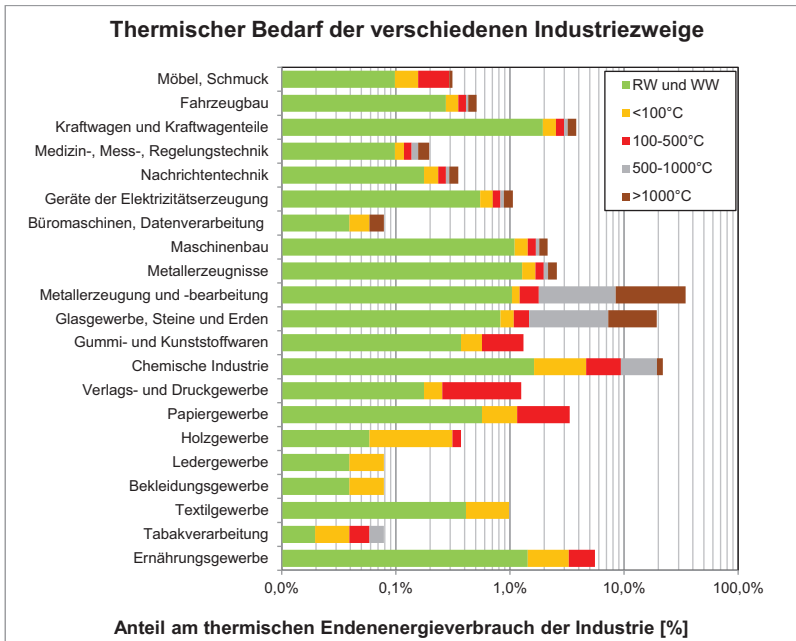


Abb. 2.23: Thermischer Bedarf im Bereich Industrie [WAGNER 2002] [NAST 2010] [E. D.]

Das letztendliche Effizienzpotential der industriellen Fertigung erscheint jedoch gegenüber den Steigerungsmöglichkeiten des Raumwärmebedarfs geringer, da an dieser Stelle aus Kostengründen seit jeher laufend optimiert wird. Nach [LSBR 2010], [BMU 2012] und [WWF 2009] begründet sich eine zukünftige Reduktion des Prozesswärmebedarfs vor allem auf der Substitution bestimmter Werkstoffe sowie veränderten Anwendungs- und Verbrauchsprofilen. Die Verwendung von Verbundwerkstoffen in der Automobilindustrie führt beispielsweise zu einem geringeren Metalleinsatz und somit zu einer rückläufigen Metallproduktion für diesen Bereich. Im Zuge der energetischen

Gebäudesanierung steigt die Nachfrage an Hochleistungsgläsern, Dämm- und neuen Verbundwerkstoffen und bewirkt letztendlich einen Produktionsanstieg innerhalb der Kunststoff-, Keramik- und chemischen Industrie. Die Betrachtung vergangener Entwicklungen sowie die Berücksichtigung einer weiterhin steigenden Bruttowertschöpfung der Industrie führen zu den Annahmen aus [BMU 2012]. Die Verminderung des Raum- und Warmwasserbedarfs orientiert sich hierbei an den Entwicklungen des Gewerbebereiches. Starkes Wachstum ohne Effizienz- und Prozessoptimierung erfüllen die Prognose aus [FFE 2009].

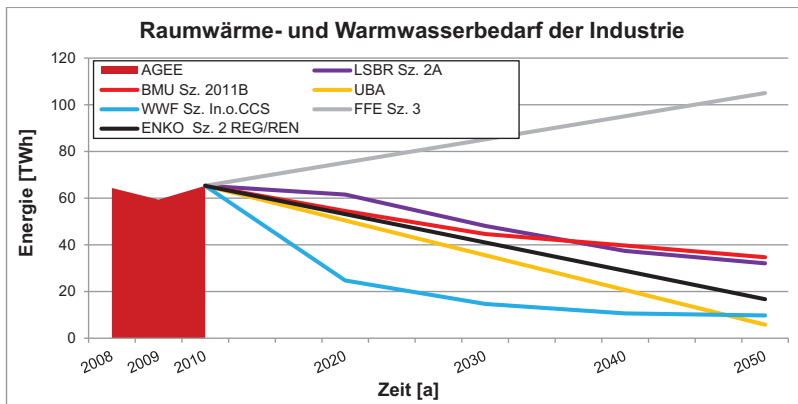


Abb. 2.24: Raumwärme- und Warmwasserbedarf der Industrie [BMWi 2012] [E. D.]

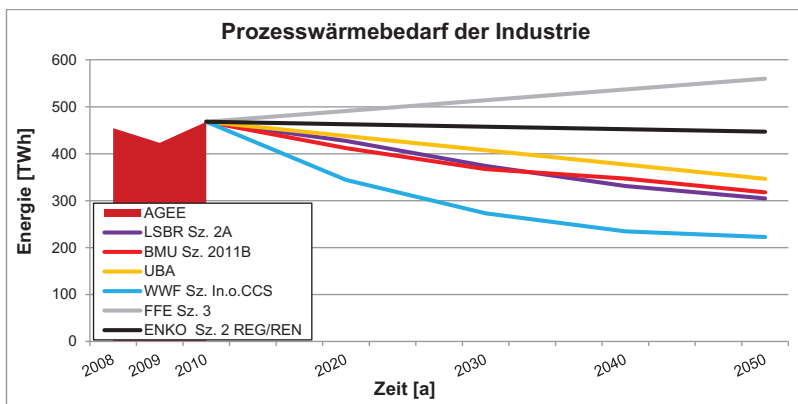


Abb. 2.25: Prozesswärmebedarf der Industrie [BMWi 2012] [E. D.]

## 2.8 Thermisches Potential der Biomasse

Der dominierende Anteil der energetischen Biomassennutzung liegt laut [BMU 2012] mit 92 % bzw. 125 TWh/a im Wärmebereich. Mit ca. 70 TWh/a entfällt hierbei der größte Beitrag auf zumeist holzbefeuerte Einzelheizungen im Wohngebäudebestand, gefolgt von 50 TWh/a in der Nahwärmebereitstellung über HKW- und BHKW-Nutzung sowie 5 TWh/a in der Fernwärmeversorgung, welche aus der Verwertung biogener Abfälle gestellt wird. Gerade 50 % der Abwärme werden in diesem Zusammenhang bei einer kombinierten Produktion genutzt. Bis 2050 wird mit einem stetig ansteigenden Verwertungsgrad der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen gerechnet. Langfristig können so schätzungsweise 80 % der Biomasseanlagen in einen vornehmlich gekoppelten Betrieb überführt werden. Der Einsatz in Einzelheizungen fällt entsprechend geringer aus und ermöglicht eine deutliche Verlagerung des Biomasseeinsatzes in die Nahwärmeversorgung mit bis zu 100 TWh/a [BMU 2012].

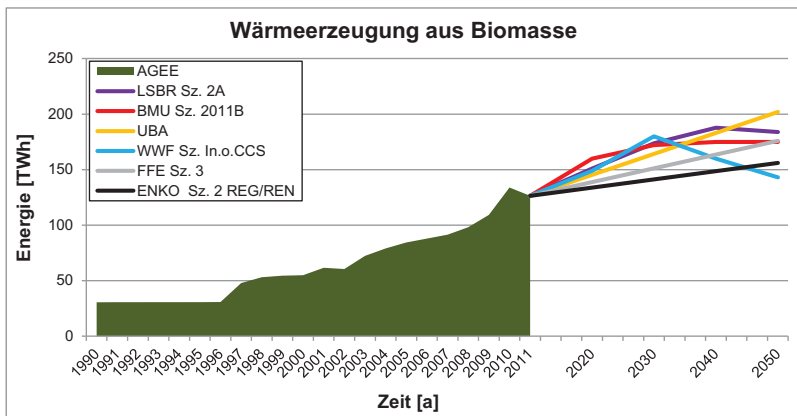


Abb. 2.26: Wärmeerzeugung aus Biomasse [AGEE 2012] [E. D.]

Innerhalb der vorliegenden Untersuchung liegt vor allem die Gewährleistung eines hohen Wärmenutzungsgrades zukünftiger Anwendungen im Fokus. Hierbei werden Biogasanlagen, deren Standorte eine direkte Wärmenutzung bzw. Nahwärmebereitstellung nicht zulassen, zunächst einer Aufbereitung des anfallenden Biogases in Biomethan unterworfen, welches anschließend in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die bestehende Infrastruktur des Gasnetzes ermöglicht in diesem Zusammenhang eine saisonale Speicherung und somit flexiblere Ausnutzung des regenerativen Gases. Die EEG-Flexibilitätsprämie schafft hier zusätzlich ein grundlegendes Instrument für den

wirtschaftlichen und flexiblen Biomasseeinsatz am Ort des Verbrauchs. Dezentrale KWK-Anlagen können so regenerativ versorgt werden und mit einer fluktuierenden Stromerzeugung auf die Schwankungen der erneuerbaren Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen reagieren bei gleichzeitiger Abdeckung des örtlichen Wärmebedarfs. Das letztendliche Potential der Biomassenutzung erscheint analog zu den Ausführungen in Kapitel 2.5 sowie [BMELV 2009] und [BMELV 2010] begrenzt und wird mit insgesamt 430 TWh/a angenommen. Eine priorisierte Anwendungszuordnung nach [WWF 2009] in der Kraftstofferzeugung oder eine zusätzliche Beschränkung auf die alleinige Nutzung von Abfallbiomasse in [UBA 2010] findet an dieser Stelle nicht statt. Neben dem überwiegenden Einsatz zur Versorgung dezentraler KWK-Systeme wird gemäß den Annahmen in [BMU 2012] zusätzlich ein Anteil mit 20 TWh/a berücksichtigt, der auf zentrale Systeme zur biogenen Abfall- und Müllverbrennung entfällt. Über den Jahresverlauf hinweg wird von einer nahezu konstanten Strom- und Wärmeerzeugung ausgegangen, wobei die Abwärme fast ausschließlich zur Bereitstellung von Prozesswärme für nahegelegene Großabnehmer genutzt wird.

## 2.9 Thermisches Potential der Geothermie

Gemäß [ENKO 2002] wird die Geothermie innerhalb des menschlichen Zeitverständnisses als regenerative Energiequelle bezeichnet, obwohl sie letzten Endes nicht unerschöpflich sein wird. Als Datengrundlage für eine Potentialabschätzung bis 2050 nutzen die meisten Studien, wie [BMU 2012], [UBA 2010] und [LSBR 2010], den Arbeitsbericht des Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB) [TAB 2003] des Deutschen Bundestages.

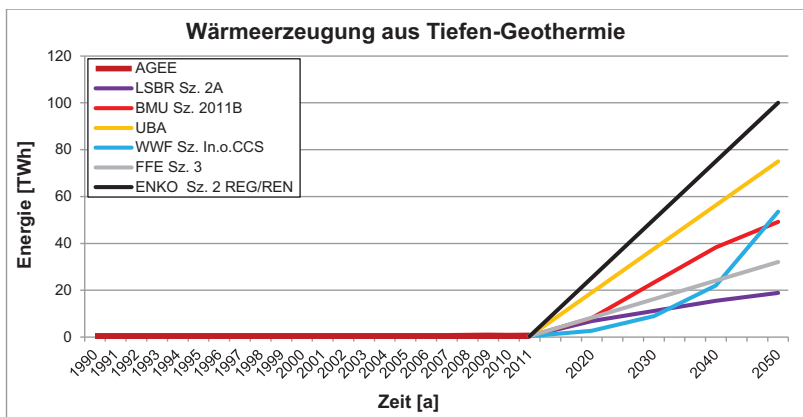


Abb. 2.27: Wärmeerzeugung aus Tiefen-Geothermie [AGEE 2012] [E. D.]

Laut TAB-Bericht stehen jährlich rund 300 TWh geothermischer Energie für die Stromerzeugung zur Verfügung. Eine ökonomische sowie ökologische Erschließung dieses Potentials wird jedoch nur in Verbindung mit einer gekoppelten Erzeugung angenommen und erscheint dadurch auf maximal 66 TWh/a begrenzt. Die innerhalb des Stromerzeugungsprozesses anfallende Restwärme muss hierbei einer entsprechenden Nutzung zugeführt werden und liegt demnach in direkter Abhängigkeit hierzu vor. Obwohl die Geothermie neben Biomasse und Wasserkraft ebenfalls als grundlastfähiges System gehandelt wird, entfällt den Prognosen zufolge auf sie auch zukünftig nur ein geringer Anteil der Erzeugung. Nicht zuletzt bedingt durch die hohen Investitionskosten und bestehende Unsicherheiten bezüglich Realisierbarkeit und weiteren Verbreitung wird die thermische Erzeugung analog zu Kapitel 2.6 mit ca. 20 TWh/a gemäß [BMU 2012] angenommen.

Im Hinblick auf das Jahr 2050 wird ein deutlicher Zuwachs vor allem im Bereich der Wärmeerzeugung aus bodennaher Geothermie in Einzelanlagen erwartet. Entsprechend einem weiter sinkenden Raumwärmebedarf bedingt durch die fortschreitende Gebäudesanierung, werden Wärmepumpen gemäß [LSBR 2010] zukünftig vor allem in der Warmwasser-, Niedertemperatur- und Prozesswärmeerzeugung sowie zur Kältebereitstellung und industriellen Abwärmenutzung eingesetzt [VGL. NIA 2010]. Für die Abdeckung des jeweiligen Bedarfs stehen neben den bereits etablierten Systemen Sole/Wasser, Wasser/Wasser und Luft/Wasser auch Gas- sowie Großwärmepumpen für industrielle Anwendungen zur Verfügung. Verminderte Vorlauftemperaturen aufgrund des rückläufigen Wärmebedarfs und die Entwicklung verbesserter Kältemittel ermöglichen laut [FFE 2009] und [ECONFYS 2011] bis 2050 Jahresarbeitszahlen über 5 bzw. 1,5 bei Gaswärmepumpen.

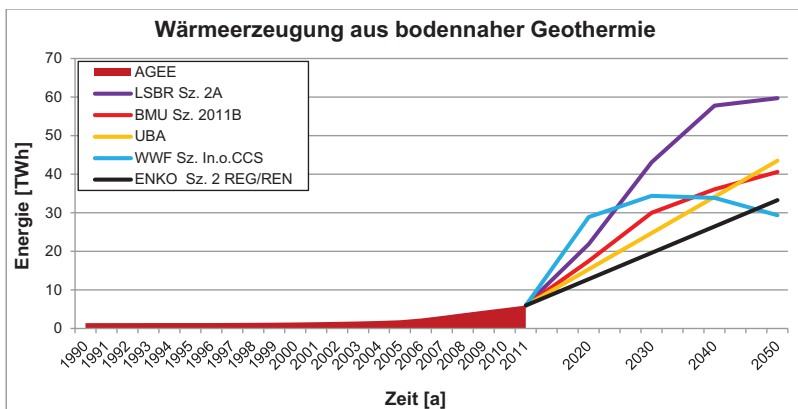


Abb. 2.28: Wärmeerzeugung aus Bodennaher-Geothermie [AGEE 2012] [E. D.]

Die Zielvorstellung der vorliegenden Untersuchung, Wärmepumpen in ein zukünftiges Energiemanagement mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien einzubeziehen, existiert als grundsätzliche Idee schon seit vielen Jahren. Über Rundsteuersignale oder Zeitschaltuhren angesprochen, haben sich Wärmepumpen bereits als schaltbare Verbraucher bewährt, indem sie Stromspitzen in der Mittags- und Abendzeit abdämpfen und so einen aktiven Lastmanagementbeitrag leisten. Zusätzlich mit der entwickelten Technik aus Kapitel 3 ausgestattet, können Wärmepumpen zukünftig innerhalb einer stromgeführten Betriebsweise über eine Abschaltung die Stromnachfrage gezielt senken oder über eine Zuschaltung entsprechend erhöhen. Die Funktion der Wärmepumpe ähnelt dann einem Stromspeicher wie Batterie oder Elektroauto mit der zusätzlichen Restriktion der Wärmebedarfsdeckung [BWP 2012]. Eine Potentialstudie vom BMWi zum Thema Lastmanagement mittels Wärmepumpen [ECONFYS 2011] gibt in diesem Zusammenhang einen Bestand von ungefähr 2,2 Millionen Anlagen mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von über 5 GW<sub>el</sub> in 2030 an. Mittels 10 TWh/a aufgewendeter Endenergie kann so exklusive Gaswärmepumpenbetrieb die Bereitstellung von ca. 35 TWh/a Nutzenergie erfolgen. Die aktuelle Branchenstudie [BWP 2011] des Bundesverbandes Wärmepumpe bezeichnet dies als relativ konservative Annahme und beschreibt einen möglichen Bestand mit 3,5 Millionen Wärmepumpen und einer elektrischen Gesamtleistung über 9 GW<sub>el</sub> im Jahr 2030. Insgesamt 16 TWh/a elektrischer Energie sowie 47 TWh/a Wärme könnten so, mit einer mittleren Vollbenutzungsstundenzahl von 1.850, innerhalb des Energiemanagements ein- bzw. ausgekoppelt werden. Bei einem Anstieg der erneuerbaren Erzeugung auf 70 % wäre laut [BWP 2011] die Nutzung von Überkapazitäten mit bis zu 800 GWh/a denkbar, welche sonst über Abregelverfahren ihren Ausgleich finden würden. In Anbetracht der Prognosen aus Abbildung 2.28 erscheinen diese im Vergleich eher moderat. Verstärkt wird dieser Eindruck durch die Ergebnisse des Forschungsvorhabens „Industrielle Großwärmepumpen“ des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) [IER 2008]. Ausgehend von einem darstellbaren Temperaturniveau über 70 °C in der Großwärmepumpentechnik, wird für den Warmwasser-, Raumwärme- und Niedertemperaturprozesswärmebedarf allein im industriellen Bereich ein derzeit vorhandenes Potential von 64 TWh/a angegeben. Die technische Realisierung einer Temperaturerhöhung auf 100 °C sorgt in diesem Zusammenhang sogar für eine Vergrößerung des ausschöpfbaren Potentials auf bis zu 108 TWh/a. An dieser Stelle sei zusätzlich auf die Ergebnisse in Kapitel 5 verwiesen [vgl. GZB 2010].

### **2.10 Potential der Kraft-Wärme-Kopplung**

In Zusammenhang mit der Erfassung des derzeitigen Bestandes bzw. der Prognose eines zukünftigen Kraft-Wärme-Kopplungs-Potentiales existiert neben den bereits benannten Studien eine Vielzahl weiterer Untersuchungen und



Statistiken. Die Betrachtung der statistischen Datenbasis weist jedoch erhebliche Unterschiede bzw. Lücken auf und ermöglicht im Folgenden lediglich die Angabe von Wertebereichen. [UBA 2007] und [TUB 2010] geben ebenfalls an, keine Konsistenz zwischen einzelnen Datenquellen herstellen zu können. Die Datenerfassung mittels verschiedener Berichtskreise, die hierbei nicht eindeutige methodische Vorgehensweise sowie gewählte Erfassungsgrenzen, werden als mögliche Störquellen genannt. Beispielsweise werden innerhalb der Erhebungen des Statistischen Bundesamtes nur Anlagen mit elektrischen Leistungen über 1 MW berücksichtigt. Ein Zugriff auf die erfassten Daten des **Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)** erscheint ebenfalls nicht möglich, obwohl an dieser Stelle die Zulassung der KWK-Anlagen erfolgt und dementsprechend mit einer aussagekräftigen Datenlage zu rechnen wäre. Variationen innerhalb der Definitionsgrundlage führen zu der Frage, welche Erzeugungsanteile generell als Kraft-Wärme-Kopplungsstrom gezählt werden? In der 2008 in Kraft getretenen EU-Richtlinie 2004/8/EG [EUR 2004] wurde hierzu die Bedingung nach hocheffizienten Anlagensystemen gestellt, deren Gesamtwirkungsgrad größer/gleich 75 % betragen sollte. Laut [DESTATIS 2010] sorgte allein diese Vorgabe, gemessen an den statistischen Daten von 2008, für eine Verminderung der erfassten Nettostromerzeugung um 28 %. Die weite Streuung der Erhebungszeiträume erschwert zusätzlich die Umsetzung eines konsistenten Datenvergleichs. Nachfolgend werden zunächst verschiedene Aussagen über den derzeitigen Bestand gegenübergestellt und anschließend mit Analyse- und Prognoseergebnissen zukünftiger Potentiale ergänzt.

[IER 2001] unterstellt in einer sehr weiten Fassung der KWK-Definition, dass jede Stromerzeugung innerhalb einer KWK-fähigen Anlage auch als solche berücksichtigt werden kann. 1999 wurden dementsprechend 107 TWh Strom von rund 5.271 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung über 34,5 GW<sub>el</sub> erzeugt. Legt man das Effizienzkriterium eines Jahresnutzungsgrades aller KWK-Anlagen über 50 % an, vermindert sich die Nettostromerzeugung auf 85 TWh/a. Ein durchschnittlicher Jahresnutzungsgrad von mehr als 70 %, wie er in [EUR 2004] gefordert wird, reduziert die produzierte Strommenge auf 55 TWh/a. Mit einer durchschnittlichen Stromkennzahl  $\sigma = 0,65$  ergeben sich so erzeugte Wärmemengen zwischen 84,6 TWh<sub>th</sub>/a und 164 TWh<sub>th</sub>/a.

Nach [WI 2007] und [UBA 2006] lag die elektrische KWK-Erzeugung gemäß EUROSTAT 2002 in Deutschland bei 56,2 TWh/a. Mit einer installierten Kapazität von 26,4 GW<sub>el</sub> sowie einer mittleren Stromkennzahl  $\sigma = 0,37$  entspricht dies einer gekoppelten thermischen Erzeugung von 151,4 TWh/a. Zusätzlich wird für den deutschen Wärmemarkt eine Aussage über den Nutzungsstand von Kleinanlagen im Leistungsbereich bis einschließlich 20 MW<sub>el</sub> getroffen. Die Erhebung stützt sich auf Absatzzahlen der 24 größten Herstellerunternehmen und deckt damit 90 % des Gesamtmarktes ab. Unter der Annahme durchschnittlicher Betriebsstunden, Jahresnutzungsgrade und Stromkennzahlen ergeben sich daraus erzeugte Energiemengen von

3,8 TWh<sub>el</sub>/a und 1,9 TWh<sub>th</sub>/a für das Jahr 2004. Für den Bereich der netzgebundenen Wärmeversorgung werden insgesamt 62 TWh/a angegeben, die 2004 in einem gekoppelten Prozess erzeugt wurden.

[BKWK 2005] beschreibt den Bestand für 2004 in Anlehnung an EUROSTAT 2000 mit insgesamt 12.000 KWK-Anlagen. Hierbei findet eine konkrete Abgrenzung zu kleineren Systemen mit einer elektrischen Leistung bis zu 15 kW statt, deren Anzahl 8.500 beträgt. Mit einer installierten Leistung von 19 GW<sub>el</sub> werden pro Jahr 61 TWh<sub>el</sub> sowie 126 TWh<sub>th</sub> Energie erzeugt. Aufgrund der Tatsache, dass manche KWK-Anlagen über die Nutzwärmeauskopplung entscheiden und somit zeitweise auch nur Strom (Kondensationsstrom) erzeugen können, liegt die durchschnittliche Stromkennzahl  $\sigma$  wahrscheinlich etwas über dem ermittelten Wert von 0,48.

Die Ergebnisse der Jahre 2003 bis 2007 des Statistischen Bundesamtes, der **Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW)** sowie des **Verbandes der Netzbetreiber (VDN)** werden in [TUB 2010] zusammengefasst. Die Datenlage des Statistischen Bundesamtes ermöglicht hierbei die Aufteilung in die erzeugte elektrische Energie industrieller KWK-Prozesse (25,4 TWh/a,<sub>2003</sub> bis 25,8 TWh/a,<sub>2007</sub>) sowie in die elektrischen (50,3 TWh/a,<sub>2003</sub> bis 51,9 TWh/a,<sub>2007</sub>) und thermischen Anteile (105 TWh/a,<sub>2003</sub> bis 108 TWh/a,<sub>2007</sub>) der allgemeinen Versorgung mit einer mittleren Stromkennzahl  $\sigma = 0,48$ . Hierbei findet in der Industrie eine KWK-Stromerzeugung hauptsächlich in der Grundstoffchemie (42 %), dem Papiergewerbe (21 %), der Kokerei und Mineralölverarbeitung (10 %) sowie dem Ernährungsgewerbe (7 %) statt. Davon abweichend erscheinen die Ergebnisse nach AGFW, welche mit 34,9 TWh/a,<sub>2003</sub> bis 37,1 TWh/a,<sub>2007</sub> in der allgemeinen Versorgung angegeben werden. Nach VDN belaufen sich in diesem Zusammenhang die erzeugten Strommengen förderfähiger Anlagen auf Werte zwischen 52,6 TWh/a,<sub>2003</sub> und 46,8 TWh/a,<sub>2007</sub>. Weitere Abweichungen treten in den Angaben der sektoralen Abnahmestruktur für netzgebundene Wärme auf. Das Statistische Bundesamt gibt hierzu die folgende Aufteilung zwischen den privaten Haushalten (35 %), dem GHD-Sektor (31 %) und der Industrie (34 %) für das Jahr 2007 an. Laut AGFW teilt sich diese Abnahmestruktur abweichend zwischen den privaten Haushalten (50 %), dem GHD-Sektor (44 %) und der Industrie (6 %) auf.

Der Berichtskreis des Statistischen Bundesamtes umfasst und erfasst die Betreiber von Anlagen der allgemeinen Versorgung sowie der Stromerzeugung in der Industrie mit einer installierten elektrischen Leistung größer/gleich 1 MW<sub>el</sub>. Dabei entfallen 68 % der Nettostromerzeugung allein auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung; 32 % werden der Erzeugung innerhalb industrieller Anwendungen zugesprochen. Mit einer durchschnittlichen Stromkennzahl  $\sigma = 0,42$  konnten so 73,8 TWh<sub>el</sub> sowie 175,9 TWh<sub>th</sub> im Jahr 2003 erzeugt werden. Die Entwicklung bis zum Jahr 2008 zeigt einen leichten Anstieg der Erzeugung auf 79,5 TWh<sub>el</sub> und 178,3 TWh<sub>th</sub> mit einer mittleren Stromkennzahl  $\sigma = 0,45$  [DESTATIS 2010].

[UBA 2007] fasst die meisten der zuvor genannten Berichtskreise zusammen und diskutiert diese auf verschiedenen Hintergründen. Letztendlich erscheinen die Angaben gemäß AGFW am realistischsten und werden einer abschließenden Abschätzung der elektrischen Erzeugung zu Grunde gelegt, die sich in der Bandbreite zwischen 55 bis 65 TWh/a bewegt. Mit der angegebenen mittleren Stromkennzahl  $\sigma = 0,3$  ergeben sich so analog produzierte Wärmemengen im Bereich von 183 TWh/a und 217 TWh/a.

Analog zu den heterogenen Ergebnissen der Berichtskreise in Bezug auf den derzeitigen Bestand und dessen Erzeugungskapazitäten, zeigen sich die nachfolgend dargestellten Potentialprognosen. Nach [TRAUBE 2005] besteht ein grundsätzlich ausschöpfbares Potential im Temperaturbereich bis 400 °C mit ca. 950 TWh<sub>th</sub>/a, wovon 20 % aus technischen Gründen nicht über eine gekoppelte Erzeugung abgedeckt werden können. Derzeit stehen so über 750 TWh<sub>th</sub>/a an Bedarf zur Verfügung, welcher zu 60 % (450 TWh<sub>th</sub>/a) über KWK-Anlagen abgedeckt werden könnte. Die restlichen 40 % werden hierbei in Spitzenlastkesseln erzeugt, um eine hohe jährliche Auslastung und damit einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlagen zu gewährleisten. Das Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung wird mit 0,6 angegeben und führt zu einem entsprechenden Strompotential von 270 TWh/a.

Auf Grundlage der Studie des Bremer Energie Institutes (BEI) geben [BEI 2007] und [ZIESING 2008] eine sektorale Prognose im Temperaturbereich bis 500 °C für das Jahr 2020 ab. Demnach liegt das größte gekoppelte Erzeugungspotential innerhalb der Fernwärme mit 219 TWh<sub>th</sub>/a und 245 TWh<sub>el</sub>/a. Gerade 1,2 TWh<sub>th</sub>/a und 0,4 TWh<sub>el</sub>/a werden der dezentralen Objektversorgung über Kleinst-KWK zugesprochen. Zusammen mit einer industriellen Erzeugung von 85 TWh<sub>th</sub>/a und 90 TWh<sub>el</sub>/a sowie den Potentialen des GHD-Sektors über 23 TWh<sub>th</sub>/a und 16 TWh<sub>el</sub>/a ergibt sich ein deutscher Gesamtbedarf mit 328 TWh<sub>th</sub>/a und 351 TWh<sub>el</sub>/a.

[NITSCH 2000] beschreibt auf Basis des heutigen theoretisch über KWK-Anlagen abdeckbaren elektrischen Bedarfs zwischen 450 und 550 TWh/a, ein sicher umsetzbares KWK-Anlagenpotential bis 2030. Dieses wird in Abhängigkeit eines deutlichen Rückganges der Nutzwärmenachfrage um 40 % mit rund 280 TWh<sub>th</sub>/a und 200 TWh<sub>el</sub>/a angegeben.

Im Hinblick auf die Entwicklungsmöglichkeiten bis zum Jahre 2050 liegen diese nach [LSBR 2010] hauptsächlich in der Fernwärme, bei Industrieprozessen und der dezentralen Objektversorgung. Zwischen 2020 und 2050 findet eine gekoppelte Wärmeerzeugung vor allem in CCS-Steinkohlekraftwerken statt. Thermische Produktionsmengen von 192 TWh/a bis 218 TWh/a führen in Verbindung mit einer mittleren Stromkennzahl  $\sigma = 0,4$  zu realisierbaren Strommengen von 77 TWh/a bis 87 TWh/a.

Laut [UBA 2010] erfolgt auch im Jahr 2050 eine Stromerzeugung in KWK-Anlagen fast ausschließlich wärmegeführt. Aufgrund des deutlich sinkenden Wärme- und Strombedarfs in den einzelnen Anwendungssektoren verringert sich ebenfalls die vornehmlich aus Erdgas und Biomasse erzeugte elektrische Energie von 68 TWh im Jahr 2005 bis 2050 auf 28 TWh. Zum Vergleich gibt [FFE 2009] in diesem Zusammenhang eine mögliche Energiemenge über 188 TWh<sub>el</sub>/a in 2050 an, was sich auf einen angenommenen starken wirtschaftlichen Bedarfsanstieg zurückführen lässt.

[ENKo 2002] sieht ein enormes Wärmeabsatzpotential bereits in der dezentralen Objektversorgung. Der sinkende Fernwärmeabsatz wird hierbei durch die Versorgung zusätzlicher Verbraucher kompensiert, so dass 50 % des Bedarfs über KWK-Anlagen gedeckt werden können. Dies entspricht einer Wärmenachfrage von ca. 70 TWh/a sowie einer möglichen Stromerzeugung von 40 TWh/a bis 70 TWh/a bei angenommenen Stromkennzahlen  $\sigma$  zwischen 0,6 und 1. Ein zukünftiger Raumwärmebedarf von 25 % des heutigen Niveaus in den privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor, bedeutet eine zusätzliche Wärmenachfrage von 186 TWh/a sowie 110 TWh<sub>el</sub>/a bis 186 TWh<sub>el</sub>/a, je nach Stromkennzahl. Ein möglicher Prozesswärmebedarf wird mit etwa 35 % der heutigen Nachfrage angegeben und führt zu Absatzpotentialen von 125 TWh/a im Temperaturbereich bis 400 °C. GuD-Anlagen erreichen hier leicht Stromkennzahlen  $\sigma = 1$  und erlauben so eine gekoppelte Stromerzeugung von 125 TWh/a. Insgesamt wird an dieser Stelle ein langfristiges technisches Potential für die KWK-Stromerzeugung in der Bandbreite zwischen 220 TWh/a und 380 TWh/a angegeben.

In [BMU 2012] findet eine detaillierte Betrachtung des möglichen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung im Hinblick auf die größtmögliche Flexibilisierung eines zukünftigen Energieversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien statt. Potentiale werden hier über den Bau zusätzlicher Wärmespeicher und eine vergrößerte Anlagenleistung im Verhältnis zur Wärmejahreshöchstlast erschlossen. Aufgrund der steigenden Energieeffizienz im Gebäudebestand liegt die Wärmenachfrage 2050 in den privaten Haushalten und des GHD-Sektors im Bereich von 97 TWh/a. Innerhalb industrieller Anwendungen kann Prozesswärme bis 350 °C gekoppelt erzeugt werden und wird mit 125 TWh/a angegeben.

Die betrachteten Berichtskreise und Studienergebnisse weisen eine große Bandbreite möglicher thermischer und elektrischer Potentiale sowie deren Erzeugungsverhältnisse zueinander auf. Tabelle 2.1 zeigt in diesem Zusammenhang, dass Stromkennzahlen über 2,5 möglich sind und somit eine erhöhte Stromproduktion bei verminderter Wärmenachfrage durchaus erfolgen kann. Neben den dargestellten elektrischen Wirkungsgraden sind im Bereich der Dampfkraftwerke bzw. GuD-Anlagen nach [TUB 2010] Werte bis 52 % über Entnahmekondensationsverfahren erreichbar. Prozesswärmemetemperaturen bis 500 °C sind ebenfalls problemlos möglich, was Berechnungen zufolge gemäß

[WAGNER 2002] und [NAST 2010] ca. 34 % des industriellen thermischen Endverbrauchs entspricht. In Bezug auf eine wirtschaftliche Betriebsweise werden durchschnittlich jährliche Benutzungszeiten mit 5.000 h/a [BKWK 2011] angegeben, die je nach Technologie auch Werte von 1.500 h/a (Mikro-KWK und GuD-Anlagen nach [ZIESING 2008] und [TUB 2010]) bzw. mehr als 7.000 h/a beispielsweise in Klärwerken, der Landwirtschaft oder auf Deponien erreichen [UBA 2007]. Eine wirtschaftlich sinnvolle Ergänzung bilden an dieser Stelle thermisch angetriebene Kältemaschinen, die zusätzlich Prozess- oder Klimakälte zwischen -50 °C und 15 °C bereitstellen können [BKWK 2011]. Als weiterführende Quellen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung können zusätzlich [AGFW 2001A], [AGFW 2001B], [DESTATIS 2011], [FFE 2007] und [KWKNRW 2011] genannt werden.

	Elektrische Leistung [MW]	Gesamtwirkungsgrad [%]	Elektrischer Wirkungsgrad [%]	Stromkennzahl	Temperaturniveau [°C]	Teillastverhalten	Einsatzmöglichkeiten	Üblicher Brennstoff
Dampfturbinen	0,075 - 250	bis 90	15 - 25	0,1 - 0,4	bis 500	gut	Prozesswärme	Kohle, Müll, Öl, Abwärme
Gasturbinen	0,03 - 250	bis 85	25 - 40	0,3 - 0,6	bis 500	weniger gut	Prozesswärme	Gas, Diesel
GuD-HKW	10 - 400	bis 90	55 - 60	0,4 - 1,0	bis 500	weniger gut	Prozesswärme	Gas
BHKW (Ottomotoren)	0,001 - 18	bis 90	25 - 45	0,4 - 1,3	bis 140	gut	Heizwärme, Prozesswärme	Gas
BHKW (Dieselmotoren)	0,005 - 20	bis 90	28 - 46	0,5 - 1,3	bis 140	gut	Heizwärme, Prozesswärme	Diesel, Pflanzenöl
Dampfmotoren	0,1 - 1	bis 80	5 - 15	0,06 - 0,25	bis 200	weniger gut	Prozesswärme	Gas, Diesel
ORC-Anlagen	0,02 - 5	bis 80	6 - 20	0,1 - 0,3	bis 300	weniger gut	Prozesswärme	Holz, Abwärme
Stirlingmotoren	0,001 - 0,2	bis 85	7 - 28	0,1 - 0,3	bis 85	weniger gut	Heizwärme	Gas, Holz
Brennstoffzellen	0,001 - 0,25	bis 90	20 - 60	0,3 - 2,7	bis 1000	sehr gut	Prozesswärme	Gas, Biogas, H <sub>2</sub>

Tab. 2.1: Kennzahlen verschiedener KWK-Technologien [ASUE 2000] [BKWK 2011] [FFE 2007A] [LEE 2005] [E. D.]

## 2.11 Speicherpotentiale

Das anvisierte Ziel einer zukünftigen Energieversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien beinhaltet zwangsläufig die „Speicherfrage“. Innerhalb des derzeitigen Versorgungssystems sind fossile Energieträger, wie Kohle, Erdöl oder Gas bereits vor deren Gebrauch in Lagerstätten gespeichert und lassen sich auch nach ihrer Förderung relativ verlustfrei in Tanks, Pipelines oder auf Halden vorhalten. Die letztendliche Umwandlung dieser Energieträger mittels heutiger Kraftwerkstechnologien erlaubt eine vornehmlich steuer- und regelbare Bedarfsdeckung. Im Gegensatz dazu zeichnen sich erneuerbare Energien, wie die Photovoltaik oder die Windkraft, durch eine stark fluktuierende Erzeugung aus, die zudem meist nicht mit den Nachfragezeiten

korreliert. Um eine nahezu dargebotsunabhängige Nutzung dieser Energieträger zu gewährleisten, müssen diese zunächst in eine speicherbare Energieform überführt und anschließend eingelagert werden. Die Integration sowie der Ausgleich zunehmender Anteile fluktuierender Erzeuger stehen hierbei im Vordergrund. Obwohl eine Vielzahl mechanischer, thermischer, chemischer und elektrischer Speicher verfügbar sind (vgl. [VDE 2009] und [TAB 2008]), bestehen bis heute technische Probleme bei der Speicherung größerer Mengen elektrischer und thermischer Energie über längere Zeiträume, ohne größere Verluste zu verursachen. Nachfolgend werden neben Druckluft-, Methan- und Pumpspeicherpotentialen auch thermische Speichermöglichkeiten aufgeführt, da diese innerhalb der weiteren Untersuchung bevorzugt zur zeitweisen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch bei Wärmepumpen und KWK-Systemen genutzt werden.

**Pumpspeicherkraftwerke** nutzen zur Speicherung die Lageenergie von Wasser aus. Liegt die elektrische Erzeugung im Netz über der Last kann Wasser von einem niedrigen auf ein höheres Niveau gepumpt werden. In so genannten Spitzenlastzeiten wird dieses wieder abgelassen und erzeugt über eine Turbine mit angeschlossenem Generator in einem Zeitraum von 4 bis 10 Stunden Strom. Die derzeit in Deutschland installierte Leistung wird hierbei mit Werten zwischen 6,6 GW<sub>el</sub> [UBA 2010] und 7,7 GW<sub>el</sub> [LSBR 2010] und einer Gesamtspeicherkapazität von ca. 40 GWh angegeben. Moderne Pumpspeicher erreichen Wirkungsgrade über 80 %, in Deutschland beträgt der Durchschnitt ca. 74 % bei Selbstentladungsraten von 0 %/d bis 0,5 %/d [WWF 2009]. Gemäß [UBA 2010] werden so jährlich zwischen 6 TWh und 8,5 TWh [WWF 2009] in das Stromnetz vornehmlich zu Regelungszwecken eingespeist. Ausschöpfbare Potentiale erscheinen stark begrenzt und werden neben wenigen Neubauten [DENA 2010b] vor allem in der Modernisierung bestehender Anlagen gesehen. Erreichbare Speicherleistungen von 8,3 GW<sub>el</sub> [BMU 2012] bzw. 8,6 GW<sub>el</sub> [UBA 2010] und Speicherkapazitäten von 55 GWh werden hierbei bis 2050 angegeben (vgl. [VDE 2009], [TAB 2008] und [IWES 2010]).

**Druckluftspeicherkraftwerke** sind grundsätzlich Gasturbinenkraftwerke, die komprimierte Luft bei Drücken von 50 bis 70 bar als Speichermedium nutzen. Liegt die elektrische Erzeugung im Netz über der Last, kann Luft über einen Verdichter in Kavernen gepresst werden. Bei Bedarf wird die Druckluft in einer Gasturbine mit angeschlossenem Generator entspannt und somit Strom erzeugt. Die während des Pressvorganges abgeführte Wärme muss bei der Expansion dem Prozess wieder zugeführt werden, da sonst die Turbine vereisen würde. Dies geschieht meist über zusätzliche Gasbrenner und wirkt sich entsprechend negativ auf den Gesamtwirkungsgrad solcher Systeme aus, welcher mit 45 % bis 55 % angegeben werden kann [WWF 2009]. Momentan in der Entwicklung befinden sich sogenannte adiabate Druckluftspeichersysteme (vgl. [BINE 2007] und [RWE 2010]), die die bei der Verdichtung anfallende Wärme in thermische Hochenergiespeicher einlagern und bei Expansion dem

Prozess wieder zuführen können. Ohne die Notwendigkeit zusätzlich Wärme über Gasbrenner zu erzeugen, erscheinen Gesamtwirkungsgrade bis zu 75 % möglich [WWF 2009]. Herausforderungen liegen vor allem in der Entwicklung widerstandsfähiger Kompressoren, die Drücke von 100 bis 200 bar und Temperaturen bis 650 °C aushalten sowie in Materialien zur Langzeit-Wärmespeicherung. Mit Entladezeiten von 2 bis 24 Stunden und einer Selbstentladung mit maximal 10 %/d stellen adiabate Druckluftspeicher eine gute Alternative zu den bewährten Pumpspeichern dar. Laut [SRU 2011] stehen in Deutschland Druckluftspeichervolumina entsprechend einem elektrischen Potential von 3,5 TWh zur Verfügung. [RWE 2012] gibt hierzu eine installierbare Leistung von 30 GW<sub>el</sub> an, welche auf Grundlage von [VDE 2009] und [RWE 2010] zu einer abbildbaren Speicherkapazität von 120 GWh bzw. 240 GWh führt. Die nutzbaren Salzformationen liegen hierbei zumeist entlang der norddeutschen Küste, an der auch die größten Windpotentiale liegen. Der lokale Einsatz von Druckluftspeichern könnte somit auch der Offshore nahen Speicherung von Windenergie dienen [WWF 2009].

**EE-Wasserstoff** wird konzeptbedingt in Zeiten erneuerbarer Stromüberschüsse im Netz, bevorzugt aus der Windenergie oder der Photovoltaik entstammend, mittels Elektrolyse erzeugt. Die elektrische Energie wird hierbei in einem Elektrolyseur genutzt, um den „Rohstoff“ Wasser (H<sub>2</sub>O) in die Energieträger Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) aufzuspalten (siehe Abb. 2.29).

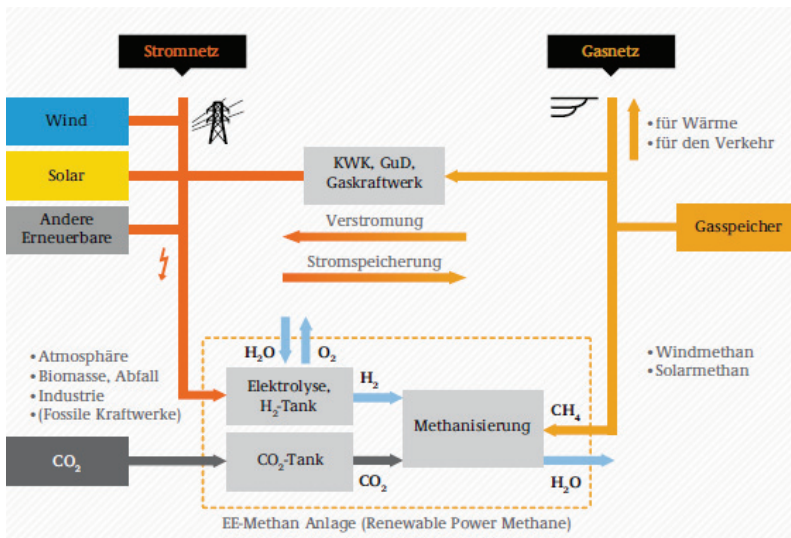


Abb. 2.29: Methanisierung mit Rückverstromung [BMU 2012]



In einem weiteren Schritt, dem so genannten Sabatier-Prozess, kann der zuvor gewonnene Wasserstoff ( $H_2$ ) mit Kohlendioxid ( $CO_2$ ) unter Abgabe von Wasser ( $H_2O$ ) zu **EE-Methan** ( $CH_4$ ) reagieren. Wasserstoffsynthese eignet sich in diesem Zusammenhang hervorragend um Einspeiseschwankungen energetisch optimal auszunutzen, da Elektrolyseure ein nahezu ideales Teillastverhalten aufweisen. Die besten Wirkungsgrade erreicht diese Technologie bei geringen Stromdichten im Bereich von 25 % bis 100 % der Nennleistung. Mit einer sehr guten Regelbarkeit und dynamischen Eigenschaften können die Anlagen innerhalb von 15 Minuten an- und abgefahren werden und reagieren im Sekundenbereich auf Lastwechsel und Lastsprünge. Einzelsysteme mit Leistungsaufnahmen von 2 MW<sub>el</sub> und Arbeitsdrücken bis 30 bar finden hierbei ihren Einsatz, deren parallele Anwendung entsprechend höhere Leistungen ermöglicht [UBA 2010]. Transport und Speicherung kann, eingeschränkt mit maximal 5 % Volumen, über das bestehende Erdgasnetz erfolgen, da Wasserstoff als sehr kleinatomiges Gas ansonsten für verstärkte Versprödung und Diffusion in den Netzen sorgen würde [BMU 2012]. Bei größeren zu verteilenden Mengen müsste daher über ein reines Wasserstoffnetz nachgedacht werden. Erschließbare Speicherpotentiale bis 2050 bestehen laut [UBA 2010] in Kavernenspeichern mit einem Gesamtvolumen von 36,8 Mrd. m<sup>3</sup>, was einer Energiemenge von ca. 110 TWh<sub>th</sub> entsprechen würde. Die Langzeitspeicherfähigkeit wird hierbei nicht zuletzt durch Selbstentladungsraten zwischen 0 %/d und 1 %/d [WWF 2009] widerspiegelt. Neben der möglichen Anwendung als Energieträger in Brennstoffzellen erscheint vor allem eine Rückverstromung in KWK bzw. in speziell dafür ausgelegten GuD-Anlagen interessant. Der Wasserstoff muss hierbei mit 30 % bis 40 % Stickstoff- oder Kohlendioxidanteilen verschnitten werden, um ein brauchbares Arbeitsgas zu erhalten. Systemwirkungsgrade der gesamten Wertschöpfungskette, bis hin zur Rückverstromung mit reiner Leistungsbereitstellung, liegen laut [UBA 2010] bei ca. 42 %. [BMU 2012] gibt in diesem Zusammenhang ca. 40 % (Elektrolyse 65 %; Verdichtung 97 %, Verstromung 60 %) an. Bis 2050 werden hier allein im Bereich der Elektrolyse Steigerungsmöglichkeiten bis zu 77 % gesehen. [UBA 2010] stützt diese Aussage mit Wirkungsgradangaben von ca. 82 % im Teillast- und 74 % im Nennleistungsbereich. Bei einer gekoppelten Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wären so Gesamtwirkungsgrade zwischen 66 % und 70 % durchaus erreichbar, was einer reinen Leistungsbereitstellung von 47 % bis 49 % entsprechen würde [STERNER 2009] und [NOW 2011].

Der Wirkungsgrad des Methanisierungsvorgangs liegt bei 75 % bis 85 % und führt entsprechend zu einem elektrischen Systemwirkungsgrad von ca. 35 %, womit dieser ungefähr 7 % unter dem der reinen Wasserstoffsynthese erscheint [UBA 2010]. Die Rückverstromung sollte hierbei in effizienten GuD-Anlagen mit elektrischen Wirkungsgraden bei 60 % erfolgen. Neben der prozessbedingt auftretenden Exothermie, die sich mit hohen Abwärmepertemperaturen zur Stromerzeugung nutzen lässt, zeichnet sich EE-Methan durch seine hervorragende Speicherbarkeit aus. Gegenüber Wasserstoff treten keine



Versprödungs- oder Diffusionsprobleme auf, wodurch grundsätzlich das gesamte Erdgasnetz mit einer Speicherkapazität von 220 TWh zur Verteilung und Einlagerung genutzt werden kann. Neben den bereits genannten Kavernenspeichern eignen sich auch sogenannte Porenspeicher zur langfristigen Vorhaltung mit einem Speichervolumen von 51,4 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. 514 TWh<sub>th</sub> [BMU 2012], [UBA 2010], [STERNER 2009] und [NOW 2011].

**Thermische Speicher** ermöglichen die zeitliche und leistungsmäßige Anpassung eines Wärmeangebotes an den jeweiligen Bedarf. Hierbei gilt, dass die thermische Energie immer an einen Stoff gebunden ist und somit nur als „innere Energie“ bzw. „Enthalpie“ gespeichert werden kann. Mit anderen Worten bedeutet dies, dass mit der Wärme auch immer ein Stoff gespeichert werden muss, der diese enthält [FISCH 2005]. Grundsätzlich können hierbei Wärmespeicher laut [FISCH 2005] nach den folgenden verschiedenen Kriterien eingeordnet werden:

- nach Temperatur in Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeicher
- entsprechend der Speicherdauer in Kurz- oder Langzeitspeicher
- gemäß dem physikalischen Prinzip in fühlbare, latente und chemische Speicher
- sowie nach dem Speichermedium (Wasser-, Gesteinsspeicher usw.)

Innerhalb der vorliegenden Untersuchung werden zur Entkopplung von Erzeugung und Bedarf bevorzugt sensible Wärmespeicher eingesetzt, die Wasser als Medium zur Energieeinlagerung nutzen. Beim Ladevorgang wird hierbei dem Wasser zunächst Wärme zugeführt, welches daraufhin eine Temperaturerhöhung bis zu 100 °C erfährt (vgl. weitere realisierbare Temperaturbereiche nach Medium in [TAB 2008]). Unter Temperaturabnahme wird die im Speichermedium eingelagerte Energie im Entladungsfall wieder abgegeben. Gleichung 2.1 beschreibt den formalen Zusammenhang zur Berechnung der speicherbaren Wärmemenge  $Q_{SP}$  [FISCH 2005].

$$Q_{SP} = m_S * c_p * (T_N - T_K) \quad (2.1)$$

Neben der Temperaturdifferenz, welche durch Nutztemperatur  $T_N$  und Kaltwassertemperatur  $T_K$  gebildet wird, ist die Wärmemenge von der Stoffmasse  $m_S$  und der spezifischen Wärmekapazität  $c_p$  des Speichermediums abhängig. Wasser erreicht in diesem Zusammenhang mit 4,19 kJ/kgK eine der höchsten Wärmekapazitäten, weshalb im direkten Vergleich zu anderen Stoffen (VGL. [TAB 2008] und [FISCH 2005]) geringere Mengen zur Speicherung eingesetzt werden müssen. Der bestehende Potentialunterschied zwischen

Speichertemperatur  $T_{SP}$  und der Umgebungstemperatur  $T_U$  führt auch hier zu stetigen Wärmeverlusten, zu deren Verminderung Isolationswerkstoffe eingesetzt werden müssen, deren durchschnittliche Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$  bei  $0,04 \text{ W/m}^2\text{K}$  und Dicke  $s$  von ca. 100 mm liegt. Die Wärmeverluste  $\dot{Q}_V$  über die Zeit werden durch den Wärmestrom widergespiegelt, der über die Isolation entweicht und kann mittels Gleichung 2.2 berechnet werden.

$$\dot{Q}_V = U * A_V * (T_{SP} - T_U) \quad (2.2)$$

$$U = \frac{\lambda}{s} \quad (2.3)$$

Da die Speicherverluste erkennbar von der Oberfläche  $A_V$  abhängen, wäre im Verhältnis zum Volumen eine Kugelform die beste Lösung. In der Praxis haben sich jedoch vorwiegend zylinderförmige Speicher durchgesetzt, neben denen auch andere Bauformen [FSAVE 2012] ihren Platz gefunden haben. Je größer sich das Volumen zur Oberfläche verhält, umso geringer erscheinen die Verluste. Bei entsprechenden Speichergrößen und Isolationen sind somit Speicherdauern von Minuten bis zu einem Jahr, bei Wirkungsgraden zwischen 50 % und 95 % laut [FVEE 2010A] und [FISCH 2005] durchaus erreichbar. Die Dimensionierung von Wärmespeichern kann im Bereich von Ein- und Mehrfamilienhäusern nach DIN 4708 [DIN4708 1994] erfolgen. Das hierbei verwendete Summenlinienverfahren lässt sich entsprechend auch auf andere Anwendungen übertragen [BUDERUS 1999], [BUDERUS 2002], (VGL. [FVS 2005], [FVS 2006]).

## 2.12 Lastmanagement-Potentiale

[UBA 2010] beschreibt den Vorgang des Lastmanagements bzw. Demand-Side-Managements als situationsbedingte Verlagerung von Stromanwendungen der Endverbraucher, wenn die elektrische Last über der Einspeisung liegt, in einen Zeitbereich, welcher einen entsprechenden Stromüberschuss aufweist. Der Gesamtvorgang wird in der nachfolgend genutzten Literatur auf maximal 24 Stunden begrenzt und laut [BMU 2012] allen Anwendungen zugesprochen, deren Energiebezug durch Strom- oder Wärmespeicher stückweise entkoppelbar oder zeitweise ganz verzichtbar erscheint. Der zukünftige Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnik (vgl. Kapitel 3) ermöglicht hierbei in allen Anwendungssektoren die Nutzung von Haushaltsgeräten über Klimaanlage bis hin zu industriellen Prozessabläufen. So entsteht eine Art virtueller Speicher, indem Anwendungen hoher Leistung wie Industrieprozesse aufgrund der Wirtschaftlichkeit nur begrenzt verlagert werden können.

Querschnittsanwendungen mit niedrigen Leistungen, wie Klimaanlage oder Haushaltsgeräte, lassen sich hingegen entsprechend häufiger ansprechen [UBA 2010]. Mögliche Regelleistungspotentiale können hierbei über Handelsmärkte wirtschaftlich eingebunden werden. In Industrie und Gewerbe existieren bereits Leistungsmessungen und Spitzenlastbegrenzungen, durch variable Tarife kann auch der Haushaltssektor zukünftig einbezogen werden. Minutenreservemarkt sowie Spotmarkt erlauben der Industrie und grundsätzlich auch dem GHD-Sektor gute Vermarktungsmöglichkeiten, eine Öffnung für kleinere Leistungsklassen, wie z.B. den Haushalten, wäre denkbar [BMU 2012], [KLOBASA 2007]. Die Betrachtung der Untersuchungen in [STADLER 2005], [KLOBASA 2007], [DENA 2010], [FFE 2010], [FFE 2010A] und [VDE 2012] ergab theoretisch erreichbare Potentiale zwischen 33 GW und 96 GW, basierend auf den jeweiligen Entstehungsjahren der Studien. Für das Jahr 2020 geben allein [DENA 2010] und [VDE 2012] technisch umsetzbare Potentiale im Bereich von ca. 8 GW an. Auf Grundlage der zuvor genannten Ergebnisse wurden eigene Abschätzungen hinsichtlich eines verfügbaren DSM-Potentials im Jahre 2050 getroffen. Bestehende Potentiale im Bereich der Nachtspeicherheizungen wurden hierbei entsprechend [ENEV 2012] nicht berücksichtigt. Anwendungen im Bereich der Wärmepumpen und KWK-Anlagen wurden ebenfalls herausgerechnet und der in Kapitel 4 beschriebenen stromgeregelten Fahrplanstrategie zugewiesen. Die zunehmende Effizienz innerhalb der Anwendungen wird erwartungsgemäß durch eine höhere Verbreitung und Auslastung kompensiert. Zusammengenommen stehen so 13 GW zur Verfügung, deren verschiebbare Energie etwa 20 GWh/24h bei maximal 365 Aktivierungen pro Jahr beträgt.

### 2.13 Zusammenfassung

Die durchgeführte Aufstellung und Bewertung der Potentiale für Erzeugung, Speicherung und Verbrauch bilden die Grundlage für das nachfolgend realisierte Energieversorgungsmodell und liefern die benötigten Rahmen-, Entwicklungs- und Prognosedaten. Ausbaupotentiale der Solarthermie wurden nicht betrachtet, da hier eine direkte Konkurrenz zu der angestrebten Versorgung über Photovoltaik, Wärmepumpen und KWK-Anlagen vorliegt. Mögliche Entwicklungen im Bereich der Mobilität erscheinen ebenfalls sehr vielschichtig und wurden aufgrund der schlechten Abschätzbarkeit ebenfalls ausgespart. Weiterführende Informationen finden sich neben den genutzten Studien in [SOPREN 2011], [NEEB 2009], [WWF 2009A] und [VDE 2010]. Abschließend sei an dieser Stelle noch der Einfluss des zu erwartenden Netzausbaus benannt, dessen Umsetzungstiefe einen begrenzenden Faktor innerhalb eventuell notwendiger Abregelstrategien darstellt. Nach [BNA 2012] und [NEP 2012] wird in diesem Zusammenhang eine maximale Netzkapazität von 200 GW im Jahre 2050 für realistisch gehalten.

## 3 Zentrale Entscheidungen aufgrund zentraler und dezentraler Informationen

### 3.1 Zielsetzung

Mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien mit stochastisch einspeisendem Charakter in unserer elektrischen Energieversorgung zu einem tragenden Bestandteil auszubauen, steigen die Anforderungen und der Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie. Neue Lastflusssituationen werden in den elektrischen Netzen entstehen, die ursprünglich für eine zentralisierte Strombereitstellung ausgelegt wurden. Den Anteil von effizienten Systemen, wie der KWK, an der Stromversorgung stark zu erhöhen, kann entscheidend zum Funktionieren der zukünftigen Elektroenergieversorgung beitragen. Durch die Abhängigkeit vom jeweiligen Wärmebedarf ist jedoch auch diese Form der Stromerzeugung von stochastischer Natur, es sei denn Strom- und Wärmeproduktion werden durch die Integration thermischer Energiespeicher entkoppelt. Speicher, in Schwachlastzeiten aufgefüllt und in Starklastzeiten entladen, können einen stromgeführten Betrieb der Anlagen ermöglichen, ohne die Deckung des jeweiligen thermischen Bedarfs zu vernachlässigen [STADLER 2008].

Von zentraler Bedeutung für die Integration dezentraler Energietechniken in die elektrische Energieversorgung zeigt sich die automatisierte Einbindung in das Betriebsmanagement. Die verwendete Technik zur Überwachung und Steuerung muss hierbei flexibel, zuverlässig und kostengünstig einsetzbar sein und zudem einen hohen Adaptionsgrad sowie eine sehr gute Wiederverwendbarkeit aufweisen. Gerade bei der Integration kleiner verteilter Leistungen wird hierbei der kommunikationstechnischen Anbindung eine tragende Rolle zuteil, um zeitnah, sicher und flexibel auf die Bedürfnisse des Stromversorgungssystems und des Strommarktes reagieren zu können. Sichere Verbindungen mit einer hohen Verfügbarkeit sollten hierbei im Fokus stehen [STADLER 2008].

Ebenso wird innerhalb der Dissertation das Ziel verfolgt, Kunden nicht durch standardisierte Lastprofile zu versorgen, sondern entsprechend deren realen Verbrauch zu behandeln. Aus diesem Grund werden Produkte des „Smart Meterings“ ebenfalls untersucht und in das Gesamtkonzept integriert [STADLER 2008].

Auf dieser Grundlage wurde eine technische Lösung entwickelt und in drei Pilotanlagen getestet, mit welcher dezentrale Anlagen in das Management eines Elektroenergieversorgungssystems integriert werden können. Neben der zu entwickelnden Hard- und Software der Fern- und Kommunikationstechnik stehen ebenfalls die Untersuchung geeigneter Betriebsführungsstrategien sowie deren Optimierungsprozeduren im Vordergrund [STADLER 2008].

## 3.2 Technisches Konzept

In diesem Kapitel werden die derzeitigen Standards der Leit-, Informations- und Kommunikationstechnik betrachtet und mit den Rahmenbedingungen der angestrebten technischen Lösung abgeglichen. Die zusätzliche Auswahl einer geeigneten Energiemanagementstruktur und die Möglichkeit entsprechende Optimierungsprozeduren in das Gesamtsystem zu integrieren, führt zu dem nachfolgend beschriebenen Konzeptansatz und dessen letztendlicher Umsetzung.

Grundsätzlich bedient sich das Gesamtsystem einer zentral organisierten Energiemanagementstruktur, welche Ihre Entscheidungen aufgrund zentraler und dezentraler Informationen trifft und diese entsprechend gezielt an die einzelnen Teilnehmer verteilt. Die dezentralen Rahmenbedingungen und Systeminformationen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit thermischem Speicher werden hierbei über eine Fernwerkstation erfasst und in einer OPC-Datenbank (**OLE for Process Control**) [OPC 2003] zur Verfügung gestellt. Messstände der Bezugs- und Erzeugungszähler werden über einen Kommunikationscomputer mit Modemfunktion zunächst gesammelt und aufbereitet und anschließend ebenfalls an die OPC-Datenbank versendet. Übergeordnet steht ein Prozessleit- bzw. Fernwerkssystem, welches die Messwerte und Meldungen der einzelnen Anlagenteile über die Datenbank empfängt und mittels der Leitwarte eine Visualisierung des Gesamtsystems anbietet. Der Überblick über die aktuellen Zustände sowie die direkte manuelle als auch automatisierte Steuerung und Konfiguration des Systems sowie der Fernwerkstationen wird hierdurch ermöglicht. Die OPC-Datenbank speichert alle lokalen und dezentralen Informationen über einen langen Zeitraum ab und stellt diese anderen Anwendungen und Systemen, wie dem Optimierungsalgorithmus oder optionalen Prognosemodellen, nach Zeitplan oder auf Anfrage zur Verfügung. In diesem Fall wurde zusätzlich ein Optimierungsalgorithmus (siehe Kapitel 4) eingebunden, welcher auf Grundlage der verschiedenen Systeminformationen und Prognosen den Einsatz der dezentralen Anlagen errechnet und daraufhin entsprechende Fahrpläne erstellt. Diese werden folgend an die einzelnen Fernwerkstationen versendet, welche demnach die Anlagen steuern.

## 3.3 Anbindung dezentraler Anlagensysteme mittels Fernwerktechnik

Für den Test der einzelnen Entwicklungen zur kommunikationstechnischen Anbindung, der Betriebsführungsalgorithmen und Software zur Optimierung des Anlagen- und Speichermanagements standen drei Standorte für den Aufbau der Pilotanlagen zur Verfügung. In Hamburg wurde ein Kleinst-Block-Heiz-Kraft-Werke (BHKW) bereitgestellt, welches in die Energieversorgung eines Werkstattgebäudes eingebunden war. Des Weiteren konnte ein BHKW in

Kassel als Pilotanlage ausgebaut und genutzt werden, welches ein Bürogebäude versorgte. Abschließend wurde an der Fachhochschule Köln eine Testanlage aufgebaut und auf die spezifischen Anforderungen der Untersuchung zugeschnitten. Die Tatsache, dass die verfügbaren Erzeugungsanlagen nicht in einem Niederspannungsnetz angesiedelt waren, fiel nicht ins Gewicht, da innerhalb des Testaufbaus der Fokus auf dem Beweis der technischen Umsetzbarkeit lag, während Rahmenbedingungen, wie z.B. ein übergeordnetes Stromlastprofil oder Preisanreize, vorgegeben werden konnten.

Aufgrund der unterschiedlichen technischen Beschaffenheit der drei zur Verfügung stehenden BHKW-Anlagensysteme wurden zunächst Überlegungen bezüglich einer geeigneten Überwachungs- und steuerungstechnischen Anbindung notwendig. Keines der Systeme wies die Möglichkeit der Nutzung einer genormten Schnittstelle mit offener Protokollstruktur auf, über welche Informationen abgerufen und extern in die Steuerung eingegriffen werden konnte. Dementsprechend mussten hierfür bestehende Hilfs-, Schalt- und Sensorkontakte der jeweiligen Systemsteuerungen genutzt sowie zusätzliche Temperaturfühler für die Zustandsbestimmung eingesetzt werden. Die Überwachungs- und steuerungstechnische Anbindung bedeutete in diesem Fall eine zu entwickelnde Einzellösung für jeden Anlagentyp. Die Relevanz und der Bedarf genormter Schnittstellen im Bereich dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen erscheint in diesem Zusammenhang deutlich und zeigt den Handlungsbedarf an dieser Stelle. Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus Kapitel 3 in Bezug auf die Anforderungen an Leit- und Kommunikationstechnik für heutige und zukünftige Anwendungen sowie der Bedarf an einer modularen Automatisierungslösung mit geringer Ausfallwahrscheinlichkeit, schneller und sicherer Datenübertragung und möglichst niedrigen Investitions- und Betriebskosten, wurde ein Stations- und Feldleitgerät auf der technischen Grundlage einer Speicher-Programmierbaren-Steuerung eingesetzt [FW5 2009] [SETIT 2009].

Das Stations- und Feldleitgerät ist am Markt bereits etabliert und findet seine breite Anwendung in Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen der Feld- und Netzleittechnik. Es bietet eine hohe Modularität, bedingt durch steckbare Erweiterungsbaugruppen, die von 16 Bit Messwert- und Weitbereichseingängen bis hin zu Relaisausgängen reichen. Flexible SPS-Funktionalität wird über eine systemeigene Entwicklungsumgebung [CODEIT 2009] nach IEC 61131-3 erreicht. Die schnelle Einbindung externer Komponenten wird über ein Parametrier- und Diagnosewerkzeug [SETIT 2009] unterstützt und ermöglicht so die Umsetzung Kommunikations- und Automatisierungsanwendungen mit Anspruch von kleinem bis großem Mengengerüst gemäß den gestellten Anforderungen. Die traditionelle technische Ansiedlung im Bereich der Netzleittechnik sorgt zudem für die Einhaltung und Kompatibilität zu internationalen Standards und Normen, wie u.a. der IEC 60870-5 im Bereich der Fernwirkkommunikation, welche die Betriebsbedingungen für

Fernwerkeinrichtungen und Fernwirkssysteme umfasst. Vervollständigt wird das Fernwirkssystem durch seine hohe kommunikationstechnische Anbindbarkeit. Umfassende Betriebsarten, Übertragungswege und Übertragungsursachen stehen zur Verfügung, welche von Punkt-zu-Punkt Übertragungen über LAN-Netzwerkverbindungen bis hin zu zyklischen Aufrufen reichen [FW5IN 2010]. Konzipiert als Schnittstelle zwischen den dezentralen Anlagensystemen und dem Betreiber kann die hutschienenbasierte Fernwerkstation auch innerhalb des Hausanschlusses im Zählerschrank oder bei größeren Abnehmern des Gewerbes und der Industrie im Bereich der Übergabestation eingesetzt werden. Die technische sowie juristische Grenze zwischen öffentlichem Netz und Gebäudenetz, welche durch den Netzanschlusspunkt bzw. die Übergabestation definiert ist, wird somit eingehalten [TABNS 2007] [TABMS 2008] [EEGHH 2004]. Diese Beibehaltung der bereits vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle ermöglicht zudem vereinfachte Zugriffsrechte und Vertragsstrukturen zwischen Kunde und Betreiber. Abbildung 3.1 zeigt exemplarisch für den Standort Kassel die Umsetzung der Steuerungs- und Überwachungslösung.

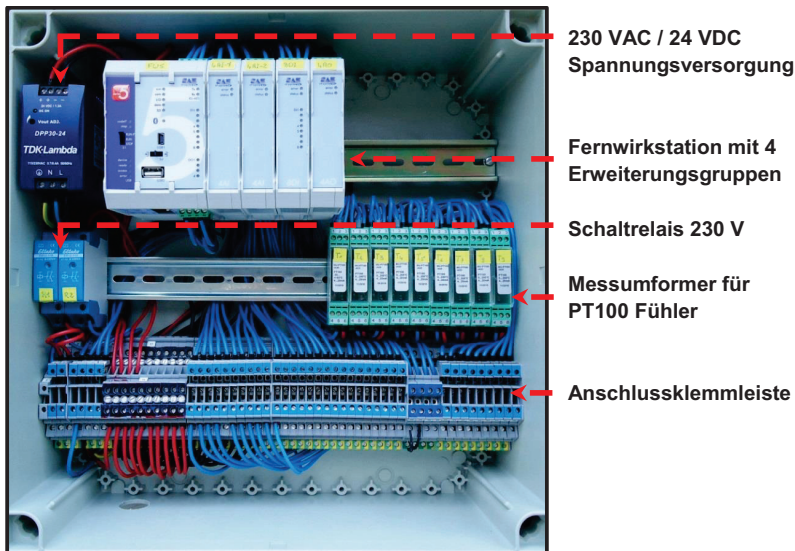


Abb. 3.1: Steuerung und Überwachung am Standort Kassel [E. D.]

Die Fernwerkstation mit den Erweiterungsbaugruppen wurde hierbei in ein Kunststoffgehäuse mit hoher Schutzart IP 66 und metrischen Vorprägungen zur einfachen Wandmontage eingebracht. Neben einer galvanisch getrennten

Spannungsversorgung sind die Messumformer zur Temperaturmessung und zusätzliche Schaltrelais mit höherer Spannungsfestigkeit und Hilfskontakt erkennbar. Alle Ein- und Ausgänge der Einzelkomponenten wurden auf eine Anschlussklemmleiste gelegt und durch eine entsprechende Dokumentation ergänzt, um die schnelle Inbetriebnahme vor Ort und die Möglichkeit einer späteren Erweiterung des jeweiligen Mengengerüsts zu gewährleisten.

#### 3.3.1 Mengengerüst am Standort Hamburg

Das im Industriegebiet liegende Werkstattgebäude, welches teilweise auch als Büroraum genutzt wird, weist einen durchschnittlichen Gasverbrauch von 223.500 kWh/a zur Brauch- und Warmwasserbereitung auf. Für die Versorgung der 1.924 m<sup>2</sup> großen Fläche stehen folgende Erzeugungsanlagen zur Verfügung, deren Verschaltung Abbildung 3.2 entnommen werden kann:

- 2 Brennwert-Kessel der Firma Viessmann; BJ 1994;  $Q_N = 65 \text{ kW}_{th}$
- 1 BHKW der Firma Sachs; BJ 1994;  $12,5 \text{ kW}_{th}/5 \text{ kW}_{el}$ ;  $\eta = 0,85$ ;  $\sigma = 0,44$
- 1 thermischer Speicher 2000 Liter (vorher 750 Liter)
- 4 Vakuum-Röhrenkollektoren der Firma Viessmann mit 10 m<sup>2</sup> Fläche
- 1 thermischer Speicher 300 Liter
- 1 Photovoltaikanlage der Firma Deutsche Aerospace; ca.  $8,5 \text{ kW}_P$
- 1 Horizontalachser Aircon 10; BJ 2007;  $P_N = 10 \text{ kW}_{el}$
- 1 Vertikalachser Ropatec WER 060; BJ 2007;  $P_N = 3,5 \text{ kW}_{el}$

Der Heizkreis wird über ein Zweirohrsystem versorgt, welches mit einer Vorlauftemperatur von 55 °C und einer Rücklauftemperatur von 45 °C arbeitet. Zur Grundlastabdeckung dient hierbei das BHKW [DACHS], die beiden Kessel werden zur Spitzenlastabdeckung genutzt. Um die Vorteile einer Entkopplung von thermischer und elektrischer Erzeugung untersuchen zu können, wurde das thermische Speichervolumen von 750 Liter auf 2.000 Liter vergrößert. Ein zweiter thermischer Speicher mit einem Volumen von 300 Liter dient zusätzlich der Brauchwasserversorgung und wird vorrangig über die Röhrenkollektoren und nachrangig über das BHKW gespeist [GSAN 2009]. Da die Röhrenkollektoren verschiedene Defekte aufwiesen, wurden diese für die weitere Untersuchung nicht berücksichtigt. Der Zugriff auf das BHKW konnte über die direkte Schnittstellennutzung der Anlagensteuerung realisiert werden. Über die Befehlsausgänge der Fernwirkstation werden die externen Sensoranschlüsse des BHKW überbrückt und so mit einem 5 VDC Signal belegt. Eine Freigabe und Sperrung sowie die direkte Anforderung der Anlage sind damit möglich. Die Freigabe der Kessel erfolgt nach dem gleichen Prinzip über zusätzliche Steuerrelais mit einer Schaltspannung von 230 VAC, welche als Signalspannung innerhalb der Kesselsteuerung verwendet wird und über die Befehlsausgänge der Fernwirkstation nicht bereitgestellt werden konnte. Die



Zustände der Anlagen, wie Betrieb und Störung, werden an entsprechenden Meldekontakten abgenommen und über die digitalen Weitbereichseingänge der Fernwirkstation ausgewertet. Höhere Signalspannungen können hierbei z.B. über ein Relais entsprechend angepasst werden. Alle relevanten Temperaturen, wie Pufferspeicher-, Außen-, Vor- und Rücklauftemperatur, werden über einen PT100-Fühler erfasst, an einen Messumformer weitergeleitet und in ein 4 bis 20 mA Signal umgewandelt, welches nachfolgend von einem Messwerteingang der Fernwirkstation interpretiert werden kann:

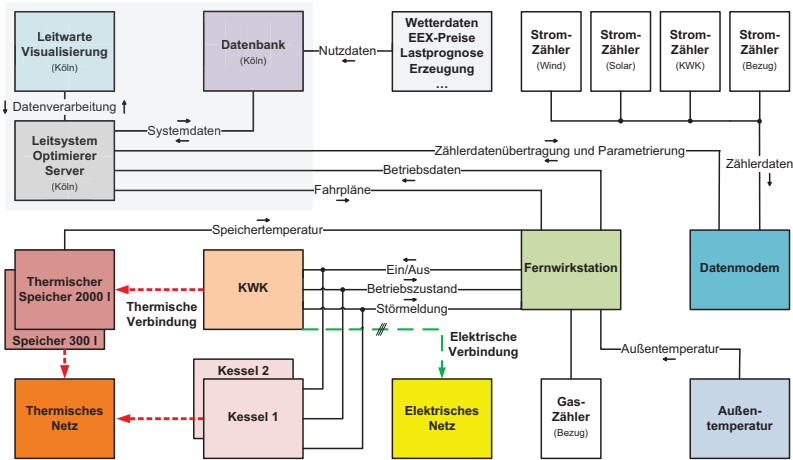


Abb. 3.2: Versorgungssystem und Anbindungskonzept am Standort Hamburg [E. D.]

Eine Aussage über den Füllstand des thermischen Speichers wird über den Einsatz von drei Temperatursensoren erreicht, welche im oberen ( $T_o$ ), mittleren ( $T_m$ ) und unteren ( $T_u$ ) Drittel des Speichers angebracht wurden. In Abhängigkeit der vorliegenden Vor- ( $T_V$ ) und Rücklauftemperatur ( $T_R$ ) des Systems kann so über die nachfolgende Formel ein prozentualer Füllstand ( $F_S$ ) des Speichers errechnet werden. Der Quotient  $\Delta TF$  beschreibt hierbei das Verhältnis von Temperaturänderung zu prozentualer Füllstandsänderung.

$$\left( \frac{\left( \frac{T_o + T_m + T_u}{3} \right) - T_R}{\Delta TF} \right) = F_S \quad (3.1)$$

$$\Delta TF = \frac{1}{100} * (T_V - T_R) \quad (3.2)$$

Durch das Aufbringen weiterer Sensoren kann die Erfassung der einzelnen Temperaturbereiche verbessert und somit eine genauere Bestimmung des Füllstands erzielt werden. Die zur Berechnung genutzte Formel (3.1) muss in diesem Fall entsprechend der Darstellung in (3.3) angepasst werden.

$$\left( \frac{\left( \frac{\sum_1^n T_n}{n} \right) - T_R}{\Delta TF} \right) = F_S \quad (3.3)$$

Im Gegensatz zu den elektrischen Energiezählern, welche sich im Kellergeschoss befinden, ist der Gasbezugszähler nahe dem BHKW im zweiten Obergeschoss angebracht. Neben der realisierten Stromzählerfernauslesung (siehe Kapitel 3.6) findet eine Erfassung des Gasverbrauchs direkt über die Fernwerkstation statt. Der bestehende Balgengaszähler des Typs BK-G4 wurde zunächst durch einen Impulsnehmer IN-Z61 nachgerüstet, welcher den Zählwerksfortschritt über einen Impulsausgang zur Verfügung stellt. Das Impulssignal wird nachfolgend über einen Weitbereichseingang der Fernwerkstation eingelesen und zur Verfügung gestellt.

#### 3.3.2 Mengengerüst am Standort Kassel

Das Bürogebäude aus den frühen 1970er Jahren mit einer Nutzfläche von ca. 800 m<sup>2</sup> weist einen Gasverbrauch von durchschnittlich 160.000 kWh/a auf. Für die thermische Versorgung des Gebäudes werden die nachfolgenden Anlagen genutzt (siehe Abb. 3.3):

- 1 NT-Gebläsekessel; BJ 1990; QN = 100 kW<sub>th</sub>; η = 0,89
- 1 BHKW der Firma EC-Power; BJ 2009; stufenlos modulierend zwischen 17 – 30 kW<sub>th</sub> und 6 - 15,2 kW<sub>el</sub>; η = 0,92<sub>max</sub>; σ = 0,35 – 0,51
- 1 thermischer Speicher 1.000 Liter
- 1 thermischer Speicher 7.000 Liter

Ebenfalls über ein Zweirohrsystem wird der Heizkreis versorgt, welcher mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C und einer Rücklauftemperatur von 55 °C arbeitet. Die Deckung der Grundlast erfolgt auch hier über das BHKW [ECPow] während die Spitzenlast auf den Betrieb des Kessels entfällt. Die thermischen Speicher sind über Sperrventile gekoppelt und können maximal 8.000 Liter bereitstellen [KASen 2009]. Temperaturmessungen, der Zugriff auf das BHKW und den Kessel sowie die Zustandsbestimmung wurden analog zu den Ausführungen in Kapitel 3.3.1 unter Berücksichtigung der vorliegenden Potentialbehafung von 24 VDC realisiert. Die Ansteuerung der stufenlosen

Leistungsmodulation konnte über die SPS-Funktionen der Fernwerkstation umgesetzt werden. Ein positives Rechtecksignal mit 24 VDC und einer variablen Frequenz zwischen 1 Hz und 4 Hz wird hierfür entsprechend der gewünschten Leistungsstufe über einen digitalen Ausgang etabliert und an den Steuereingang des BHKWs gesendet. Bei der Erfassung der verschiedenen Zählerstände wurde auf den Einsatz des entwickelten Fernauslesesystems verzichtet, stattdessen werden die Messwerte direkt über die Fernwerkstation aufgenommen. Ausgelesen werden der Gasverbrauch des BHKWs und des Kessels, die Wärmemenge im Zulauf der Speicher und im Heizkreis sowie elektrische Erzeugung und Verbrauch des Bürogebäudes.

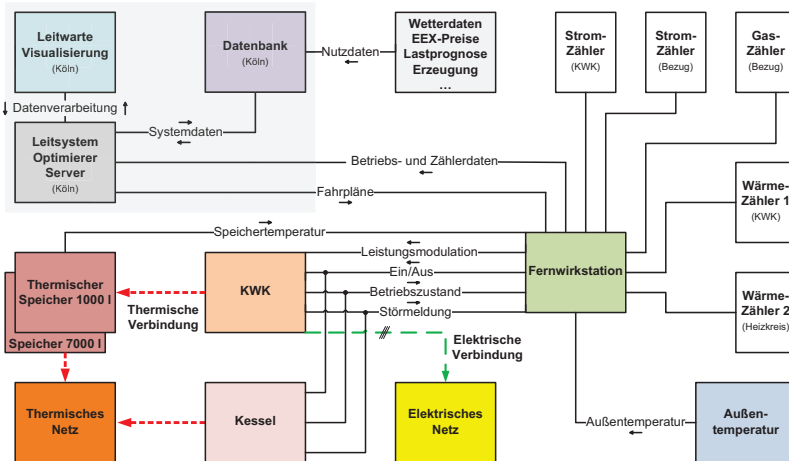


Abb. 3.3: Versorgungssystem und Anbindungskonzept am Standort Kassel [E. D.]

### 3.3.3 Mengengerüst am Standort Köln

Im Labor für Erneuerbare Energien und Energiewirtschaft an der Fachhochschule Köln wurde eine weitere Pilotanlage innerhalb eines Versuchscontainers auf dem Flachdach der neunten Etage aufgebaut. Möglichst variable Testbedingungen konnten über die Auswahl eines Aggregats [LION 2009] mit hohem Modulationsgrad sowie dessen Ergänzung mit einem 800 Liter Pufferspeicher erreicht werden (siehe Abb. 3.4):

- 1 BHKW der Firma OTAG; BJ 2011; stufenlos modulierend zwischen 3 – 16 kW<sub>th</sub> und 0,3 – 2 kW<sub>el</sub>;  $\eta = 0,94$ ;  $\sigma = 0,1 - 0,125$
- 1 thermischer Speicher 800 Liter

Versorgt wird das System über eine Flüssiggasstation, da auf keinen bestehenden Erdgasanschluss zugegriffen werden konnte. Die erzeugte thermische Energie wird über ein Zweirohrsystem mit einer Vorlauftemperatur von 60 °C und einer Rücklauftemperatur von 40 °C an den Heizkreis abgegeben. Da der Versuchsanlage kein thermisch zu versorgendes Netz zu Grunde liegt, wird der Bedarf über einen 3 kW Radiator sowie einen an der Außenwand verbauten Zwei-Stufen Luftheritzer künstlich erzeugt. Beide Kreisläufe lassen sich über ein elektrisches Umschaltventil wahlweise betreiben und sind zusätzlich frostsicher ausgelegt. Simulationen verschiedener Verbräuche werden dadurch möglich. Die Anbindung der Fernwirkstation erfolgte analog zu den Ausführungen in Kapitel 3.3.1 und Kapitel 3.3.2 unter Berücksichtigung einer vorliegenden Potentialbehaffung von 5 VDC. Für die Ansteuerung der Leistungsmodulation wird ein Spannungssignal zwischen 0 V und 5 VDC benötigt, dessen Realisierung über die Umsetzung eines Spannungsreglers erfolgte. Eine Verschaltung von Spannungsfolger und Differenzenverstärker sorgt hierbei für die Umwandlung des Stromsignals eines analogen Ausgangs der Fernwirkstation in ein entsprechendes Spannungssignal. Verbaute Pumpen, Umschaltventile und der Luftheritzer wurden ebenfalls an die Fernwirkstation angeschlossen und lassen sich über diese steuern und überwachen. Die erzeugte elektrische Energie kann direkt in das Haus-Netz der Fachhochschule eingespeist werden. Messtechnisch werden die elektrische Erzeugung, der Gasverbrauch und die erzeugte Wärmemenge über das entwickelte Fernwirkssystem erfasst.

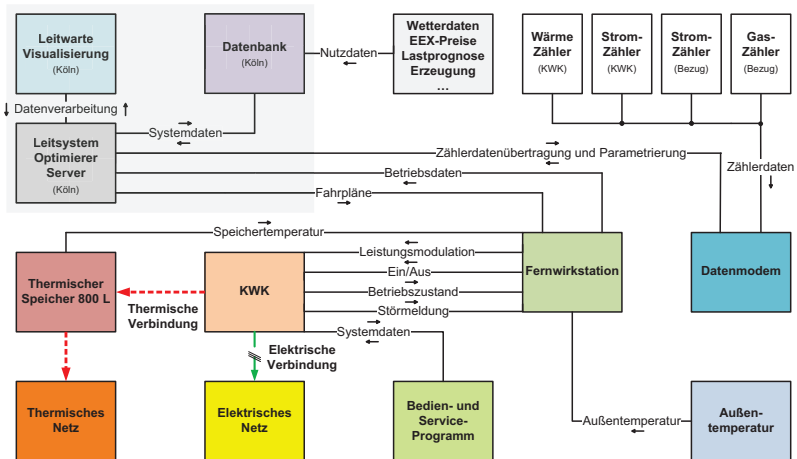


Abb. 3.4: Versorgungssystem und Anbindungskonzept am Standort Köln [E. D.]

Im Gegensatz zu den Installationen in Hamburg und Kassel kann am Standort Köln in Anlagennähe auf ein zusätzliches Bedien- und Serviceprogramm zugegriffen werden, welches zur Analyse und Überwachung des BHKWs dient. Über eine serielle Schnittstelle wählt sich das Programm in die Steuerung des Aggregats ein und macht so das Auslesen, Verändern und die weitere Nutzung gerätespezifischer Daten möglich. Die Einstellung der Anlagenparameter und der verschiedenen Betriebsarten sowie eine Online-Visualisierung aller betriebsrelevanten Daten kann hierüber erfolgen. Innerhalb der studentischen Aus- und Weiterbildung werden so ausgeführte Aktionen sowie deren Reaktionen in direkter Anlagennähe für die Studenten erfahr- und nachvollziehbar [OSP 2008].

### 3.4 Kommunikationsanbindung

Die funktionale Organisation des Einspeisemanagements aus regenerativen Energiequellen sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Smart Grid sorgen ebenfalls für neue An- und Herausforderungen im Bereich der Kommunikationsanbindung. Die Automatisierung und Anbindung niedriger Spannungsebenen, charakterisiert durch dezentrale Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Energie, führt vor allem zu Steuerungs-, Überwachungs- und Kommunikationsaufgaben für eine hohe Anzahl verteilter Systeme [SAE 2012].

Die kommunikationstechnische Anbindung der Fernwerkstationen an die Leitstelle kann hierbei direkt über zahlreiche Kommunikationswege und Protokolle oder über einen zwischengeschalteten Fernwirkkopf erfolgen. Häufige Statusabfragen der Fernwerkstationen durch die Leitstelle können ein erhebliches Datenvolumen generieren. Der Einsatz eines Fernwirkkopfes dient hierbei der vorteilhaften Entkopplung der Leitstellenkommunikation. Mit separatem Prozessabbild und symmetrischem Betrieb der Fernwirkköpfe wird das Kommunikationsvolumen erheblich reduziert und die Netzsegmente werden sicherheitstechnisch von der Leitstelle getrennt. Die Optimierung der Kommunikationszeiten und -verfahren sowie die Umwandlung unterschiedlicher Protokolle und Daten können somit für die Leitwarte ermöglicht werden. Eine redundante Auslegung von Fernwerkstation bis Leitwarte führt zusätzlich zu einem logischen Netzwerk mit fortwährendem Datenabgleich. Der Ausfall von Fernwerkstation, -kopf, Leitwarte oder Internetverbindung führt somit nicht mehr zum Ausfall des gesamten Fernwirksystems. Abbildung 3.5 zeigt in diesem Zusammenhang eine Übersicht der grundsätzlich verfügbaren Kommunikationswege und Anbindungsmöglichkeiten [SAE 2012].

Die kommunikationstechnischen Anforderungen werden über die Anwendung der Normen IEC 61850 [IEC61850] und IEC 60870-5 weitestgehend erfüllt. Über die Umsetzung der Normenreihe IEC 60870-5 kann die Kommunikation verschiedener Geräte und Anlagen der Fernwirk-, Stations- und Netzleittechnik

erreicht werden, ohne die Notwendigkeit zusätzlicher Entwicklungen. Als universeller Standard lässt das Protokoll in seiner allgemeinen Beschreibung genügend Raum für Sonderlösungen und spezielle Applikationen. In mehreren Teilen beschreiben diese im Einzelnen die geltenden Standards der Fernwirktechnik (IEC 60870-5-101), die notwendige Funktionalität der Zählwertübertragung (IEC 60870-5-102) sowie die Anforderungen an Schutzgerätekopplung (IEC 60870-5-103) und die Fernwirkaufgaben in IP-basierten Netzen (IEC 60870-5-104).

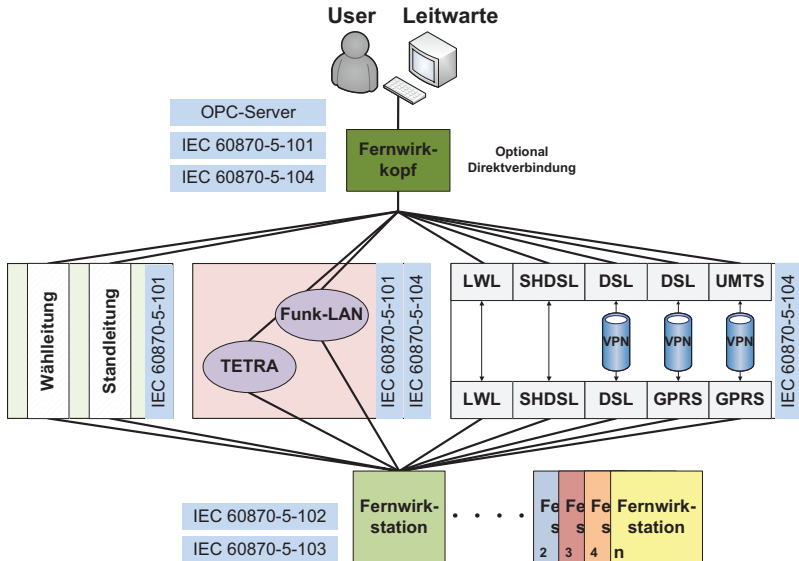


Abb. 3.5: Übersicht möglicher Kommunikationswege und Protokolle [DEZINT 2011] [E. D.]

Passgenau für die Erfordernisse der Forschungsfrage findet die benannte Norm bereits ihre breite Anwendung im Bereich von Kommunikations- und Infrastrukturnetzen im internationalen Raum. Die Funktionalität des Gesamtsystems kann zusätzlich über die Umsetzung der Norm IEC 61850 erhöht werden. Als Übertragungsprotokollstandard für die Schutz- und Leittechnik innerhalb der Mittel- und Hochspannungstechnik basiert das genutzte Datenmodell der Schnittstelle auf einem objektorientierten Ansatz. Anders als bei dem signalorientierten Datenmodell der IEC 60870-5 sind die übertragenen Objekte und deren Struktur selbstbeschreibend. Die Realisierung einer durchgängigen Systemarchitektur von der Fernwerkstation

bis hin zur Leitwarte, ohne den Einsatz zusätzlicher Gateways, ist damit möglich [IEC61850].

Die Umsetzung des Lösungsansatzes setzt die kommunikationstechnische Verbindung der drei voneinander örtlich entfernten und netztechnisch getrennten Testanlagen in Hamburg, Kassel und Köln mit der Leitwarte voraus. Die Leitwarte wurde hierbei in das lokale Netzwerk der Fachhochschule Köln integriert. Aufgrund dieser gewählten Netzwerktopologie wurde als Übertragungsweg eine VPN-Verbindung realisiert, da diese für Remote-Zugriffe auf das Datennetz der Fachhochschule zwingend notwendig ist und darüber hinaus die Anforderungen des Projekts vollständig abdeckt [CAMIT 2012]. In diesem Zusammenhang kann eine VPN-Verbindung nach [BSI 2006] definiert werden: „Ein **Virtual Private Network (VPN)** ist ein Netz, das physikalisch innerhalb eines anderen Netzes (meist des Internet) betrieben wird, jedoch logisch von diesem Netz getrennt wird. VPNs können unter anderem mit Hilfe kryptographischer Verfahren die Integrität und Vertraulichkeit von Daten schützen und die Kommunikationspartner sicher authentisieren, auch dann wenn mehrere Netze oder Rechner über gemietete Leitungen oder öffentliche Netze miteinander verbunden sind.“

Der Anspruch auf Vertraulichkeit, Authentizität und Integrität der einzelnen Standortnetzwerke kann mittels dieser Übertragungsart erreicht und gewährleistet werden. Als Nutzungsart wurde eine Client-Server-Verbindung aufgebaut, die unter anderem ideal für die Fernwartung dedizierter Systeme geeignet ist, bei der Zugriffe auf Administratorebene erforderlich sind [BSI 2006]. Die Position des VPN-Servers bezieht die Leitwarte am Standort Köln. Die Standorte Hamburg und Kassel werden als sogenannte Clients angebunden. Ein möglicher Zugriff zwischen den einzelnen Clients kann nur über den Server erfolgen und wird innerhalb des Projekt szenarios dauerhaft unterbunden. Die letztendliche Verbindung erfolgt zwischen dem VPN-Server und den VPN-Gateways, deren Funktion die VPN-fähigen Netzwerkrouter der Standorte übernehmen. Als VPN-Client-Software wird in diesem Fall eine frei verfügbare Remote-Access-VPN-Client-Version eingesetzt [SHREWS 2010], weil diese im Vergleich zu windowsbasierten Versionen die simultane Verbindung zu mehreren VPN-Clients ermöglicht. Die Schnittstelle zu den VPN-Serverfunktionen sowie der VPN-Server selbst werden über den bestehenden OPC-Server bereitgestellt. Hierbei wird ein virtueller Adapter genutzt, der die IP-Adressumsetzung von einer privaten in eine öffentliche IP-Adresse vornimmt, um eventuelle IP-Konflikte mit dem OPC-Server zu vermeiden. Dementsprechend wird der VPN-Verbindung eine feste IP-Adresse innerhalb der OPC-Serverstruktur zugeteilt. Abbildung 3.6 zeigt die Anbindung der Leitwarte mit den einzelnen Standorten sowie die Systemstruktur. Am Standort Köln wird auf die Umsetzung eines sogenannten VPN-Tunnels verzichtet, da Fernwirkstation und Leitwarte bzw. Datenbank und Server Teil des gleichen lokalen Netzwerks sind. Die Fernwirkstationen der Standorte Hamburg und

Kassel wurden zunächst über ihre LAN-Schnittstelle mit dem jeweiligen lokalen Netzwerk und darüber mit dem VPN-Router verbunden. Ebenfalls wird die Anbindung des Datenmodems des entwickelten Fernauslesesystems dargestellt, welche auch über eine VPN-Verbindung realisiert wurde und folgend unter Kapitel 3.6 beschrieben wird.

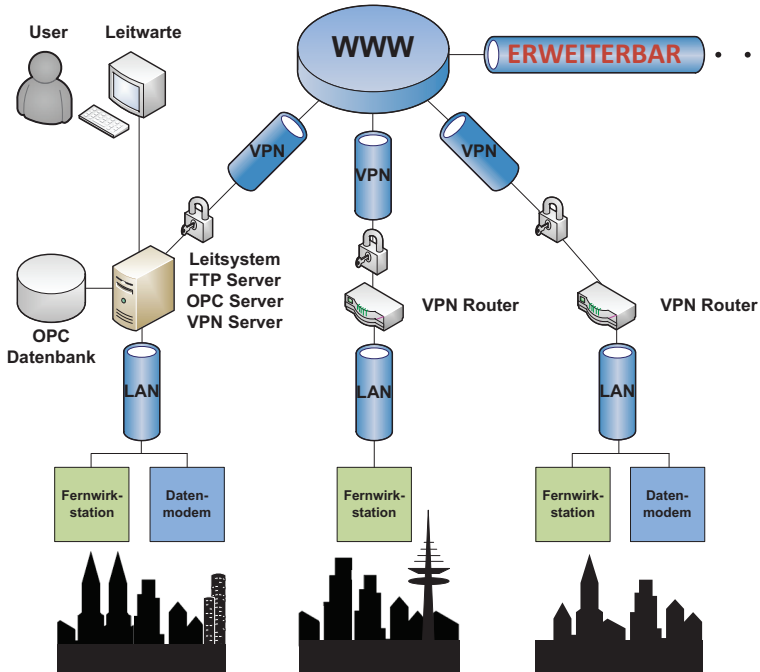


Abb. 3.6: Kommunikationstechnik des Gesamtsystems [E. D.]

Die Erzeugung der VPN-Verbindung erfolgt über die Verwendung von Internet Protocol Security“ (IPSec) [IPSEC 2005], eines der momentan in Wirtschaft und Verwaltung am weitesten verbreiteten und sichersten Protokolle zur Authentisierung und Verschlüsselung, welches über die Internet Engineering Task Force (IETF) standardisiert und als „Requests For Comments“ (RFC) veröffentlicht wurde [BSI 2006] [IETF 2012]. IPSec versteht sich als Erweiterung des Internet Protokolls (IP), um verschiedene Verschlüsselungs- und Authentifizierungsmechanismen. Mit der Fähigkeit IP-Pakete kryptografisch zu sichern, ist seine Anwendung im Adressraum von IPv6 obligatorisch und unter IPv4 optional möglich. In der Anwendung von IPSec wird zunächst über das Internet Key Exchange Protokoll (IKE) zwischen den Teilnehmern bestimmt,



welches Schlüsselaustauschverfahren angewendet bzw. welcher Schlüssel für die Authentisierung des Sicherungsprotokolls genutzt wird. Innerhalb des Projektes werden sogenannte **Pre-Shared Keys (PSK)** eingesetzt, die den Kommunikationspartnern vor Beginn des Authentisierungsverfahrens zur Verfügung stehen. Aus ihnen wird die eigentliche Authentisierung errechnet und eine Vertrauensstellung zwischen Server und Client etabliert. Innerhalb von IPSec werden zwei Protokolle für den IP-Packet-Transport definiert: Das **Encapsulating Security Payload Protokoll (ESP)** sowie das **Authentication Header Protokoll (AH)**. Durch beide Protokolle unterstützt kann folgend optional entweder das gesamte IP-Paket samt Header verschlüsselt werden oder der IP-Header der Ursprungspakete wird übernommen und lediglich der Paketinhalt wird verschlüsselt. Der Vorteil gegenüber anderen Protokollen, wie etwa **Secure Socket Layer (SSL)**, welches auf der Darstellungsschicht aufbaut, liegt in der direkten Verschlüsselung des TCP/IP-Protokollstapels in der Netzwerkschicht (Abb. 3.7). Der vielseitige Einsatz auf Endgeräten und Routern ist so ohne weitere Anpassungen möglich. Große Netzwerksysteme lassen sich so schnell und kostengünstig absichern und bei Bedarf erweitern [BSI 2006] [IBMV1 1998] [IBMV2 1999] [IBMV3 1999].

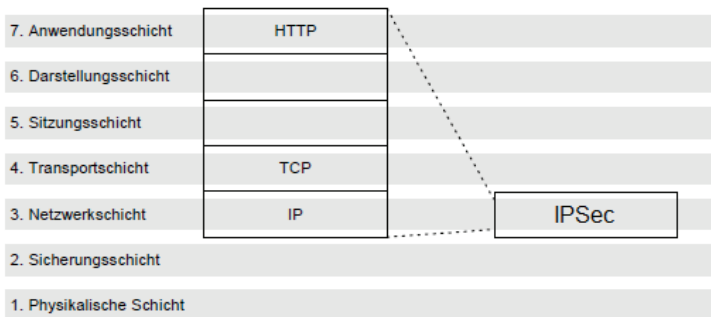


Abb. 3.7: IPSec im ISO/OSI Schichtenmodell [BSI 2006]

Die eigentliche Kommunikationsplattform, welche den Datenaustausch zwischen den Fernwerkstationen und dem Leitsystem ermöglicht, wird über einen OPC-Server realisiert. Systeme unterschiedlicher Funktionalität und Herkunft, wie Visualisierungen, Programme zur Betriebsdatenerfassung und Sonderlösungen, sogenannte Clients, lassen sich über diese standardisierte Schnittstelle koppeln. Die Softwareschnittstelle basiert hierbei auf dem Microsoft Standard COM/DCOM, welche als ausführbares Programm bei einem Verbindungsaufbau zwischen Client und Fernwerkstation gestartet wird. Die Wahl der zu Grunde liegenden **Component Object Model Technik (COM)** [COM 1995] ermöglicht eine Interprozesskommunikation nach dem Client-

Server-Prinzip, die unabhängig von der gewählten Programmiersprache und über Betriebssystemgrenzen hinweg operieren kann. Die Ergänzung von COM durch DCOM (**D**istributed **C**omponent **O**bject **M**odel) [DCOM 2012] erlaubt neben der lokalen Verbindung auch eine netzweite Kommunikation. Dadurch wird der Zugriff auf verteilte OPC-Server sowie ein paralleler Zugang der Clients auf die Datenquellen unterstützt. Ferndown- und -upload der einzelnen Stations-Parametrierungen sowie die Organisation der Parameterkonfiguration und Prozesspunkteübernahme in die OPC-Struktur sind so via Fernzugriff und Nutzung der Konfigurationssoftware von der Leitstelle aus problemlos möglich [OPC 2003].

Vorteile dieser Lösung gegenüber früheren Ansätzen liegen vor allem in den herstellerübergreifenden Anbindungs- und Verbindungsmöglichkeiten. Softwarehersteller können einen OPC-Client implementieren, während Hardwarehersteller einen passenden OPC-Server mit gerätespezifischem Protokoll hinter einer Standard-OPC-Schnittstelle einbringen. Auf die Notwendigkeit gerätespezifischer Treiber, Protokolle und Schnittstellen kann somit verzichtet werden. Die daraus resultierende breite Auswahl an Anbietern und Produkten macht besonders variable und preiswerte Lösungen möglich, deren Anwendung jedoch mit einem vergrößerten Speicherbedarf und einer erhöhten Prozessorauslastung einhergehen.

Neben den Prozessdaten der Fernwerkstationen mussten auch externe Daten, wie die Zählerstände des Fernauslesesystems oder die durch den Optimierer erstellten Fahrpläne, in das Gesamtsystem integriert werden. Die OPC-Schnittstelle bot hierzu die gestützte Kommunikation über einen Textfile-OPC-Server [OPCTXT 2009] an. Festgelegte Verzeichnisse werden hierbei durch den Server überwacht und bei einer Änderung entsprechend ausgelesen. Definitionen verschiedenster Textdateistrukturen sowie deren paralleler Betrieb sind jederzeit möglich. Das Einlesen externer Informationen aus Textdateien und deren Integration in die bestehende System- und Datenbankstruktur konnten so realisiert werden (siehe Kapitel 3.6).

### 3.5 Leitwarte und Prozessleitsystem

Die letztendliche Visualisierung, Überwachung und Steuerung des gesamten Erzeugungssystems findet innerhalb des Prozessleitsystems der Leitwarte in Köln statt. Zur Ausstattung des eingesetzten Prozessleitsystems gehört unter anderem ein Prozessbildeditor [PBE 2010], der eine objektorientierte Darstellung des Gesamtsystems als Vektorgrafik erlaubt. Die archivierten Prozessvariablen der einzelnen Fernwerkstationen werden hierbei in die grafische Oberfläche der Bedienstation integriert und um zusätzliche Informationen, wie Zählerdaten, Fahrpläne, Börsenpreise usw. ergänzt. Abbildung 3.8 zeigt die Webseitenstruktur der umgesetzten Visualisierung.

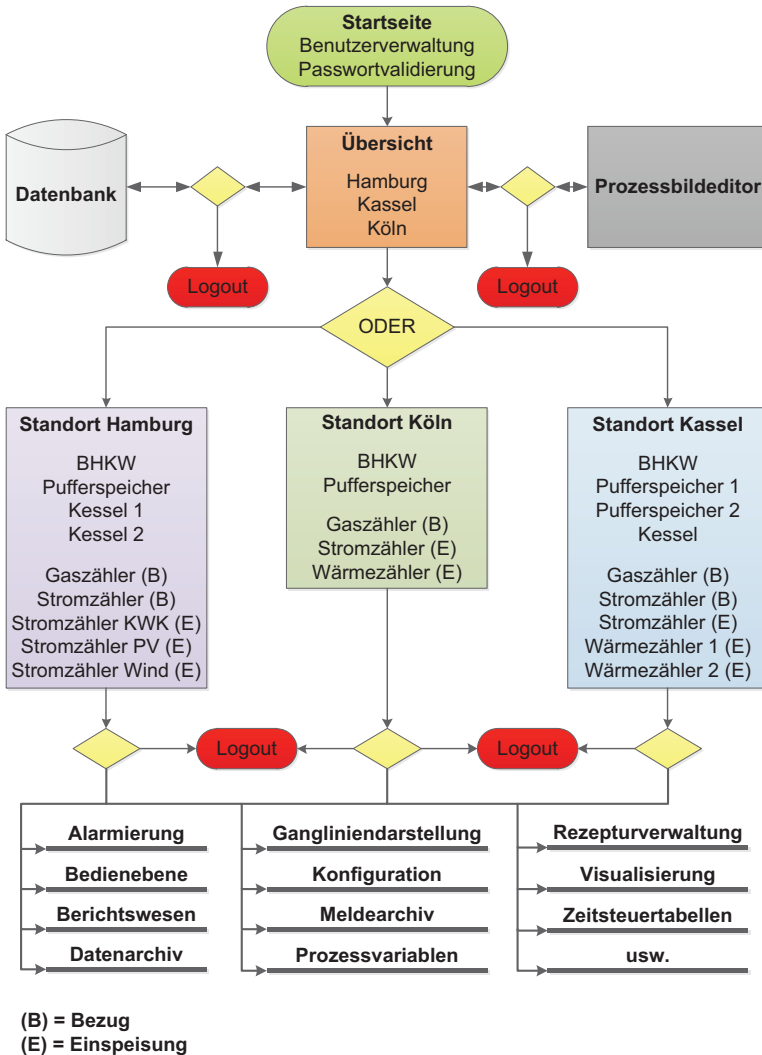


Abb. 3.8: Prozessleitsystem und Visualisierung [E. D.]

Je nachdem ob das Leitsystem lokal mit dem Web-Server verbunden ist oder ein Internetanschluss besteht, kann bei entsprechender Zugriffs- und Nutzerberechtigung von jedem externen Web-Browser über den Web-Server auf das Prozessleitsystem zugegriffen werden. Der Web-Browser erscheint so als vollwertige Bedienstation. Über die Startseite gelangt man nach

erfolgreicher Anmeldung zunächst auf eine Gesamtübersicht, welche die wichtigsten allgemeinen Informationen sowie spezifischen Prozessdaten der Fernwerkstationen beinhaltet. Der aktuelle Zustand des Gesamtsystems lässt sich so an einer Stelle gezielt durch den Benutzer abrufen. Ein schneller Zugriff auf die Datenbank und den Prozessbildeditor wurde ebenfalls an diesem Punkt realisiert und ermöglicht eine zeitnahe erste Diagnose des Systems. Für die genauere Betrachtung der einzelnen Anlagen kann auf eine Detailansicht der Standorte gewechselt werden. Neben der Darstellung von BHKW, Kessel und Speicher sowie Zählerständen und Standortinformationen stehen hier zahlreiche Funktionen wie Gangliniendarstellungen, Alarmierungen und die manuelle Steuerung der Anlagen zur Verfügung. Prozessvariablen können funktional kombiniert und zur Bereitstellung zusätzlicher Informationen, wie der zuvor beschriebenen Speicherfüllstandberechnung, genutzt werden. Parametrierbare Überwachungsfunktionen und Wächter sorgen für die Einhaltung und Anzeige von Grenz-, Betriebs- und Fehlerwerten. Die Organisation der Prozessvariablen findet in Ordnern und Unterordnern entsprechend Ihrer Anlagenzugehörigkeit statt. Die Variablenliste bedient sich hierbei einem genauen Kennzeichnungs- und Beschreibungsformat. Signaltyp, Signalherkunft und ID werden ebenso erfasst und dargestellt wie Zeitstempel und Status. Die im Prozessbild dargestellten Prozessdaten werden dynamisch aufgefrischt und stehen somit zu jedem Zeitpunkt aktuell zur Verfügung. [PBE 2010] [PLSA 2010] [PLSP 2010].

Als reines Software-Produkt kann das verwendete Prozessleitsystem mit jeder marktüblichen Hardware kombiniert werden. Die Verbindung zwischen Automatisierungs- und Prozessleitebene erfolgt hierbei über den beschriebenen OPC-Standard, der einen reibungslosen Datenaustausch über alle Kommunikationsprotokolle und Hersteller hinweg gewährleistet. Dank der Modularen Grundstruktur kann das System je nach Anforderung ausgelegt und bei Bedarf erweitert werden.

### 3.6 Zählerfernauslesesystem

Der Anteil erneuerbarer Energien am Energieversorgungssystem wird auch in Zukunft weiter ansteigen. Ein verstärkt fluktuierendes Einspeiseverhalten sowie vermehrt dezentrale Erzeugung und Verbrauch werden diese Entwicklung begleiten. Ein möglicher starker Anstieg der Nutzung von Elektrofahrzeugen kann zudem eine erhebliche zusätzliche Spitzenlast im Stromnetz bedeuten. Die Notwendigkeit einer flexibel reagierenden Energieversorgung tritt in den Vordergrund, welche über die Einrichtung intelligenter Stromnetze, so genannter Smart Grids, erfüllt werden kann. Dem Einsatz intelligenter Messsysteme (Smart Meter) auf der Verbraucherseite wird hierbei eine Schlüsselrolle zuteil. Im Gegensatz zu den bekannten Zählersystemen der Vergangenheit und Gegenwart erfassen Smart Meter neben dem Verbrauch

und einer etwaigen Erzeugung von Strom, Gas, Wärme und Wasser auch detaillierte Informationen über Spannungsabfälle, Netzfrequenz und Netzbelastung. Mittels moderner Informations- und Kommunikationstechnik können diese Indikatoren einer übergeordneten Analyse- bzw. Entscheidungsinstanz zugänglich gemacht und für eine zeitgenaue Abbildung und Steuerung des Stromnetzes genutzt werden. Die nationale Umsetzung des Messeinrichtungseinsatzes durch das **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** und die **Messzugangsverordnung (MessZV)** sorgt für die zunehmende Verbreitung intelligenter Messsysteme unter Berücksichtigung der Datenschutz- und Datensicherheitsbestimmungen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Im Zuge dieser Entwicklung wird die genaue Darstellung des Verbrauchsverhaltens im Bereich der bis dahin nicht leistungsgemessenen Abnehmer und sogar die automatische Steuerung von Haushalts- und Elektrogeräten für **Demand Side Management** Anwendungen (DSM) möglich. [BSI 2012] [BR 2012] [EE 2012].

Im Hinblick auf die in Kapitel 3 herausgestellten Anforderungen wurde bei der Umsetzung des Smart Metering Systems schon in den Anfängen auf eine modulare und erweiterbare Struktur geachtet, um auch auf zukünftige Entwicklungen und Erfordernisse reagieren zu können. Begriffe wie "intelligente Messtechnik" und "Smart Meter" waren zu diesem Zeitpunkt bereits geprägt, ohne dass es einheitliche, umfassende und genaue Definitionen dafür gab. Normung und Verfeinerung gesetzlicher Rahmenbedingungen halten bis heute an und stellen immer detailliertere Anforderungen an die Technik. Das ausgewählte Kommunikationsmodem [SDPHB 2009] dient grundsätzlich der Erfassung und Übertragung von Daten. Der Fokus liegt hierbei auf der Fernauslesung von Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserzählern. Den Kern des Datenmodems bildet ein 32 Bit Mikrocontroller, der durch ein Betriebssystem sowie Arbeits- und Datenspeicher ergänzt wird. Alle Funktionen sowie die Spannungsversorgung werden über einen speziellen Kontrollbaustein, einen so genannten Watchdog, überwacht, um Unregelmäßigkeiten direkt erkennen und melden zu können. Die systemeigene Echtzeit wird über einen Uhrenbaustein realisiert, der sich regelmäßig via Internetanbindung über das **Network Time Protocol (NTP)** synchronisiert [IETF 2012]. Eine zeitgenaue Zuweisung im Millisekundenbereich kann hierüber problemlos erfolgen. Mögliche Netzausfälle sind mehrere Tage mittels einer Pufferbatterie überbrückbar. Auslesung, Datenaufbereitung oder sonstige Anwendungen können entweder über die Basisfunktionalität des Betriebssystems oder als zusätzliche Softwaremodule realisiert werden. Mit hoher Betriebssicherheit und Effizienz erfolgt so ein direkter Zugriff auf die angeschlossenen Zähler, während der große Funktionsumfang die zusätzliche Steuerung dezentraler Prozesse ermöglicht. Ähnlich dem zuvor beschriebenen Fernwirksystem lässt sich auch das verwendete Datenmodem funktional auf die jeweiligen Anforderungen am Einsatzort abstimmen. Drei Ausstattungsgruppen lassen sich hierbei in unterschiedlicher Konfiguration miteinander kombinieren (siehe Abbildung 3.9).

Der Kommunikationsadapter dient der Fernverbindung und kann je nach Messstelle für eine PSTN-, GSM/GPRS- oder Ethernetverbindung ausgelegt werden. Für die Datenübertragung werden die Standards der Internetprotokolle wie TCP/IP, FTP oder SMTP genutzt. Der Anschluss externer Komponenten erfolgt über ein Schnittstellenmodul, welches auf der Basis-Platine zusammen mit Netzteil, Speicher und Mikrocontroller untergebracht ist. Vielfältige Schnittstellen, wie RS232 und RS485 nach EN 62056-21 [EN62056-21 2003] oder MBus nach EN 1434 [DINEN1434 1 bis 6] stehen zur Verfügung. Zusätzliche Baugruppen mit speziellen Aufgaben können über Erweiterungsmodule eingebunden werden. Dabei kann es sich um zusätzliche Registriereinrichtungen oder Schnittstellen wie **Pulse Recorder Module (PRM)** und **Data Logger Module (DLM)** handeln [SDPHB 2009] [FNN 2012].

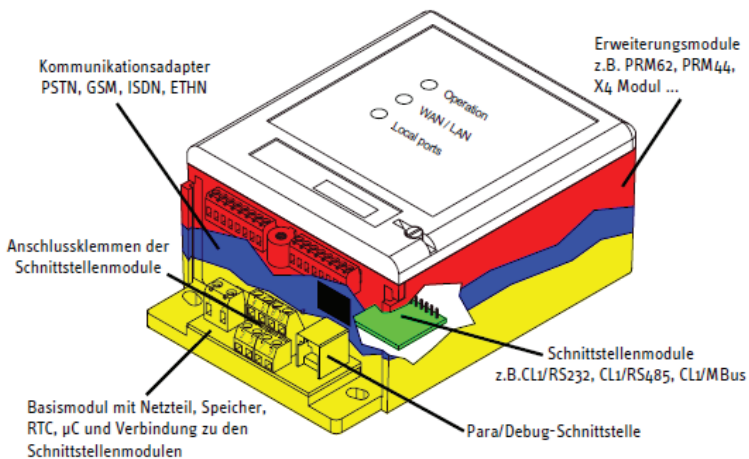


Abb. 3.9: Kommunikationsmodem [SDPHB 2009]

Die Umsetzung des „intelligenten Messsystems“ setzte die Anbindung der verschiedenen Zählertypen an den Standorten Hamburg und Köln voraus. Bei den verwendeten Zählern handelte es sich neben neuwertigen Smart Metern für Messungen von Elektrizität, Wärme und Gas (vgl. [WZG20 2005] [ECHELON 2008]), um Digitalzähler älterer Bauart (vgl. [7ED6274]), wie sie heutzutage häufig im Netz zu finden sind. Für die Nahbereichskommunikation standen zählerseitig Impuls- und MBus-Schnittstellen zur Verfügung, gemäß deren Charakteristik die Schnittstellen- und Erweiterungsmodule der beiden Datenmodems abgestimmt wurden. Eingesetzt wurden PRM-Module [PRM 2009] mit jeweils sechs Impulseingängen zur Erfassung der energie- und mengenproportionalen Impulse der Betriebsart S0 nach DIN 43864

[DIN43864 1986] sowie MBUS-Schnittstellen nach EN 1434 für eine bitweise Nachrichtenübertragung mittels verpolsicherer Zweidrahtleitung. In diesem Zusammenhang erscheinen die verwendeten PRM-Module als eigenständige Geräte, für deren Verwendung eine zusätzliche Software und Parametrierschnittstelle benötigt wird. Eine spätere spezifische Nutzung des Datenmodems führt zunächst über dessen grundsätzliche Einrichtung, welche mittels der systemeigenen Konfigurationssoftware [DEVB 2010] erfolgt. Sie ermöglicht das Anlegen individueller Parametersätze, Übertragung oder Änderung des Betriebssystems sowie die Implementierung zusätzlicher Software. Der Einsatz solcher Anwendersoftware erlaubt unter anderem die Umsetzung der genutzten SO- [SKASCR 2007] und MBus-Schnittstelle [SKAMBUS 2007], indem diese neben der Zeitablaufplanung auch die Beziehung zwischen Adresslisten und Befehlen herstellt und das Speichern der Daten in Dateien organisiert.

Über die eingerichtete Nahbereichskommunikation des Datenmodems findet eine Auslesung der Messwerte in regelmäßigen 15-Minutenintervallen statt. Die Wahl der Intervalllänge wurde hierbei in Anlehnung an die innerhalb der Energiewirtschaft üblichen Zeiten für Erzeugungs- und Verbrauchsprofile getroffen und entspricht somit einer viertelstündig registrierenden Lastgangmessung. Um das Weitbereichskommunikationsnetz möglichst effizient zu nutzen, werden die Messwerte der einzelnen Zählpunkte zunächst lokal im Datenmodem gesammelt, in ein einheitliches Datenformat konvertiert und zwischengespeichert. Das hierzu verwendete ABL-Dateiformat [ABL 2010] stellt ein modifiziertes Textformat dar, basierend auf dem ASCII-Zeichensatz. Das Format ermöglicht die Verbindung zu einem breiten Spektrum von Endgeräten verschiedenster Hersteller und vereint die gesammelten Informationen in einem gemeinsamen Protokoll. Die Dateien sind hierbei in einen Kopf- und einen Nutzdatenbereich unterteilt, innerhalb deren Struktur mehrere Ablesungen gespeichert werden können. Der Kopfdatenbereich, der so genannte Header, beinhaltet alle relevanten Informationen, die eine spätere individuelle Auswertung des Nutzdatenabschnittes ermöglichen, welcher dem Header nachgelagert erscheint. In Pflicht- und optionale Parameter eingeteilt, können unter anderem die Kennung der Nutzdatenstruktur, Herstellerinformation oder Gerätenummer herangezogen werden. Sind alle Messdaten eines Standorts vorhanden, erfolgt die Datenübertragung an das Leitsystem bzw. die Datenbank. Als Datenübertragungsverfahren wird in diesem Fall das **File Transfer Protocol (FTP)** angewendet [SKAFTP 2008] [FTP 1985]; ein standardisiertes Netzwerkprotokoll zur Übertragung von Dateien über IP-Netzwerke nach dem Server-Client Prinzip. Das Protokoll verwendet für die Steuerung und Datenübertragung zwei separate TCP-Verbindungen und spricht die Teilnehmer hierbei direkt über die jeweilige IP-Adresse oder den Hostnamen an. Im so genannten Push-Betrieb stellt das Datenmodem als Client folgend seine Daten dem Server zur Verfügung. Für die verwendete Weitbereichsverbindung gilt auch hier die bereits unter Kapitel 3.4

beschriebene Notwendigkeit einer VPN-Verbindung, innerhalb derer die Datenübertragung über FTP letztendlich erfolgen kann. Neben der VPN-Verbindung bietet auch FTP eine Datensicherung über **Transport Layer Security (TLS)** [IETF 2012] an. Diese Arten der Absicherung erfolgen in Verbindung mit der gewählten Weitbereichsanbindung oder Protokollstruktur, welche sich je nach Anforderung ändern können. Gemäß Metering Code [MCOE 2008] dürfen Messdaten nur Marktpartnern zur Verfügung gestellt werden, die in dem Übermittlungsverfahren eindeutig identifiziert werden können. Deren Rechte sind hierbei auf das erforderliche Minimum zu begrenzen. Dementsprechend werden die Daten einheitlich vor der Versendung über etwaige Weitbereichsverbindungen und Protokollstrukturen verschlüsselt. Für die Codierung und anschließende Decodierung der Datensätze wird über ein zusätzliches Anwenderprogramm [SKATOOLS 2009] der **Advanced Encryption Standard (AES)** [AES 2001] genutzt. Der durch das **National Institute of Standards and Technology (NIST)** bekanntgegebene offene Standard setzt einen symmetrischen Algorithmus mit Blockchiffren um, der innerhalb der vorliegenden Anwendung mit Blöcken und Schlüsseln von jeweils 128 Bit arbeitet. Die Auswertung und Aufbereitung der Messdaten für Datenbank und Leitwarte erfolgt letztendlich im Leitrechner. Diese Aufgabe übernimmt ein C-Programm, welches im Rahmen der Untersuchungen nach den Vorgaben des Metering Code und den Möglichkeiten des Leitsystems entwickelt wurde.

Das C-Programm wird als Konsolenanwendung über einen geplanten Task des Betriebssystems des Leitrechners in regelmäßigen Abständen ausgeführt. Zu Beginn erfolgt innerhalb der Deklaration die Definition der Variablen und der Prozessgrößen; Pfadangaben sowie Formate werden festgelegt. Die Parameter wurden hierbei so gewählt, dass nach der Dekodierung alle Informationen des Datensatzes zur Verfügung stehen und bei Änderungs- oder Erweiterungsvorhaben nur die Funktion der Dateiausgabe abgeändert werden muss. Über die Funktion „DEFINE\_DEVICES“ werden die ausgelesenen Zähler den zugehörigen Zählpunkten anhand der Zählernummer zugeordnet sowie Datei- und Prozessvariablenamen bestimmt. Nachfolgend legt die Funktion „NEW\_VALUE\_NAME“ über den normierten Zeitstempel und Gerätenamen ein Vergleichsobjekt zur Dateixistenzprüfung an. Das Vorliegen entsprechender Nutzdaten wird durch die Funktion „DATA\_EXIST“ geprüft, indem das Messdatenverzeichnis nach entsprechenden Vergleichsobjekten durchsucht wird. Liegen auswertbare Nutzdaten vor, wird die Anzahl der gefundenen Dateien als Rückgabewert an die Hauptfunktion übergeben. Stehen Messdaten wider Erwarten nicht für die Aufbereitung zur Verfügung, werden entsprechende Fehlwerte ausgegeben. Die Datensätze werden folgend nacheinander über „DATA\_DECRYPT“ entschlüsselt und über den Header den verwendeten Protokollstrukturen zugeordnet. Der Entschlüsselung dient der Aufruf des Anwenderprogramms, welches bereits innerhalb des Datenmodems der Verschlüsselung dient. Die Nutzung unterschiedlicher Protokollstrukturen wie



SO oder MBUS erfordern jeweils abgestimmte Einlesefunktionen, die unter anderem mit Basiswechsel, Datenblocktausch oder Zeichenlängenvergleich auf die verschiedenen Anforderungen reagieren. Über „CSV\_CONVERT“ werden die Daten schließlich in das gewählte Zielformat konvertiert. Da die Übergabe der Messdaten an die Datenbank ebenfalls unter Verwendung des in Kapitel 3.4 beschriebenen Textfile-OPC-Servers erfolgt, wurde gemäß den Anforderungen CSV (Comma-Separated-Values) [CSV 2005] als Zielformat festgelegt. Anschließend erfolgt das Schreiben der aufbereiteten Messdaten mit zugehöriger Kopfinformation mittels „DATA\_WRITE“ in ein Verzeichnis, welches durch den Textfile-OPC-Server überwacht wird. Nach erfolgreicher Datenübertragung werden mit „DATA\_DELETE“ die Rohdatensätze gelöscht, um den nicht mehr benötigten Speicherplatz freizugeben. Abbildung 3.10 fasst das C-Programm nochmal anschaulich in einem Struktogramm zusammen.

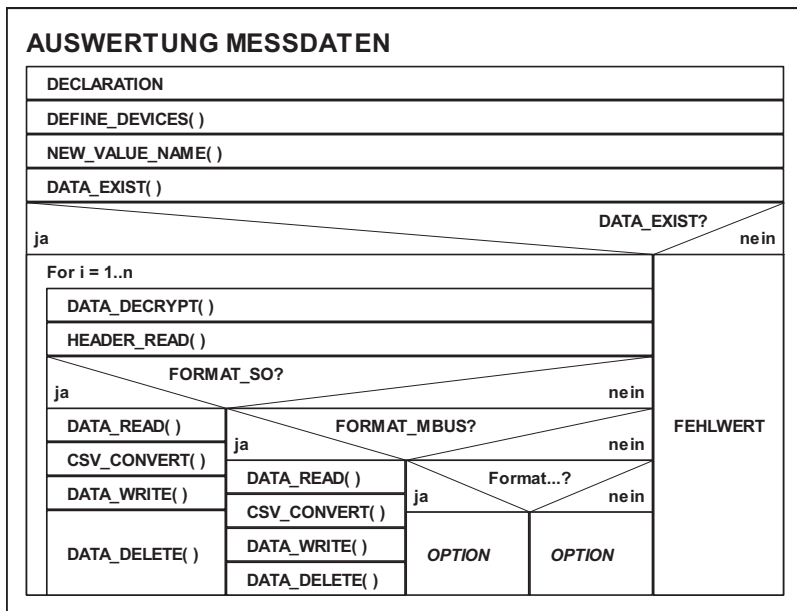


Abb. 3.10: Struktogramm der Messdatenauswertung [E. D.]

Der innerhalb des Struktogramms mit *Option* gekennzeichnete Bereich verweist auf die Erweiterbarkeit des C-Programms um weitere Protokollformate. Auf Spannungsausfälle oder sonstige Fehlerzustände reagiert das System mit einem geplanten Neustart, indem Parametrierungen und zwischengespeicherte Nutzdaten für eine spätere Verwendung abgesichert werden. Entsprechend den

Anforderungen der Konzeptidee und dem Beweis der Machbarkeit wurde für die Identifizierung der einzelnen Zählpunkte und Messwerte eine Auswertung gemäß der oberen Darstellung in Abbildung 3.11 gewählt. Neben Zeit- und Datumstempel werden unter anderem Prozesspunktname, Zählernummer und Messwert angezeigt.

Datum	Zeit	Standort	Medium	Prozesspunktname	Zählernummer	Schnittstelle	Status	Wert	Einheit
18.07.2011	22:45	Köln	Strom	Stromeinspeisung	07006769	S0	OK	4,86	kWh
18.07.2011	22:45	Köln	Gas	Gasverbrauch	10055213	MBus	Error	--	m <sup>3</sup>
18.07.2011	22:45	Köln	Wärme	Wärmeerzeugung	00211569	MBus	OK	51,84	kWh
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Datum	Zeit	Zählpunktbezeichnung	OBIS	Status	Wert	Einheit
18.07.2011	22:45	DE0000005067900AAD105F10K07006769	1-0:2.8.1	OK	4,86	kWh
18.07.2011	22:45	DE00000050679040290010055213-2010	7-0:1.8.1	G	--	m <sup>3</sup>
18.07.2011	22:45	DE000000506790G20/0012-0000211569	6-0:0.8.1	OK	51,84	kWh
...	...	...	...	...	...	...

Abb. 3.11: Messdatenauswertung [E. D.]

Nach Metering Code sollen im Umfang der Messdatenerfassung mindestens Zeitstempel, Zählpunktbezeichnung, OBIS-Kennzahl, Statusinformation und Messwert mit Einheit enthalten sein. Eine Aufbereitung entsprechend dieser Vorgabe wurde ebenfalls teilweise umgesetzt und entspricht der unteren Darstellung in Abbildung 3.11. Mit 33 Zeichen dient die Zählpunktbezeichnung hierbei der eindeutigen Zuordnung der Messstelle. Sie beinhaltet neben Länderkennzeichnung, Netzbetreibernummer und der Postleitzahl des Standorts eine 20-stellige frei wählbare Bezeichnung und muss allen Marktpartnern bekannt sein sowie in allen abrechnungsrelevanten Unterlagen aufgeführt werden. Das **Object Identification System** (OBIS) ermöglicht zudem eine eindeutige Bezeichnung der Messwerte nach IEC 62056-61 mit codierten Zusatzinformationen [DINEN62056-61 2007].

Die Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung sorgt einerseits für eine stufenweise Anbindung von Verbrauchern und Erzeugern an ein intelligentes Energienetz, andererseits kommt es zu einer Vielzahl von Veränderungen politischer und gesetzlicher Rahmenbedingungen. Neben Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Messzugangsverordnung (MessZV), welche die nationale Umsetzung des Zähl- und Messwesens darstellen, sind der Entwurf eines Schutzprofils für Smart Meter [PPGSMS 2011] und die Novellierung des Metering Codes [MCode 2011] bereits veröffentlicht. Durch die Implementierung weiterer Komponenten sowohl hardware- als auch softwareseitig in das bestehende Zählerfernauslesesystem, kann dieses im Hinblick auf zukünftige Anforderungen und Rahmenbedingungen entsprechend

erweitert werden. Die Weiterverarbeitung der aufbereiteten Messdaten entsprechend der Richtlinien über nachgeschaltete Instanzen des Leitsystems zum Zwecke einer Bilanzierung erscheinen durchaus möglich. Abbildung 3.12 zeigt das zuvor beschriebene System noch einmal im Überblick [BSI 2012].

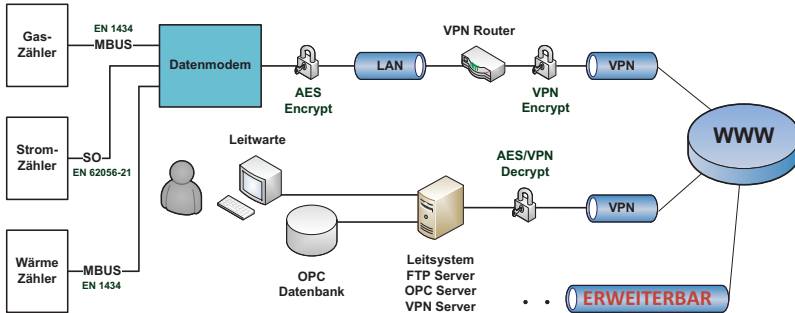


Abb. 3.12: Gesamtsystem der Zählerfernauslesung [E. D.]

## 3.7 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde entsprechend dem vorliegenden Konzeptansatz sowie unter Berücksichtigung derzeitiger Standards der Leit-, Informations- und Kommunikationstechnik eine technische Lösung vorgestellt, die eine Integration dezentraler Anlagen in das Management eines Energieversorgungssystems ermöglicht.

Es wurde ein Stations- und Feldleitgerät ausgewählt, welches am Markt bereits etabliert ist und breite Anwendung in Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen der Feld- und Netzleittechnik findet. Unter Einhaltung internationaler Standards und Normen bietet es hohe Modularität und Einsetzbarkeit in anspruchsvollen Kommunikations- und Automatisierungsanwendungen von kleinem bis großem Mengengerüst.

Das eingesetzte Kommunikationsmodem ermöglicht in diesem Zusammenhang die Fernauslesung von Strom-, Gas-, Wärme- sowie Wasserzählern und die Weitergabe dieser Informationen an das übergeordnete Prozessleitsystem.

Visualisierung, Überwachung und Steuerung des Erzeugungssystems findet über das gewählte Prozessleitsystem statt, welches dank offener Schnittstellen zusätzliche Anwendungen wie die des Optimierers integrierbar macht. Eine Funktionsprüfung des Gesamtaufbaus wurde in drei Pilotanlagen durchgeführt.

## 4 Optimierte Betriebsführung des Verbundsystems

Der fortlaufende Ausbau sowie die Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger in die bestehende Energieversorgung, bei gleichzeitigem Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten, stellt eine wachsende Herausforderung für Netzregelung und Netzmanagement dar. Die Ausgangsleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen richtet sich naturgemäß in erster Linie nach dem jeweiligen meteorologischen Dargebot und lässt sich letztendlich nur über eine Abregelung beeinflussen. Die Notwendigkeit des zeitgenauen Abgleiches zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb des Netzverbundes sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit besteht weiterhin (siehe Kapitel 1). Diese Entwicklung verlangt nach einer grundlegenden Strategieänderung innerhalb des derzeitigen Regelungskonzeptes. Neben Prognoseverfahren und geeigneten Speichertechnologien müssen vor allem die Verbraucherseite mittels Lastmanagement sowie dezentrale Erzeugungsanlagen eingebunden werden. Ein möglicher Ausgleichs- und Regelansatz stellt die optimierte Nutzung von Erzeugern auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Verwendung von Wärmepumpen dar, welcher auch im Fokus der vorliegenden Untersuchung steht.

### 4.1 Grundlagen und Rahmenbedingungen

Der Kraft-Wärme-Kopplungsprozess beschreibt die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer Energie und Nutzwärme. Die mechanische Energie wird hierbei zumeist über einen Generator in Strom umgewandelt, während die anfallende Nutzwärme für Nah-, Fern- und Prozesswärmezwecke eingesetzt wird. Vorteile dieses Konzeptes liegen in der gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme am Ort des Verbrauchs, wodurch ein ressourcenschonender Brennstoffeinsatz sowie eine starke Reduzierung der Schadstoffemissionen erzielt werden kann (vgl. [ZAHORANSKY 2010], [REBHAN 2002]). Der weitere Ausbau dieser Technologie wird über legislative Rahmenbedingungen wie EEG- und KWK-Gesetz gefördert und über Programme, wie das des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), mit dem Ziel umgesetzt einen Anteil von 25 % an der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020 bereitzustellen. Einsatzgebiete und Potentiale liegen hier neben der Versorgung von öffentlichen Gebäuden, dem GHD-Sektor und der Industrie vor allem im Bereich der Haushalte als Ersatz oder Ergänzung der konventionellen Heizungsanlage (vgl. Kapitel 2.10). Die Integration eines KWK-Systems findet an dieser Stelle entsprechend einer monovalenten oder bivalenten Auslegung statt. Soll der Wärmebedarf allein über die KWK-Anlage gedeckt werden, spricht man von einer monovalenten Auslegung, bei der die Dimensionierung des Aggregates gemäß der thermischen Maximallast erfolgt. Als Beispiel kann hierzu der Aufbau in Köln genannt werden (siehe Abb. 4.1).

Wird die gekoppelte Erzeugung durch einen zusätzlichen Spitzenlastkessel unterstützt, liegt eine so genannte bivalente Auslegung vor, die laut VDI Richtlinie 3985 [VDI3985 2004] einen KWK-Leistungsanteil zwischen 10 % und 30 % des maximalen Wärmebedarfs empfiehlt. Eine solche Systemzusammenstellung findet sich in Hamburg und Kassel wieder (siehe Abb. 4.1). Die Nutzung eines thermischen Pufferspeichers ermöglicht zudem eine zeitweise Entkopplung von thermischer und elektrischer Produktion sowie von Erzeugung und Bedarf und sorgt damit für eine gleichmäßigere und höhere Auslastung der KWK-Anlage [PIELKE 2008], [SAUER 2009].

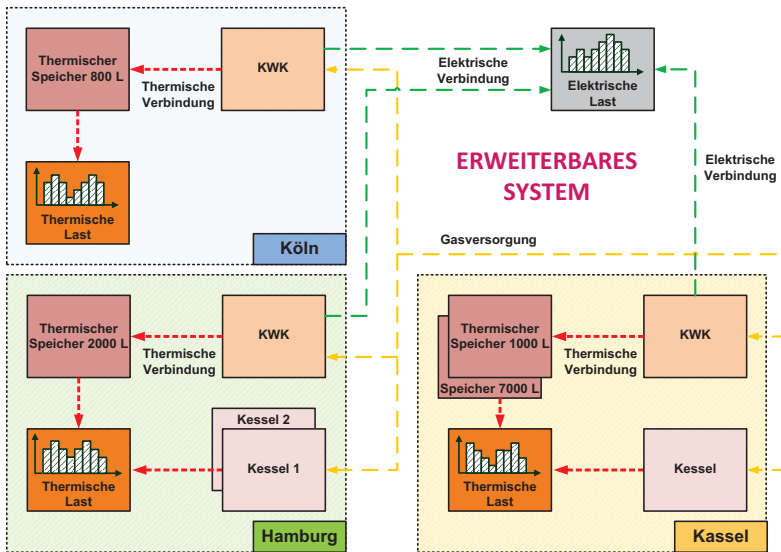


Abb. 4.1: Darstellung des zu optimierenden Verbundsystems [E. D.]

Die Betrachtung der Richtlinie VDI 4655 [VDI4655 2008], welche auf der Grundlage verschiedener Typtagekategorien Referenzlastprofile für Wärme-, und Stromverbräuche zur Nutzungsgradbestimmung von KWK-Anlagen in Wohngebäuden liefert, zeigt die oftmals geringe Korrelation zwischen thermischen und elektrischen Lastprofilen. Aus diesem Sachverhalt resultieren verschiedene Betriebsstrategien, deren Orientierung sich nach der bevorzugt bereitgestellten Energieart richten. Folgt das Aggregat dem thermischen Bedarfsprofil eines Versorgungsobjektes bzw. Prozesses, wird dies als wärmegeführte Betriebsweise bezeichnet. Übersteigt die thermische Last die Kapazität des Pufferspeichers, erfolgt die zusätzliche Anforderung der KWK-Anlage, welche so lange aufrechterhalten wird bis der thermische Bedarf wieder

abnimmt und der Pufferspeicherfüllstand sein Maximum erreicht hat. Lastspitzen, die nicht über KWK-Anlage und Pufferspeicher abgefangen werden können, deckt im bivalenten Auslegungsfall ein Spitzenlastkessel ab. Vorteile liegen hier in der kostengünstigen und einfach zu realisierenden thermischen Speicherbereitstellung sowie der Einspeisemöglichkeit des erzeugten Stromes in das öffentliche Versorgungsnetz zu jeder Zeit. Die maximale Ausschöpfung des Nutzungsgrades erscheint bei dieser Betriebsvariante erreichbar und führt in Verbindung mit der geltenden fixen Einspeisevergütung zu einer hohen Wirtschaftlichkeit (vgl. [VDI2067 2012], [SCHMITZ 2010], [ZIESING 2011]). Eine zusätzlich bedarfsgerechte Strombereitstellung erfolgt hierbei jedoch Prinzip bedingt in den seltensten Fällen. Soll sich die Erzeugung der KWK-Anlage an dem elektrischen Bedarf orientieren, bietet sich eine stromgeführte Betriebsweise an. Der Einsatz leistungsmodulierender Aggregate ermöglicht das Nachfahren des elektrischen Lastprofils, während die gleichzeitig anfallende Wärme in einem entsprechend dimensionierten Pufferspeicher zwischengelagert oder direkt einem thermischen Bedarf zugeführt werden kann. Der maximale Füllstand des Pufferspeichers beschreibt gleichzeitig die Betriebsgrenze der KWK-Anlage, da an dieser Stelle entweder überschüssige thermische Energie an die Umwelt abgeführt oder das Aggregat seine Produktion einstellen muss. Energieverlust bzw. Abregelung bedeuten in diesem Zusammenhang einen verminderten Nutzungsgrad, den es aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten über den vermiedenen Strombezug aus dem vorgelagerten Netz zu kompensieren gilt. Zu einer Einspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz kommt es innerhalb dieser Betriebsweise idealerweise nicht, die produzierte elektrische Energie wird ausschließlich für den Eigenverbrauch aufgewendet. Ein möglicher Strombezug wird zu jedem Zeitpunkt eingeräumt und etwaige thermische Lastspitzen können im bivalenten Auslegungsfall über einen entsprechenden Spitzenlastkessel abgefangen werden [Hofmann 2011], [PIELKE 2007], [PIELKE 2008], [SCHMITZ 2010].

Aus der Sicht des elektrischen Versorgungsnetzes können weder eine wärme- noch stromgeführte Betriebsweise die bedarfsgerechte Strombereitstellung zugunsten notwendiger Regel- und Ausgleichsstrategien garantieren. Eine Orientierung am thermischen Bedarf des jeweiligen Objektes bedeutet zugleich die stochastische Einspeisung des erzeugten Stromes in das vorgelagerte Netz und stellt somit einen zusätzlichen Unsicherheitsfaktor dar. Die stromgeführte Fahrweise lässt die zu versorgende Liegenschaft im Idealfall zwar gegenüber dem elektrischen Versorgungsnetz neutral erscheinen, ein aktiver elektrischer Regelbeitrag kann bei Bedarf jedoch ebenfalls nicht geleistet werden. Das steigende Interesse und der Bedarf an Netzregel- und Managementoptionen führen zu den erweiterten Möglichkeiten einer netzorientierten Betriebsvariante, welche die Vorteile aus wärme- und stromgeführter Fahrweise umzusetzen versucht. Sowohl die thermische Versorgung der Liegenschaft als auch die bedarfsgerechte Strombereitstellung für das vorgelagerte Versorgungsnetz stehen im Fokus (siehe Abbildung 4.2). Der thermische Pufferspeicher wird

hierbei nicht allein zur zeitweisen Entkopplung des elektrischen und thermischen Bedarfsprofils eingesetzt, sondern ermöglicht nach einer kapazitiven Vergrößerung die aktive Verlagerung des KWK-Betriebs in Zeitbereiche mit vermehrter elektrischer Last. In größerer Anzahl sind solche netzgeführten Erzeugungssysteme in der Lage ein Virtuelles Kraftwerk zu bilden, welches nahezu vollständig die Charakteristik eines Großkraftwerkes widerspiegelt [FICHTNER 2011], [BECK 2007], [KKW 2008], [VIRTPLANT 2008]. Analog dem vorliegenden Ansatz findet die Abstimmung und Einsatzplanung der Einzelanlagen nicht mehr unabhängig am jeweiligen Standort des zu versorgenden Objektes statt, sondern wird durch eine zentrale Entscheidungsinstanz geplant und über Einzelfahrpläne realisiert [PIELKE 2008].

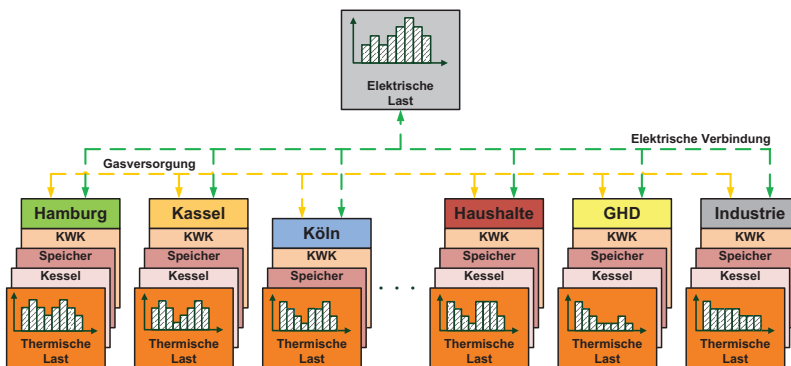


Abb. 4.2: Beispiel eines Virtuellen Kraftwerkes [E. D.]

Anders als das elektrische Lastprofil eines Einzelobjektes besitzt der Lastgang eines ganzen Netzbezirkes eine höhere Glättung aufgrund des Gleichzeitigkeitseffektes, der auf dem Zusammenschluss mehrerer Einzelobjekte beruht. Diese Tatsache birgt den Vorteil, dass neben der notwendigen Vorhersage der thermischen Lastprofile vor allem die Prognose des elektrischen Lastganges vereinfacht und genauer erscheint. Die Bestimmung solcher Lastgänge kann unter Verwendung von Typtage- oder Standardlastprofilverfahren erfolgen (vgl. [VDI4655 2008], [VDEWM23 2000], [VDEWM24 2000]). Im Idealfall liegt eine registrierende Lastgangmessung vor, an die sich eine entsprechende Lastfortschreibung anschließt. Ein solcher Verbundbetrieb kann zukünftig diverse Perspektiven und Potentiale sowohl für den Netz- als auch für den Anlagenbetreiber bieten, welche von einer Vergleichsmäßigung der Netzlast bis hin zu der Reduktion von Spitzenlasten reichen. Geringere Netzverluste und eine mögliche Verminderung zusätzlicher Bezugsenergie führen hierbei zu Kostensenkung und einer wirtschaftlichen Aufwertung der dezentral erzeugten Energie. Innerhalb eines optimierten

Verteilnetzes können Netzbetriebsmittel wie Transformatoren und Schaltanlagen langfristig genauer und damit kostengünstiger dimensioniert werden. Die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie in Verbindung mit entsprechenden Vermarktungsmöglichkeiten zeigt die Zukunftsperspektiven eines erweiterten Erzeugungs- und Netzmanagements und bildet zugleich die Grundlage des vorliegenden Untersuchungsansatzes [PIELKE 2007], [PIELKE 2008].

Die Realisierung eines optimalen netzgeführten Betriebes lässt sich derzeit jedoch schwer umsetzen, angesichts konstanter Einspeisevergütungen und fehlender Anreiz- und Marktmodelle. Einsatzmöglichkeiten von Betriebsmitteln und Erzeugungsanlagen werden primär an deren Wirtschaftlichkeit gemessen und gleichzeitig durch diese beschränkt. Eine Bewertung erfolgt heute zumeist unter Verwendung von Verfahren der Investitionsrechnung (VGL. [GÖTZE 2008], [KRUSCHWITZ 2011]), wobei in diesem Zusammenhang häufig Amortisations- und Kapitalwertberechnung ihren Einsatz finden. In Anbetracht derzeit gültiger Einspeisetarife orientiert sich der ökonomische Betrieb von KWK-Anlagen maßgeblich an der geleisteten Volllaststundenanzahl sowie der größtmöglichen Energiebezugsverdrängung. Mit einer zugrunde gelegten Gerätelebensdauer von 40.000 bis 60.000 Betriebsstunden ergeben sich je nach Anwendungsfall zu erreichende Vollbenutzungsstunden zwischen 4.000 h/a und 7.000 h/a, was letztendlich zu der vorwiegend wärmegeführten Betriebsweise des heutigen Anlagenbestandes führt (VGL. [JAGNOW 2003], [PIELKE 2007], [SCHMITZ 2010], [VDI2067 2012]). Eine strategische Änderung der Betriebsweise kann demnach über die Platzierung eines entsprechenden finanziellen Anreizsignals erreicht werden, dessen Ausnutzung eine monetäre Besserstellung gegenüber der konventionellen Fahrweise mit sich bringt. Die Generierung einer solchen flexiblen Einspeisevergütung kann beispielsweise auf der Grundlage von Strompreisen des EEX-Spotmarktes erfolgen [SAUER 2009]. Ein konstanter Zuschlag sorgt für die Gleichstellung des zu erwartenden Kapitalertrages im Verhältnis zu einer gleichbleibenden Einspeisevergütung, dessen Gewährung oder Aussetzung zugleich die notwendige Motivation für eine Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie bildet [VDE 2008], [RMH 2012]. Ein wesentlicher Aspekt der wirtschaftlichen Betrachtung liegt im Einsatz der Steuerungs-, Überwachungs- und Zählerfernauslesetechnik, die zur Realisierung des Verbundnetzes sowie zum Nachweis und der letztendlichen Vergütung der erbrachten Systemleistung benötigt wird (siehe Kapitel 3).

Die Optimierung eines solchen Verbundsystems beruht auf einer großen Anzahl von Informationen und Rahmenbedingungen, die es bei der Findung eines bestmöglichen Ergebnisses zu berücksichtigen gilt. Neben der Formulierung eines Gütekriteriums, dessen Maximierung bzw. Minimierung im Vordergrund steht, unterliegen die variablen Elemente der Optimierungsaufgabe bestimmten Grenzen und Nebenbedingungen. Technische und wirtschaftliche Vorgaben wie physikalische Parameter der Erzeugungsanlagen, Speicherfahrweise und



Anforderungen an die thermische und elektrische Lastdeckung müssen hier beachtet werden. Eine analytische Betrachtung und Lösung der Beziehungen erscheint beliebig komplex und zeigt die Notwendigkeit einer mathematischen Modellbeschreibung, deren Lösung über geeignete Optimierungsalgorithmen des Operations Research erfolgen kann [SAUER 2009].

## 4.2 Operations Research – Grundlagen, Begriffe und Methoden

Der Begriff „Operations Research“ wurde gegen Ende des Zweiten Weltkrieges durch interdisziplinäre Arbeitsgruppen, so genannten „Operational Research Units“, der Briten als auch Amerikaner geprägt und beinhaltete die Entwicklung mathematischer Methoden zur Optimierung verschiedener militärischer Aufgabenstellungen. Mathematiker, Physiker und Ingenieure schufen hierbei Ansätze, die zunächst der Verbesserung von Truppenbewegungen und Materialeinsatz dienten. Aufgrund ihrer Leistungsstärke wurden die erarbeiteten Kenntnisse und Verfahren nach Kriegsende den Forschungseinrichtungen und Hochschulen zugeführt, um den Weg in die wirtschaftliche Praxis zu öffnen. Die Entwicklung der Computertechnik und elektronischen Datenverarbeitung unterstützte den Vormarsch der zum Teil rechenintensiven Algorithmen des Operations Research und führte zu einer Vielzahl an Methoden, die heute unter diesem Begriff zusammengefasst werden. Neben bekannten Verfahren der linearen und nichtlinearen Optimierung existieren Ansätze zur Beschreibung dynamischer, kombinatorischer, stochastischer, quadratischer und anderer Entscheidungsprobleme verschiedenster Anwendungsbereiche. Die Disziplin des Operations Research bietet somit einen Leitfaden und das Werkzeug zur systematischen Analyse und wirtschaftlichen Lösung von praxisnahen und komplexen Problemstellungen, mit dem Ziel eine möglichst optimale Entscheidung durch die Anwendung mathematischer Methoden zu erzielen [DOMSCHKE 2005], [GOHOUT 2009], [KOOP 2008].

Nach [DOMSCHKE 2005], [KOOP 2008] und [HILLIER 2002] hat sich in diesem Zusammenhang die gezielte Behandlung von Entscheidungsproblemen gemäß den Vorgaben eines Operations Research gestützten Planungsprozesses bewährt, der nachfolgend durch sechs klar formulierte Schritte charakterisiert wird. Den Ausgangspunkt bildet stets das **Erkennen einer Problemstellung** mit anschließender Analyse und Beschreibung der Rahmenbedingungen, wie Aktionsbereiche, verfügbare Ressourcen und Zielgrößen. Darauf aufbauend erfolgt die Festlegung und **Formulierung einer Zielvorgabe** in Anbetracht der Handlungsmöglichkeiten. Begrenzungen des Kenntnisstandes, der Zeit oder des Budgets führen meist zu einem vereinfachten Abbild des realen Istzustandes, dem so genannten deskriptiven Modell, auf dessen Grundlage die **mathematische Beschreibung** aufbaut. Mit der **Bereitstellung aller relevanten Daten** kann über geeignete Algorithmen, Methoden und Rechenvorschriften die **Lösung des vorliegenden Entscheidungsproblems**

erfolgen. Das resultierende **Ergebnis wird abschließend analysiert** und im Hinblick auf seine Brauchbarkeit bewertet. Der Operations Research gestützte Planungsprozess (siehe Abb. 4.3) sollte hier als iterativer Entwicklungsprozess verstanden werden, der zumindest in Teilen mehrfach durchlaufen werden muss. Am Ende steht im Idealfall ein Modell, welches die Realität bestmöglich widerspiegelt [DOMSCHKE 2005], [KOOP 2008].

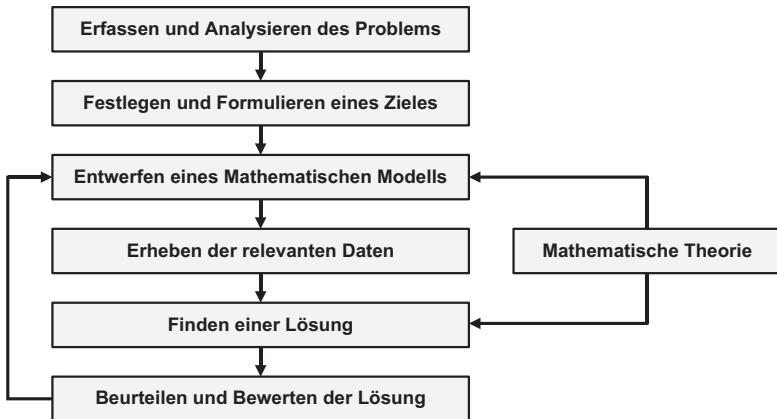


Abb. 4.3: Planungsprozess gemäß Operations Research [KOOP 2008]

#### 4.2.1 Allgemeines Optimierungsmodell

Die mathematische Modellierung des Entscheidungsproblems steht an zentraler Stelle des Planungsprozesses und bereitet laut Literatur oftmals die meisten Schwierigkeiten [KOOP 2008]. Problem- oder methodenorientiert können neue Verfahren gesucht oder bereits bekannte Methoden auf Problemstellungen angewendet werden und führen demnach zu unterschiedlichen Modelltypen. Innerhalb des Operation Researchs wird die mathematische Darstellung eines realen Systems im Wesentlichen über Entscheidungs-, Optimierungs- und Simulationsmodelle erreicht. Nach [DOMSCHKE 2005] bestehen Entscheidungs- bzw. Optimierungsmodelle hierbei aus mindestens einer Alternativmenge, die einer Zielfunktion zugeführt wird, um einen möglichst idealen Lösungsvorschlag zu bestimmen. Nicht zuletzt wegen fehlender analytischer Verfahren erscheinen Simulationsmodelle häufig vielschichtiger und werden vornehmlich für die Quantifizierung der Auswirkungen verschiedener Alternativmengen eingesetzt. Ungeachtet der vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten bei betriebs-, natur- und ingenieurwissenschaftlichen Fragestellungen, die von der Investitions- über

Produktions- bis Transportplanung reichen, lassen sich Optimierungsmodelle in der nachfolgenden allgemeingültigen Form angeben [KOOP 2008].

Maximiere oder (minimiere)

$$z = F(x_1, \dots, x_n) \quad (4.1)$$

unter den Nebenbedingungen

$$g_i(x_1, \dots, x_n) \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} b_i \quad \text{für } i = 1, \dots, m \quad (4.2)$$

dabei sind

$n$	Anzahl der Variablen
$m$	Anzahl der Nebenbedingungen
$x_j$	die Variablen mit $x_j \in \mathbb{R}$ ; $x_j \in \mathbb{Z}$ ; $x_j \in \{0,1\}$
$F(x_1, \dots, x_n)$	die Zielfunktion
$g_i(x_1, \dots, x_n)$	Funktionen der Nebenbedingungen
$b_i$	die rechte Seite der Nebenbedingungen
$x_j \in \mathbb{R}$	kontinuierliche Variablen
$x_j \in \mathbb{Z}$	ganzzahlige Variablen
$x_j \in \{0,1\}$	binäre Variablen

In der allgemeinen Form nach [KOOP 2008] entspricht Gleichung (4.1) der Zielfunktion, auch Entscheidungsfunktion genannt, deren Ergebnis es zu maximieren bzw. minimieren gilt. Sie beinhaltet die systembeschreibenden Entscheidungsvariablen, welche in Verbindung mit bestimmten Wertigkeiten den Entscheidungsfreiraum des Modells widerspiegeln. Im Zusammenhang mit der Maximierung einer Zielfunktion wird der Nutzen oft über den erzielbaren Absatz, Umsatz oder Deckungsbeitrag definiert. Eine Minimierung beinhaltet meist die mathematische Bewertung von Wegstrecken, Zeiträumen und auftretenden Kosten. Die Beschränkung des Entscheidungsfreirums kann über den Wertebereich jeder Variable erfolgen, der kontinuierlich, ganzzahlig oder binär sein kann und Vorgaben bezüglich Vorzeichen, Wertigkeit sowie Ober- und Untergrenzen erlaubt. Die formale Darstellung unter (4.2) beschreibt eine Anzahl von  $m$  Gleichungen und/oder Ungleichungen, die als so genannte Nebenbedingungen das Restriktionssystem des Modells bilden. Physikalische, technische und wirtschaftliche Zusammenhänge sowie Rahmenbedingungen können hier aus der Realität übernommen in das Modell eingebunden werden. Der Nichtnegativitätsbedingung von Variablen mit  $x_j \geq 0$  wird eine besondere Bedeutung zugesprochen und häufig nicht zu den Nebenbedingungen gezählt,

sondern separat betrachtet und über den Definitionsbereich der jeweiligen Variablen berücksichtigt. Laut [DOMSCHKE 2005] können allein Modelle mit mehrfacher Zielsetzung sowie Simulationsmodelle aufgrund ihrer Komplexität nicht in dieser einfachen allgemeinen Form dargestellt werden [DOMSCHKE 2005], [KOOP 2008]. Die im weiteren Verlauf stattfindende Beschreibung des Verbundsystems basiert auf den Prinzipien eines linearen Modells sowie dessen programmtechnischer Umsetzung und führt somit über die Grundlagen der linearen Optimierung.

#### 4.2.2 Lineare Optimierungsmodelle und deren Programmierung

Die lineare Optimierung stellt eines der am besten entwickelten Teilgebiete des Operation Researchs dar, deren Stärke auf der Anwendungsvielfalt sowie der Existenz leistungsstarker Softwareprogramme zur Lösung solcher Modelle beruht. Zielfunktion, Nebenbedingungen und Entscheidungsvariablen müssen hierbei linear formulierbar sein, was zu einer entsprechenden Einfachheit der mathematischen Beschreibung führt. Sehr umfangreiche Optimierungsaufgaben mit kontinuierlichen als auch gemischt-ganzzahligen Variablen lassen sich so abbilden und bestmöglich lösen (VGL. [DOMSCHKE 2005], [HILLIER 2002], [ZIMMERMANN 2008]). Neben dem zu betrachtenden Verbundsystem bestehen in der Praxis viele Anwendungen, deren Modellierung die Bestimmung ganzzahliger Größen voraussetzt, was die Lösungsfindung in den meisten Fällen jedoch entsprechend erschwert. In Anlehnung an [GOHOUT 2009] und [KOOP 2008] kann das Grundmodell eines linearen Optimierungsansatzes wie folgt angegeben werden:

Maximiere die Zielfunktion

$$\begin{aligned} \max! z = F(x_1, \dots, x_n) &= c_1x_1 + \dots + c_nx_n \\ &= \sum_{j=1}^n c_jx_j \end{aligned} \quad (4.3)$$

unter den Nebenbedingungen

$$\begin{aligned} g_i(x_1, \dots, x_n) &= a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n \leq b_i \\ &= \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq b_i \\ \text{für } i &= 1, \dots, m \end{aligned} \quad (4.4)$$

und der Nichtnegativitätsbedingung

$$x_j \geq 0 \quad \text{für } j = 1, \dots, n \quad (4.5)$$

Die Grundmodellardarstellung setzt vorerst eine Maximierung der Zielfunktion voraus (4.3), deren Beschreibung als Minimumproblem über eine Negation der Ziel- und Nebenbedingungen erfolgen kann. Dualwerte  $c_1, \dots, c_n$  auf der Basis reeller Zahlen stellen den Vektor der Zielkoeffizienten in Gleichung (4.4) und somit eine Gewichtung der Strukturvariablen  $x_1, \dots, x_n$  dar. Die lineare Kombination von Struktur- und technischen Variablen  $a_{ij}$  innerhalb der Nebenbedingungen findet stets als Kleiner/Gleich-Beziehung zu den Primalwerten  $b_i$  statt und verlangt deren Nichtnegativität (4.5). Bereits Entscheidungsprobleme mit geringer Größe und Detailtiefe können eine sehr rechenintensive Lösungsfindung bedeuten. Abhilfe bieten an dieser Stelle die moderne Computertechnik und elektronische Datenverarbeitung, welche auch die Behandlung komplexer Aufgabenstellungen sowie deren optimale Lösung ermöglichen. Die mathematische Programmierung implementiert eine Vielzahl iterativer Algorithmen und nutzt dabei effizient die Einfachheit der linearen Modellbeschreibung aus. Kompaktere Schreibweise in Vektor-Matrix-Notation (4.6) bis (4.10) und die Überführung in Normalform gelten als Voraussetzungen für eine computergestützte Berechnung [GOHOUT 2009], [KOOP 2008].

Maximiere die Zielfunktion

$$\max! z = F(x) = c^T x \quad (4.6)$$

unter den Nebenbedingungen

$$Ax \leq b \quad (4.7)$$

und der Nichtnegativitätsbedingung

$$x \geq 0 \quad (4.8)$$

mit

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & \dots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \dots & a_{mn} \end{pmatrix} \quad \text{für } A \in \mathbb{R}^{m \times n} \quad (4.9)$$

und

$$b = \begin{pmatrix} b_1 \\ \vdots \\ b_n \end{pmatrix}; \quad c = \begin{pmatrix} c_1 \\ \vdots \\ c_n \end{pmatrix}; \quad x = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

für  $b \in \mathbb{R}^m$ ;  $c \in \mathbb{R}^n$ ;  $x \in \mathbb{R}^n$

Die vektorielle Matrixdarstellung nach [GOHOUT 2009] und [KOOP 2008] erfolgt über die Bildung des Skalarproduktes bestehend aus Zielfunktionskoeffizienten- und Strukturvariablenvektor, welche die Zielfunktion beschreiben (4.6). Der Spaltenvektor  $c$  wird hierbei durch Transponierung in einen entsprechenden Zeilenvektor  $c^T$  überführt. Es entsteht eine kompakte Darstellung von Gleichungssystemen der Ziel- und Nebenfunktionen, deren weitere Berechnung komponentenweise angegangen werden kann. Die letztendliche Umwandlung eines linearen Modells in die Normalform eröffnet die Perspektive einer rechnergestützten Bearbeitung mittels entsprechender Solverprogramme und deren Algorithmen (siehe Kapitel 4.2.4). Das Einführen von Schlupfvariablen  $y_i$  erlaubt an dieser Stelle die Überführung der Nebenbedingungen von der Ungleichungs- in die benötigte Gleichungsform (4.11). Die unweigerliche Vergrößerung des Gleichungssystems und damit der ursprünglichen Problemstellung muss hierbei in Kauf genommen werden.

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq b_i \quad \Rightarrow \quad \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j + y_i = b_i \quad (4.11)$$

und

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i \quad \Rightarrow \quad \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j - y_i = b_i \quad (4.12)$$

### 4.2.3 Nichtlineare Optimierungsmodelle

Die Grundvoraussetzung der linearen Modellbildung und Programmierung, dass Zielfunktion und Nebenbedingungen dem Linearitätskriterium entsprechen, trifft bei praxisnahen Problemstellungen oftmals nicht zu. Besonders innerhalb wirtschaftsbasierter Aufgabenstellungen treten Nichtlinearitäten eher in der Regel als in der Ausnahme auf. In Anbetracht der Kombinationsmöglichkeiten mathematischer Funktionen entsteht eine Modellvielfalt, für deren Lösung momentan zwar ein Grundmodell, aber weder eine geschlossene Theorie noch allgemeingültige Methoden existieren [HILLIER 2002], [ZIMMERMANN 2008].

Maximiere

$$z = F(x_1, \dots, x_n) \quad (4.13)$$

unter den Nebenbedingungen

$$g_i(x_i, \dots, x_n) \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} b_i \quad \text{für } i = 1, \dots, m \quad (4.14)$$

und der Nichtnegativitätsbedingung

$$x_j \geq 0 \quad \text{für } j = 1, \dots, n \quad (4.15)$$

mit

$$x_j \in \mathbb{R}; x_j \in \mathbb{Z}; x_j \in \{0,1\}$$

Nach [DOMSCHKE 2005], [HILLIER 2002] und [ZIMMERMANN 2008] bietet sich die mathematische Beschreibung gemäß Grundmodellardarstellung (4.13) bis (4.15) unter der Voraussetzung an, dass im Gegensatz zu linearen Modellen die Zielfunktion und/oder zumindest Teile der Nebenbedingungen nichtlinear sind. Die zusätzliche Berücksichtigung der Nichtnegativitätsbedingung führt zu positiven reellwertigen Problemdefinitionen, deren Überführung von Maximierungs- in gleichwertige Minimierungsaufgaben durch die Negation der Zielfunktion und Nebenbedingungen erreicht werden kann. Aufgaben der lokalen nichtlinearen Optimierung ohne Nebenbedingungen erscheinen in diesem Zusammenhang weitgehend lösbar und erlauben das Finden lokaler Maxima oder Minima in annehmbarer Zeit. Problemstellungen der globalen nichtlinearen Optimierung stellen hingegen eine nicht vollständig gelöste Aufgabe des Operations Research dar. Die Anwendung moderner nichtlinearer Verfahren auf komplexe und umfangreiche Systembeschreibungen, wie die des erstellten Potentialanalysemodells aus Kapitel 5, führen nicht mit absoluter Sicherheit zu dem gesuchten Extremum. Nahezu optimale Ergebnisse werden in den meisten Fällen über die mehrfache Ausführung der Lösungsmethode mit unterschiedlichen Startwerten erzielt, was sich jedoch oftmals negativ auf die Rechenzeit auswirkt [DOMSCHKE 2005], [HILLIER 2002].

#### 4.2.4 Solver, Engines und Algorithmen

Die Erstellung und Implementierung von Modellen mit anschließender Lösungsfindung wird idealerweise über integrierte Entwicklungsumgebungen (Integrated Development Environments) mit mathematischer Programmierung erreicht. State of the Art Solver-Engines für Steuerungs- und Ablaufplanung werden an dieser Stelle mit leistungsfähigen Optimierungsalgorithmen und einer Modellierungssprache kombiniert. Die Problembeschreibung und Entscheidungsfindung wird durch Funktionen für Fehlersuche sowie Tests und Optimierung der Anwendungen sinnvoll ergänzt. Eine der weitverbreitetsten Entwicklungsumgebungen bildet das so genannte **General Algebraic Modeling**

System (GAMS) [GAMS 2012], dessen Ursprung auf ein Forschungsprojekt der Weltbank aus den frühen 1980er Jahren zurückzuführen ist [GAMS 2013]. Zugeschnitten auf komplexe Problemstellungen der linearen, nichtlinearen und gemischt ganzzahligen Optimierung werden hier auch Solver von Drittanbietern zugänglich und nutzbar gemacht. Die eigentliche Modellbeschreibung erfolgt innerhalb der Integrated Development Environment unter Verwendung der mathematischen Modellierungssprache AMPL (**A Mathematical Programming Language**). Eine umfassende Abdeckung verschiedener Problemklassen kann hierüber plattformunabhängig und mit einem hohen Adaptionegrad erreicht werden. In diesem Zusammenhang fasst Tabelle 4.1 die bedeutendsten Solver-Engines sowie hierüber behandelbare Problemklassen entsprechend den Angaben aus [GAMS 2013] zusammen.

	LP	MIP	NLP	MCP	MPEC	CNS	DNLP	MINLP	QCP	MIQCP	Stochastic	Global
ALPHAEC												
BARON	√	√	√				√	√	√	√		√
BDMLP	√	√										
COIN-OR	√	√	√				√	√	√	√		√
CONOPT	√		√			√	√					
CPLEX	√	√							√	√		
DECIS	√										√	
DICOPT								√		√		
GLOMIO									√	√		√
GUROBI	√	√							√	√		
KNITRO	√		√				√	√	√	√		
LINDO	√	√	√				√	√	√	√	√	√
LINDOGLOBAL	√	√	√				√	√	√	√		√
LGO	√		√				√		√			√
MILES				√								
MINOS	√		√				√		√			
MOSEK	√	√	√				√		√	√		
MPSGE												
MSNLP			√				√		√			√
NLPEC				√	√							
OQNLP			√				√	√	√	√		√
PATH				√		√						
SBB								√		√		
SCIP		√	√				√	√	√	√		√
SNOPT	√		√				√		√			
SOPLEX	√											
SULUM	√											
XA	√	√										
XPRESS	√	√							√	√		

Tab. 4.1: Solver und deren behandelbare Modellklassen [GAMS 2013]

Die eingesetzte IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Entwicklungsumgebung [CPLEX 2013] geht grundsätzlich aus Untersuchungen der späten 1980er Jahre hervor und stellt heute eine der führenden Optimierungsmodellplattformen im akademischen sowie kommerziellen Bereich des Operations Research dar. Die systemeigene **Optimization Programming Language** (OPL) erlaubt eine präzise Beschreibung von Problemstellungen aus den Modellklassen der linearen, gemischt ganzzahligen, quadratischen sowie der Constraint-Programmierung [HOFSTEDT 2007]. Dank der schnittstellenoffenen Konzeptionierung erscheint die Integration realisierter Modelle in externe Anwendungen sowie die



Verbindung zu relationalen Datenbanken und Tabellenkalkulationsprogrammen jederzeit möglich. Die Verwendung der Version 12.2 versprach in diesem Zusammenhang eine gute Ausgangslage für die geforderte Modellbildung und führte letztlich zu dem funktionalen Optimierungsmodell des betrachteten Verbundsystems, dessen Beschreibung unter Kapitel 4.4 erfolgt.

Das umgesetzte Simulationsmodell aus Kapitel 5 erscheint in erster Linie zeitreihenbasiert und vermag unter Berücksichtigung verschiedener Rahmenbedingungen das potentielle Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten eines gesamten Jahres abzubilden. Entsprechend der Vielzahl an zu verarbeitenden Datenreihen sowie deren Verbindungen untereinander bot sich die Umsetzung in der Umgebung eines Tabellenkalkulationsprogrammes mit angelagerter Makro- bzw. Skriptsprache an. Der Einsatz von Microsoft Excel 2010 und der zugehörigen Skriptsprache **Visual Basic for Applications (VBA)** erwies sich hierbei als zielführend und bietet zudem eine gute Auswertung. Art und Komplexität sowie die Vorteile der direkten Zellprogrammierung mit erweitertem Funktionsumfang führen jedoch an dieser Stelle zu einer teilweise nichtlinearen Modellbeschreibung. Der Verlust des Linearitätskriteriums bedeutet den Bedarf an einem Solver, der zu Berechnungen von nichtlinearen Modellklassen herangezogen werden kann. CPLEX erscheint in diesem Zusammenhang zwar in Excel integrierbar, ist aber letztendlich nur zu linearen Lösungen befähigt. Abhilfe schafft hier eine Entwicklungsumgebung [FRONTLINE 2011], welche als „Risk Solver Platform“ bezeichnet den Umgang mit linearen als auch kontinuierlich nichtlinearen und nicht kontinuierlichen Problemen beherrscht. Grundsätzlich auf Engines wie MOSEK und KNITRO aufbauend, kann das System jederzeit bedarfsabhängig erweitert werden und bietet die notwendige Flexibilität für die Bearbeitung großer und komplexer Problemstellungen, wie die des realisierten Simulationsmodells.

Als Lösungsmethode steht den Solver-Engines je nach Modellklasse eine große Anzahl an Algorithmen zur Verfügung. Nach Kriterien wie Geschwindigkeit und Effizienz bemessen, wird nach endlich vielen Schritten das Feststellen einer optimalen Lösung bzw. der Unlösbarkeit angestrebt. Heutige Solver-Engines wählen meist zu Beginn einer Optimierung automatisch geeignete Algorithmen aus, die teilweise auch parallel angewendet werden. Die manuelle Auswahl der Methoden erscheint hierbei ebenfalls möglich und wird durch Vorgaben der Laufzeit und Präzision sinnvoll ergänzt. Eines der bekanntesten und wichtigsten Verfahren innerhalb der linearen Optimierung stellt das 1947 von George Dantzig vorgestellte Simplex-Verfahren dar. Die Vorteile liegen hier innerhalb des verwendeten Pivotverfahrens, dessen lineare Gleichungssysteme in endlicher Zeit zu einem definierten Abbruchkriterium geführt werden. Etablierte Basislösungen eines Problems können bei mehrfacher Ausführung zudem stets als Startwert genutzt werden und tragen somit zu einer Laufzeitverkürzung bei. Treten Forderungen nach ganzzahligen Lösungen auf, kommen oftmals „Branch and Bound“ oder „Branch and Cut“ Algorithmen zum Einsatz, die

grundsätzlich auf einem Entscheidungsbaum- bzw. Schnittebenenverfahren beruhen. Innerhalb des „Branch-Schrittes“ wird das Hauptproblem zunächst in mehrere Teilprobleme zerlegt, welche dann entweder in einem „Bound-Schritt“ nach und nach eliminiert oder durch das Hinzufügen weiterer Ungleichungen und deren erneuter Lösung in einem „Cut-Schritt“ näher an das gesuchte Optimum herangeführt werden. Als Lösungsmethode für globale nichtlineare Optimierungsprobleme werden bevorzugt evolutionäre Methoden angewendet, die der stochastischen Mathematik entstammen. Nach den Grundprinzipien der biologischen Evolution werden hierbei zufallsgesteuert Lösungen ermittelt, anhand einer so genannten Fitnessfunktion bewertet und letztlich entsprechend ihrer Güte selektiert. Im Vergleich zu anderen Optimierungsalgorithmen können evolutionäre Verfahren schon bei geringer Problemkenntnis sowie auftretenden Nichtlinearitäten und Diskontinuitäten eingesetzt werden und eignen sich daher für die Lösung vielfältiger Problemstellungen. Die zuvor benannten Algorithmen haben stellvertretend für eine Vielzahl existierender Methoden ihre Anwendung innerhalb der vorliegenden Arbeit gefunden. Auf eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Verfahren wird an dieser Stelle verzichtet, da diese lediglich als Werkzeug genutzt wurden und nicht im Fokus der Untersuchungen standen. Alternativ kann auf die nachfolgende Grundlagen- und Fachliteratur verwiesen werden: [DEMPPE 2006], [DOMSCHKE 2005], [GOHOUT 2009], [HILLIER 2002], [HOEVE 2005] und [HOFSTEDT 2007] sowie [JUNGNICKEL 2008], [KOOP 2008], [UNGERER 2010], [WEICKER 2007] und [ZIMMERMANN 2008].

### **4.3 Modellbeschreibung des Verbundsystems**

Basierend auf den vorangegangenen Ausführungen und Grundlagen konnte eine lineare gemischt ganzzahlige Modellbeschreibung des Verbundsystems innerhalb der IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Entwicklungsumgebung realisiert werden, dessen formale Darstellung und Erklärung nachfolgend stattfindet. Einen zentralen Ausgangspunkt bildet hierbei die konzeptbedingt netzgeführte Betriebsweise der Einzelanlagen, welche unter Verwendung vergrößerter thermischer Speicher und zusätzlicher Kesselanlagen auch den lokalen thermischen Bedarf berücksichtigt. Ausgelegt auf die Maximierung des Gesamtdeckungsbeitrages wird eine Vielzahl technischer sowie ökonomischer Nebenbedingungen beachtet und so die Beschränktheit des Modells garantiert. Ergänzend zu Restriktionen der Lauf- und Stillstandszeiten, des Start-Stopp-Verhaltens oder der schonenden Steuerung von Betriebsmitteln, treten in größeren Verbundsystemen mit direktem Praxisbezug meist weitere zu beachtende Nebenbedingungen auf. Neben Markt- und Handelssystem stehen in diesem Zusammenhang vor allem die Netzbetriebsführung mit Netzsicherheit und Versorgungsqualität im Fokus. Belastungsgrenzen der Betriebsmittel, Störfallbedingungen, Versorgungsgüte und Zuverlässigkeit des Netzes können hier stellvertretend benannt werden. KWK-Anlagen stellen zudem oftmals eine indirekte Kopplung zwischen Gas- und Stromversorgungsnetz dar, sodass ein

verstärkt gesteuerter Einsatz zugunsten der Stromversorgung mitunter eine Gasspitze bzw. Überlastung des Gasnetzes bedeuten kann [VGL. KURRAT 2006]. Die Umsetzung optimierter Fahrpläne in der betrieblichen Praxis bedarf daher einer entsprechenden Berücksichtigung und Überwachung der jeweiligen Netzsysteme, um einen gesicherten und produktiven Einsatz nachhaltig gewährleisten zu können.

Das Modell des Verbundsystems wurde auf der Grundlage bereits existierender Beschreibungen mit ähnlicher Problemstellung entwickelt [ALGUACIL 2000], [CRAFT 2004], [GOTZES 2005], [RÖMISCH 1997], [THOMA 2007] und entsprechend der vorliegenden Aufgabenstellung zugeschnitten und erweitert. Wie in der Energiewirtschaft üblich, basiert dessen mathematische Formulierung auf einem Optimierungszeitraum  $T$ , der aus Viertelstundenintervallen  $a$  besteht, von denen 96 zusammengenommen einen Tag abbilden. Ein Laufindex  $t \in \{1, \dots, T\}$  sowie die Hilfsindizes  $i$  und  $j \in \{1, \dots, T\}$  ermöglichen hierbei die Kennzeichnung der zeitintervallabhängigen Zugehörigkeiten. Der Optimierungszeitraum  $T$  wurde mit insgesamt 192 Zeitintervallen dimensioniert, von denen die ersten 96 Intervalle der aktuellen Fahrplanerstellung dienen. Das Einbringen der Zeitschritte 97 bis 192 sorgt für den Einblick in die zu erwartenden Rahmenbedingungen des nachfolgenden Tages und ermöglicht deren Einbeziehung in den aktuellen Optimierungsvorgang. Erzeugungsanlagen sowie deren Peripherie können so parallel optimal für den anschließenden Optimierungszeitraum ausgerichtet werden. Die netzgeführte Betriebsweise der Einzelanlagen beschreibt das Optimierungsziel, welches über die Maximierung des Deckungsbeitrages erreicht werden soll. An dieser Stelle entsteht zunächst ein Anreizproblem, da Erträge hauptsächlich über den eingespeisten KWK-Strom bzw. über Strom- und Wärmesubstitution generiert werden können. Entsprechend Kapitel 4.1 wird hier ein finanzielles Anreizsignal benötigt, dessen Ausnutzung eine direkte monetäre Besserstellung gegenüber der konventionellen Fahrweise bedeuten würde.

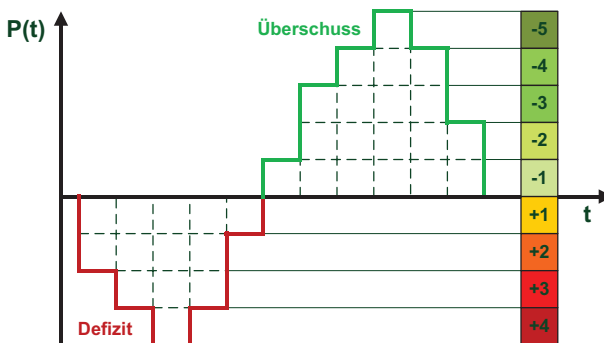


Abb. 4.4: Anreizstufen in Abhängigkeit der Residuallast [E. D.]

Abbildung 4.4 zeigt hierzu schematisch ein mögliches Anreizsystem, dessen dynamische Ausgestaltung in direkter Abhängigkeit zu der Residuallast erscheint. Entgegen einer statischen Vergütung nach [KWKG 2012], ermöglicht der flexible Anreiz eine strategische Betriebsänderung der Erzeugungsanlagen bei erreichbarer Wirtschaftlichkeit. Leiten KWK-Anlagen in Stromdefizitzeiten entsprechend Regel- und Ausgleichsenergie in das Verbundnetz, wird dies mit einem gestuften Vergütungsaufschlag bewertet. Überproduktionszeiten kann hingegen mit einer graduellen Strompreissenkung begegnet werden, auf die in ganz ähnlicher Weise Systeme wie Wärmepumpen oder Speicher reagieren. In Anbetracht der bisherigen Erkenntnisse kann die Zielfunktion wie folgt angegeben werden, deren Maximierung letztendlich zu einem optimalen Deckungsbeitrag führen soll:

**Zielfunktion:**

$$\begin{aligned}
 \max! DB = \sum_{t=1}^T & \left[ -(K_{SB} * b_t) + (B_{HH,KWK} * e_{HH,KWK,t}) \right. \\
 & - (K_{HH,K1} * e_{HH,K1,t}) - (K_{HH,K2} * e_{HH,K2,t}) \\
 & + (B_{KS,KWK} * e_{KS,KWK,t}) - (K_{KS,K} * e_{KS,K,t}) \\
 & \left. + (B_{K,KWK} * e_{K,KWK,t}) \right] \quad (4.16)
 \end{aligned}$$

mit

$$B_{KWK} = E_{SE} + E_{WS} - K_{BS} - K_W \quad (4.17)$$

$$K_K = K_{BS} + K_W \quad (4.18)$$

und

$K_{SB}$	Strombezugskosten	[€/kWh]
$b_t$	Energiebezug aus vorgelagertem Netz	[kWh]
$B_{KWK}$	Beitrag KWK-Anlage	[€/kWh]
$e_{KWK}$	Erzeugung KWK-Anlage	[kWh]
$K_K$	Kesselbetriebskosten	[€/kWh]
$e_K$	Erzeugung Kessel	[kWh]
$E_{SE}$	Erlöse Stromeinspeisung	[€/kWh]
$E_{WS}$	Erlöse Wärmesubstitution	[€/kWh]
$K_{BS}$	Brennstoffkosten	[€/kWh]
$K_W$	Wartungskosten	[€/kWh]
HH, KS, K	Hamburg, Kassel, Köln	[-]

Eine einheitliche Bewertung aller zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse wird über deren normierte Bezugsgrößendarstellung in €/kWh gewährleistet. Innerhalb der Bezugskostenabbildung müssen allein die Arbeitspreise für Gas oder Strom einkalkuliert werden, konstante Kostenfaktoren in der Form von Grund- oder Leistungspreisen spielen hingegen für die Optimierung keine Rolle. Die Kenntnis der Anlagenwirkungsgrade sowie der Erzeugungseistung erschließt hierbei die benötigten Gaskosten einer kombinierten bzw. direkten Produktion. Wartungskosten fallen prinzipiell meist nach einer bestimmten Betriebsstundenanzahl an und müssen entsprechend auf die zeitabhängige Erzeugung umgelegt werden, wobei ein möglicher Teillastbetrieb keine Berücksichtigung findet. Besonderes Augenmerk liegt auf der produzierten Wärme der KWK-Anlage, die ansonsten über den Kessel hätte erzeugt werden müssen. Der hier vermiedene Gasbezug und die damit verbundenen Kosten sind entsprechend zu entwickeln und der KWK-Anlage gutzuschreiben. Das Verhältnis von elektrischem und thermischem Wirkungsgrad  $\eta_{KWK,el}/\eta_{KWK,th}$  führt zunächst zu der erzeugten Wärmeenergie  $Q_{KWK,th}/kWh_{el}$ . In Verbindung mit dem Kesselwirkungsgrad  $\eta_K$  ergibt sich folgend der vermiedene Gasbezug mit  $Q_{KWK,th}/(kWh_{el} \cdot \eta_K)$ . Da in der vorliegenden Untersuchung von einem alternativen Anreizsystem ausgegangen wurde, finden derzeitige Vergütungsbestandteile wie KWK-Zuschlag oder Rückerstattungsanspruch bei vermiedener Netznutzung keine gesonderte Beachtung. Analog zu alternativen Optimierungszielen, Zeiträumen oder Rahmenbedingungen sind jedoch auch diese jederzeit integrierbar. Ein zusätzlicher Eigenverbrauch der Anlagen sowie An- und Abfahrtskosten wurden ebenfalls nicht berücksichtigt, da dies erst in Verbindung mit höheren Leistungsklassen sinnvoll erscheint. Das Modell kann folgend über Nebenbedingungen an die reale Problemstellung angepasst und begrenzt werden. [GLOVER 1975] ermöglicht hierbei die Linearisierung von nichtlinearen Zusammenhängen, eine Zustandserfassung lässt sich über den Einsatz von Binärvariablen realisieren [THOMA 2007].

**Nebenbedingungen:**

$$P_{min,n} \leq P_{n,t} \leq P_{max,n} \quad \vee \quad P_{n,t} = 0 \tag{4.19}$$

$$P_n = P_{stat,n,t} \quad \vee \quad P_n = P_{mod,n,t} \tag{4.20}$$

$$-P_{ab,n} * a \leq P_{n,t} - P_{n,t-1} \leq P_{zu,n} * a \tag{4.21}$$

mit

$P_{n,t}$	elektrische Leistung n-te Anlage Zeitpunkt t	[kW]
$P_{min}$	untere elektrische Leistungsgrenze	[kW]
$P_{max}$	obere elektrische Leistungsgrenze	[kW]

$P_{ab}$	Leistungsänderungsgrenze bei Abnahme	[kW]
$P_{zu}$	Leistungsänderungsgrenze bei Zunahme	[kW]
$P_{stat}$	statisches Betriebsverhalten	[kW]
$P_{mod}$	modulierendes Betriebsverhalten	[kW]
$a$	Viertelstundenintervallbreite	[h]

Die betrachteten KWK-Anlagensysteme sollen in der Modelldarstellung nur Betriebspunkte innerhalb ihres realen Leistungsbereiches (siehe Kapitel 2) annehmen können. Gleichung (4.19) beschreibt diese Eigenschaft zunächst für die elektrischen Erzeugungsgrenzen, wobei je nach Anlagensystem ein statisches oder modulierendes Verhalten zu Grunde gelegt werden kann (4.20). Der Index  $n$  erscheint hierbei stellvertretend für den jeweiligen Anlagentyp entsprechend der Standorte Hamburg, Kassel und Köln. Technisch als auch ökonomisch sinnvoll erfolgt die Einführung von Leistungsänderungsgrenzen (4.21), wodurch starke Leistungsschwankungen innerhalb kurzer Zeitabstände unterbunden werden. Analog zu den KWK-Anlagen lassen sich mittels Gleichung (4.19) ebenfalls die Kesselsysteme unter Berücksichtigung des thermischen Kesselwirkungsgrades  $\eta_{K,th}$  abbilden.

$$P_{n,t} = \sigma_n * P_{th,n,t} \quad \text{für} \quad \eta_n = \eta_{el,n} + \eta_{th,n} \quad (4.22)$$

mit

$P$	elektrische Leistung	[kW]
$P_{th}$	thermische Leistung	[kW]
$\sigma$	Stromkennzahl	[-]
$\eta$	Gesamtwirkungsgrad	[-]
$\eta_{el}$	elektrischer Wirkungsgrad	[-]
$\eta_{th}$	thermischer Wirkungsgrad	[-]

Elektrische und thermische Erzeugung stehen in einem direkten Verhältnis zueinander, welches über die Stromkennzahl  $\sigma$  wiedergegeben wird. Unter Voraussetzung des linearen Verhaltens im Teillastfall wird die mathematische Beschreibung (4.22) und Integration in das vorliegende Modell möglich.

$$\sum P_{n,t} = P_{HH,t} + P_{KS,t} + P_{K,t} \leq SLP_t \quad (4.23)$$

$$\sum P_{n,t} = P_{HH,t} + P_{KS,t} + P_{K,t} + SB_t \leq SLP_t \quad (4.24)$$

$$P_{th,n,t} + SP_{e,n,t} + SLK_{n,t} \leq TLP_{n,t} \quad (4.25)$$

mit

P	elektrische Leistung	[kW]
$P_{th}$	thermische Leistung	[kW]
SLP	globales Stromlastprofil	[kW]
SB	Strombezug aus dem vorgelagerten Netz	[kW]
$SP_e$	Speicherentladeleistung	[kW]
SLK	Betrieb des Spitzenlastkessels	[kW]
TLP	lokales thermisches Lastprofil	[kW]

Der netzgeführte Verbundbetrieb zielt in erster Linie auf eine bestmögliche Abdeckung des globalen Stromlastprofils, bei gleichzeitiger Berücksichtigung der lokalen thermischen Lasten. Eine mögliche Überdeckung des elektrischen Verbundnetzes durch den KWK-Betrieb ist in diesem Zusammenhang nicht erwünscht (4.23). Die vollständige Versorgung des elektrischen (4.24) sowie thermischen (4.25) Bedarfs ist hingegen verpflichtend und soll zu jedem Zeitpunkt unter Verwendung von Spitzenlastkesseln bzw. einem Strombezug aus dem vorgelagerten Netz gewährleistet werden.

$$0 \leq SP_{b,n,t} \leq SP_{b,n,max} \quad (4.26)$$

$$0 \leq SP_{e,n,t} \leq SP_{e,n,max} \quad (4.27)$$

$$SP_{F,n,min} \leq SP_{F,n,t} \leq SP_{F,n,max} \quad (4.28)$$

$$SP_{F,n,t} = (SP_{F,n,t-1} * SP_{V,n}) + (-SP_{e,n,t} + SP_{b,n,t}) * t \quad (4.29)$$

mit

$SP_b$	Speicherbeladeleistung	[kW]
$SP_{b,max}$	maximale Speicherbeladeleistung	[kW]
$SP_e$	Speicherentladeleistung	[kW]
$SP_{e,max}$	maximale Speicherentladeleistung	[kW]
$SP_F$	Speicherfüllstand	[kWh]
$SP_{F,min}$	minimaler Speicherfüllstand	[kWh]
$SP_{F,max}$	maximaler Speicherfüllstand	[kWh]
$SP_V$	Speicherverluste	[%/h]

Besondere Bedeutung wird den thermischen Speichern zugesprochen, deren kapazitive Vergrößerung in Verbindung mit den KWK-Systemen die notwendige zeitweise Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ermöglichen. Die

Speichermodellierung erfolgt entsprechend den Gleichungen (4.26) bis (4.28), welche den Wertebereich für Auf- und Entladeleistung sowie die Kapazität des jeweiligen Speichersystems bestimmen. Die Energiebilanz zwischen Füllstand, Verlusten, Auf- und Entladung wird über (4.29) realisiert.

$$(T_{an,n,t} - MLZ_n) * (z_{n,t-1} - z_{n,t}) \geq 0 \quad (4.30)$$

$$(T_{aus,n,t-1} - MSZ_n) * (z_{n,t} - z_{n,t-1}) \geq 0 \quad (4.31)$$

$$\sum_{t=1}^T |z_{n,t} - z_{n,t-1}| \leq S_{n,max} \quad (4.32)$$

mit

$T_{an}$	Betriebszeit zu Beginn von Intervall t	[h]
$T_{aus}$	Stillstandzeit zu Beginn von Intervall t	[h]
MLZ	Mindestlaufzeit	[h]
MSZ	Mindeststillstandzeit	[h]
$z \in \{0,1\}$	Schaltzustandsvariable	[-]
$S_{max}$	maximale Anzahl an Zustandsänderungen	[-]

Mehrfaches Ein- und Ausschalten der Anlagen in schneller zeitlicher Abfolge erhöht den Verschleiß und verhindert zudem einen wirtschaftlichen Betrieb der Erzeugungsanlagen. Abhilfe schafft hier die Einführung von Mindestlauf- (4.30) und Mindeststillstandzeiten (4.31) in Verbindung mit der Anzahlbeschränkung erlaubter Schaltzustandsänderungen (4.32). Die Schaltzustandsvariable  $z$  dient in diesem Zusammenhang der Flankenerkennung, indem  $z_{n,t-1} = 0$  und  $z_{n,t} = 1$  den Einschaltzeitpunkt sowie  $z_{n,t-1} = 1$  und  $z_{n,t} = 0$  den Ausschaltzeitpunkt markieren. Der Zustand muss folgend bis zum Erreichen der Mindestlauf- bzw. Mindeststillstandzeit gehalten werden. Die zusätzliche Erfassung der erfolgten Zustandsänderungen ermöglicht weiterhin deren Beschränkung mittels (4.32).

$$z_{ein,n} = \begin{cases} 1 \Rightarrow \text{Anlage } n \text{ wurde in } t \text{ eingeschaltet} \\ 0 \Rightarrow \text{sonst} \end{cases} \quad (4.33)$$

$$z_{aus,n} = \begin{cases} 1 \Rightarrow \text{Anlage } n \text{ wurde in } t \text{ ausgeschaltet} \\ 0 \Rightarrow \text{sonst} \end{cases} \quad (4.34)$$

$$z_{n,t} - z_{n,t-1} = z_{ein,n,t} - z_{aus,n,t} \quad (4.35)$$

$$z_{ein,n,t} - z_{aus,n,t} \leq 1 \quad (4.36)$$



$$\sum_{t=1}^T (z_{ein,n,t} - z_{aus,n,t}) \leq S_{n,max} \quad (4.37)$$

$$T_{an,n,t} = z_{n,t-1} * T_{an,n,t-1} + z_{n,t-1} * a_{t-1} \quad (4.38)$$

$$T_{aus,n,t} = (T_{aus,n,t-1} + a_{t-1}) * (1 - z_{n,t-1}) \quad (4.39)$$

mit

$z_{ein} \in \{0,1\}$	Einschalterfassungsvariable	[-]
$z_{aus} \in \{0,1\}$	Ausschalterfassungsvariable	[-]
$z \in \{0,1\}$	Schaltzustandsvariable	[-]
$S_{max}$	maximale Anzahl an Zustandsänderungen	[-]
$T_{an}$	Betriebszeit zu Beginn von Intervall t	[h]
$T_{aus}$	Stillstandzeit zu Beginn von Intervall t	[h]
a	Viertelstundenintervallbreite	[h]

Für eine weiterführende Modellierung der Laufzeitvorgaben werden zusätzliche Restriktionen benötigt, zu deren präziseren Beschreibung entsprechende Binärvariablen eingeführt werden (4.33), (4.34). Die Gleichungen (4.35) und (4.36) erlauben nachfolgend eine Umwandlung der Flankenerkennung aus (4.30) bis (4.32) und führen letztendlich zu einer vereinfachten Darstellung der Schaltzustandsbeschränkung (4.37). Über die Kenntnis der Betriebszeit bzw. des Betriebszustandes zum Zeitpunkt t-1 gelingt weiterhin eine Abbildung der Betriebspunkte im Intervall t (4.38), (4.39). Die mathematische Beschreibung gemäß (4.30) und (4.31) sowie (4.38) und (4.39) bedingt ein Produkt aus Variablen und erscheint demnach nichtlinear. Abhilfe schafft hier die Behandlung in Ungleichungsform nach [GLOVER 1975], vgl. [GOTZES 2005].

$$ZV_{an,n,t-1} = z_{n,t-1} * T_{an,n,t} \quad (4.40)$$

$$ZV_{an,n,t-1} \geq 0 \quad (4.41)$$

$$ZV_{an,n,t-1} \leq OG * z_{n,t-1} \quad (4.42)$$

$$ZV_{an,n,t-1} \leq T_{an,n,t-1} \quad (4.43)$$

$$ZV_{an,n,t-1} \geq T_{an,n,t-1} - OG * (1 - z_{n,t-1}) \quad (4.44)$$

$$T_{an,n,t} = ZV_{an,n,t-1} + ZV_{an,n,t-1} * a_{t-1} \quad (4.45)$$

mit

$ZV_{an}$	Zählervariable eingeschalteter Zustand	[-]
$z \in \{0,1\}$	Schaltzustandsvariable	[-]
$T_{an}$	Betriebszeit zu Beginn von Intervall t	[h]
OG	Obergrenze Stillstands- und Betriebszeiten	[h]
a	Viertelstundenintervallbreite	[h]

In Gleichung (4.40) wird einer Zählervariablen zunächst der Wert des Produktes aus Betriebszustand und Schaltzustandsvariable zugewiesen. Unter Beachtung der linearen Ungleichungen (4.41) bis (4.44) wird (4.38) abschließend umgeformt und zu (4.45) entwickelt. Entgegen (4.38) erscheint (4.45) nun vollständig linear und kann in das programmtechnische Modell aufgenommen werden. Selbige Vorgehensweise ermöglicht die Transformation von (4.39) in (4.50) unter Berücksichtigung der Restriktionen (4.46) bis (4.49).

$$ZV_{aus,n,t-1} \geq 0 \quad (4.46)$$

$$ZV_{aus,n,t-1} \leq OG * z_{n,t-1} \quad (4.47)$$

$$ZV_{an,n,t-1} \leq T_{aus,n,t-1} \quad (4.48)$$

$$ZV_{aus,n,t-1} \geq T_{aus,n,t-1} - OG * (1 - z_{n,t-1}) \quad (4.49)$$

$$T_{aus,n,t} = -ZV_{aus,n,t-1} + T_{aus,n,t-1} + a_{t-1} - z_{n,t-1} * a_{t-1} \quad (4.50)$$

mit

$ZV_{aus}$	Zählervariable ausgeschalteter Zustand	[-]
OG	Obergrenze Stillstands- und Betriebszeiten	[h]
$z \in \{0,1\}$	Schaltzustandsvariable	[-]
$T_{aus}$	Stillstandzeit zu Beginn von Intervall t	[h]
a	Viertelstundenintervallbreite	[h]

Die letztendliche Einhaltung der Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten wird über die Nebenbedingungen (4.51) bis (4.54) herbeigeführt. Erfolgt ein Schaltzustandswechsel, muss dieser so lange gehalten werden bis die jeweilige Zeitvorgabe bzw. das Ende des Optimierungszeitraums erreicht wurde.

$$\begin{aligned}
 & (\forall n = HH, KS, K)(\forall j = 1, \dots, T) \\
 & : \sum_{i=1}^{j-1} a_i < MLZ_n - T_{an,n,init} : z_{n,j} \geq z_{ein,n,0} \quad (4.51)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & (\forall n = HH, KS, K)(\forall t = 1, \dots, T)(\forall j = t + 1, \dots, T) \\
 & : \sum_{i=t}^{j-1} a_i < MLZ_n : z_{n,j} \geq z_{ein,n,t} \quad (4.52)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & (\forall n = HH, KS, K)(\forall j = 1, \dots, T) \\
 & : \sum_{i=1}^{j-1} a_i < MSZ_n - T_{aus,n,init} : z_{n,j} \leq z_{n,0} \quad (4.53)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & (\forall n = HH, KS, K)(\forall t = 1, \dots, T - 1)(\forall j = t + 1, \dots, T) \\
 & : \sum_{i=t}^{j-1} a_i < MSZ_n : z_{aus,n,t} \leq 1 - z_{n,j} \quad (4.54)
 \end{aligned}$$

mit

MLZ	Mindestlaufzeit	[h]
MSZ	Mindeststillstandzeit	[h]
$T_{an,init}$	Betriebszeit zu Beginn der Optimierung	[h]
$T_{aus,init}$	Stillstandzeit zu Beginn der Optimierung	[h]
a	Viertelstundenintervallbreite	[h]
$z \in \{0,1\}$	Schaltzustandsvariable	[-]
$z_{ein} \in \{0,1\}$	Einschalterfassungsvariable	[-]
$z_{aus} \in \{0,1\}$	Ausschalterfassungsvariable	[-]

Vorliegende Modellbeschreibung wird durch eine Vielzahl an Initialzuständen, Rahmenbedingungen und Fallunterscheidungen ergänzt, wodurch die Vorgabe von minimalen Gesamtlaufzeiten sowie Anfangs-, Stütz- und Endzuständen ermöglicht werden kann oder gleichzeitiges Be- und Entladen des thermischen Speichers untersagt bleibt. Die grundlegenden Quellen des Modells [ALGUACIL 2000], [CRAFT 2004], [GLOVER 1975], [GOTZES 2005], [RÖMISCH 1997] und [THOMA 2007] bieten weiterführende Informationen zu den verwendeten Modellgleichungen als auch alternative Ansätze und Umsetzungsmöglichkeiten.

#### 4.4 Beispielberechnung und Zusammenfassung

Mit vielen Integrationsmöglichkeiten bietet die Entwicklungsumgebung eine variable Nutzung des realisierten Modells an. Über Microsoft Excel kann eine

direkte Parametrierung der Rahmenbedingungen und Datensätze erfolgen, wobei die Ergebnisse der anschließenden Optimierung erneut an das Tabellenkalkulationsprogramm übergeben werden können. In Verbindung mit den umfangreichen Analyse- und Darstellungsmöglichkeiten von Microsoft Excel entsteht so ein umfangreiches Simulationswerkzeug. Über die Schnittstelle des OPC-Servers besteht zudem eine Vernetzung mit dem eingesetzten Datenbank- und Leitsystem (siehe Kapitel 3.4). Der Austausch von Betriebs- und Nutzdaten versetzt den Optimierer hierbei in die Lage, aktuelle Informationen und Rahmenbedingungen zu erfassen, darauf aufbauend entsprechende Fahrpläne zu entwickeln, die der letztendlichen Betriebsplanung dienen können (siehe Abb. 4.5).

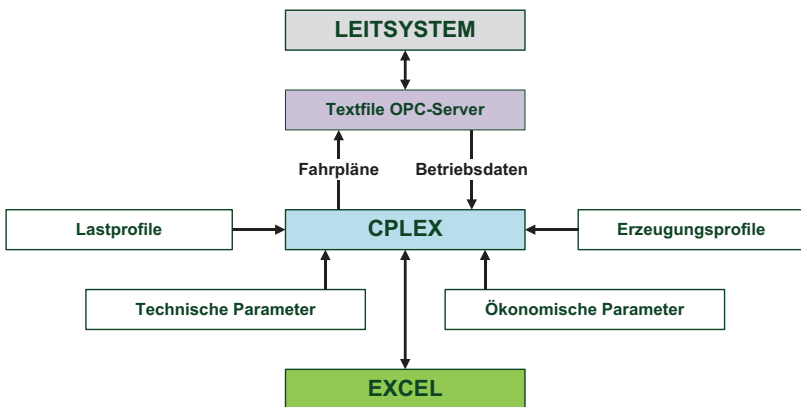


Abb. 4.5: Optimierungssystem und Schnittstellenstruktur [E. D.]

Das nachfolgende Beispiel belegt die Funktionalität des entwickelten Modells und verdeutlicht zudem dessen Einsatzmöglichkeiten und Perspektiven. Grundlage bildet die Betrachtung des Zeitraums 02.03.1999 bis 03.03.1999. Zwei gemäßigte Wintertage in einem Jahr, dessen mittlere Temperatur dem langjährigen Durchschnitt entspricht [DWD 2013]. Die verwendeten Lastprofile entsprechen den Ausführungen unter Kapitel 5 und wurden exemplarisch mit den Verbrauchswerten aus Kapitel 2 belegt (siehe Tab. 4.2). Ein thermischer Bedarf in Köln konnte in diesem Zusammenhang mit 40.000 kWh/a angenommen und gemäß dem Verhalten eines Einfamilienhauses mit Nachtabsenkung ausgestaltet werden. Hamburg und Kassel entsprechen in diesem Zusammenhang der Beschreibung eines haushaltsähnlichen Betriebes mit Nachtabsenkung. Anteilig zu einem virtuellen Verbundnetz erscheint die Dimensionierung eines globalen Stromlastprofils, dessen Tagesmaximalwert mit der größtmöglichen elektrischen Erzeugung von 22,2 kW übereinstimmt.

	Köln	Hamburg	Kassel
Heizkessel	-	65 kWth	100 kWth
KWK-Anlage	3 - 16 kWth/ 0,3 - 2 kWel (modulierend)	12,5 kWth/ 5 kWel (statisch)	17 - 30 kWth/ 6 - 15,2 kWel (modulierend)
Thermischer Speicher	800 Liter	2.000 Liter	8.000 Liter
Thermischer bedarf	40.000 kWh/a	223.500 kWh/a	160.000 kWh/a

Tab. 4.2 Kennzahlen der Simulation [E. D.]

Als vereinfachende Annahme wurden mögliche Kosten- und Preisbestandteile gemäß den Tarifen des regionalen Energieversorgers [RE 2013] sowie praxisnaher Wartungskosten pauschal allen beteiligten Anlagensystemen zugrunde gelegt. Demzufolge wird ein eventuell notwendiger Strombezug mit einem Arbeitspreis in der Höhe von 27 ct/kWh belegt, während die variablen Gasbezugskosten bei 6 ct/kWh liegen. Wartungskosten entfallen prinzipiell meist nach einer bestimmten Betriebsstundenanzahl und müssen entsprechend auf die einzelne Betriebsstunde und die hierin erbrachte Leistung zurückgeführt werden. Bei 6.000 Betriebsstunden entsteht ein Wartungskostenaufwand, der je nach erbrachter Leistung des KWK-Systems bis zu 14 ct/Bh beträgt. Analog können die Kessel-Wartungskosten mit 6 ct/Bh bei 2.000 Betriebsstunden angesetzt werden. Erlöse der Stromeinspeisung werden nicht allgemein erfasst, sondern richten sich proportional nach dem Stromlastprofil und dienen damit der gewichteten Anreizbildung.

Mit initialen Speicherzuständen von 50 %, Mindestlauf- und stillstandzeiten von einer Stunde und maximal drei erlaubten Startvorgängen pro Tag ergeben sich die in Abb. 4.6 und 4.7 dargestellten optimalen Betriebszusammenhänge. Thermische Überproduktionen der Einzelanlagen spiegeln sich in der jeweiligen Ladekurve des Speichers wider. Die Zeitschritte 97 bis 192 sind hierbei als Forecast der zu erwartenden Rahmenbedingungen des nachfolgenden Tages zu bewerten und dienen der Vorausrichtung der vorgelagerten 96 Zeitschritte. Unter Einhaltung aller Ziel- und Nebenbedingungen erscheint eine Versorgung von elektrischem und thermischem Bedarf über den vorliegenden Ansatz erreichbar. Eine kapazitive Vergrößerung der thermischen Speicher, deren Verlust mit 1 %/h angenommen wurde, ermöglicht sichtbar die zeitweise Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch bei der Versuchsanlage in Köln. Die thermische Last in Hamburg und Kassel erscheint hierbei zu groß, sodass die Speicher hauptsächlich entladen werden. Mit zunehmender Anlagenzahl steigt ebenfalls der Freiheitsgrad des Gesamtsystems, so dass die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie auch innerhalb eines residualen Lastverhaltens durchführbar erscheint. Strombezug aus dem vorgelagerten Netz wird hauptsächlich durch die geringe Anlagenzahl verursacht, deren gemeinsame Modulationsfähigkeit gegenüber der elektrischen Last teilweise nicht ausreicht.

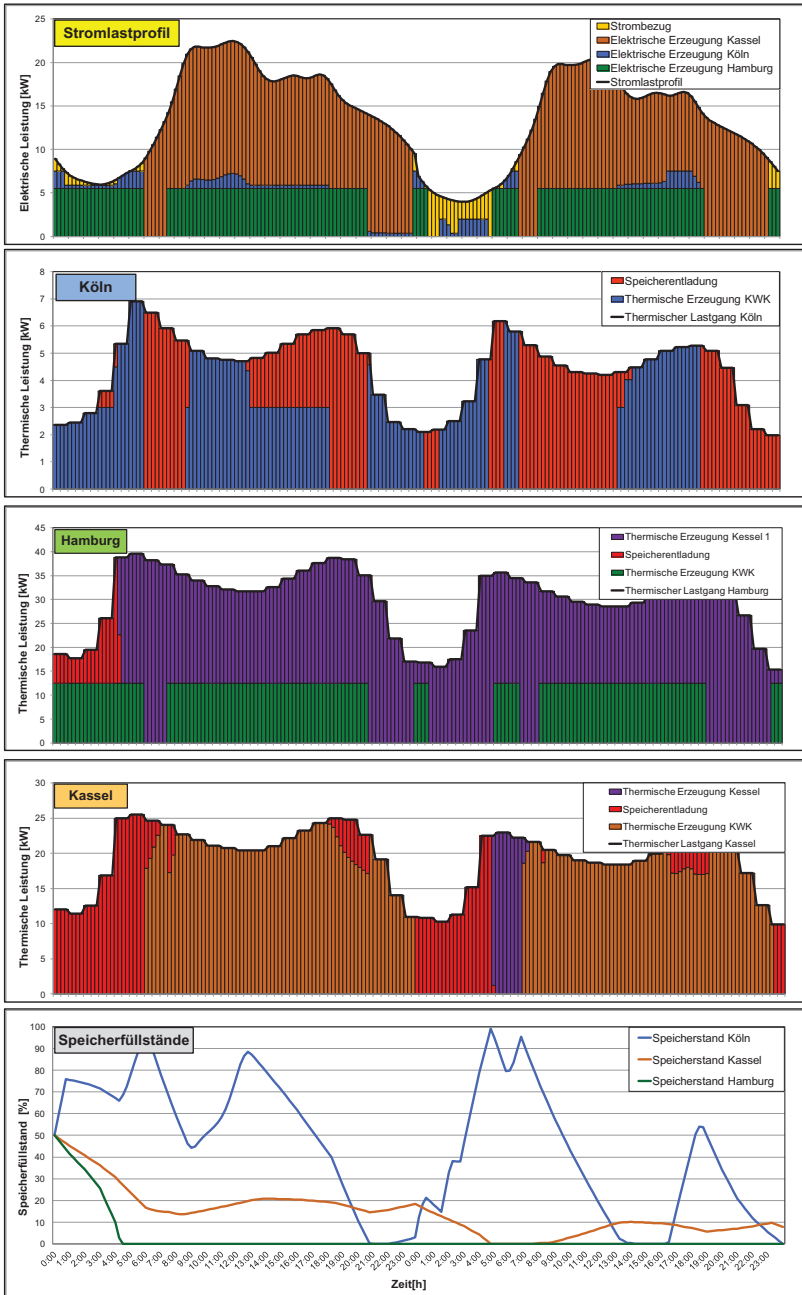


Abb. 4.6: Optimierte Erzeugung und Speicherfahrweise [E. D.] [E. B.]

## 5 Simulation einer erneuerbaren Versorgung in 2050

Simulationsmodelle ermöglichen die Analyse komplexer Systeme sowie deren Merkmale in Bezug auf konkrete Fragestellungen mittels Quantifizierung der Auswirkungen von wechselnden Alternativmengen. Das umgesetzte Modell erlaubt in diesem Zusammenhang die Projektion des Konzeptansatzes auf größere Versorgungsgebiete und realisiert eine Potentialprognose, inwieweit fluktuierende erneuerbare Energien zukünftig ausgeglichen werden können. In der Umgebung eines Tabellenkalkulationsprogrammes mit angelagerter Makro- bzw. Skriptsprache wird hierzu zeitreihenbasiert das potentielle Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten eines gesamten Jahres abgebildet und nachfolgend über die verwendete Solver Plattform optimiert (siehe Kapitel 4.3). Basierend auf den Potentialabschätzungen aus Kapitel 2 nutzt das Modell historische Einspeise- und Verbrauchsprofile sowie fiktive KWK-Anlagensysteme mit variierender Stromkennzahl und Speichergröße für eine Systembewertung auf Grundlage typischer Einsatzgebiete und Szenarien. Ausgehend von Einzelgebäuden, Gewerbe- und Industriebetrieben, die unterschiedliche Verbrauchsprofile für Strom und Wärme besitzen, zielt das Modell auf eine Darstellung und Untersuchung des gesamtdeutschen Versorgungsgebietes ab.

### 5.1 Grundlagen und Rahmenbedingungen der Simulation

Die Realisierung eines solchen gesamtdeutschen Versorgungsszenarios unter Berücksichtigung einer erneuerbaren Energieerzeugung sowie des elektrischen und thermischen Verbrauchsverhaltens steht hierbei in direkter Abhängigkeit zu den sich verändernden meteorologischen Rahmenbedingungen. Raum- und zeitabhängig bilden stetig wechselnde Klimafaktoren wie Bedeckungsgrad, Solarstrahlung, Windeintrag, Luftdruck und Temperatur die Planungsgrundlage der weiteren Betrachtung. Die Integration charakteristischer Witterungsdaten erscheint in diesem Zusammenhang notwendig und wurde über die Nutzung der aktualisierten und erweiterten Herleitungsmethode von Testreferenzjahren (TRJ) einbezogen.

Nach [TRJ 2011, S. 4F] „ist [es hierbei] weder sinnvoll noch ökonomisch praktikabel, Testreferenzjahre [und die damit in Verbindung stehenden Klimadaten] für alle rund 100 Einzelstationen, an denen es Stundenwerte gibt, zu erstellen. Stattdessen erfolgt das Herunterbrechen [...] auf eine kleine Zahl von Regionen, die einerseits in sich möglichst gleichartig sind und die sich andererseits gut von allen anderen Regionen abheben“. Entsprechend [TRJ 2011A, S. 16F] liegt Deutschland „überwiegend im Einflussbereich westlicher Strömungen, mit denen maritim geprägte Luftmassen herangeführt werden. Demzufolge können die Bewölkung und damit die Strahlungsbedingungen von Stunde zu Stunde stark variieren, wiederholt Niederschlag auftreten und die tägliche sowie auch jährliche

Temperaturamplitude vergleichsweise gering sein. [...] Die Grundstruktur der räumlichen Verteilung der Klimatelemente wird durch den Anstieg der Geländehöhen von der Küste zu den Alpen hin und durch die Entfernung vom Meer bestimmt. [...] Zur Regionalisierung Deutschlands wurden die Messdaten von 114 Klimastationen mit homogenen Datenreihen verwendet und einer statistischen Auswertung anhand einer Faktoren- und Clusteranalyse unterzogen. [...] [Diese] ergab letztlich 15 deutlich voneinander zu trennende Gruppen von Klimastationen, die zur Definition der entsprechenden TRJ-Regionen führten“ (siehe Tabelle 5.1).

TRJ-Region	Station	Breiten- und Längengrad [°]	Höhe [m]
Nordseeküste	Bremerhaven	53,54 / 8,58	7
Ostseeküste	Rostock-Warnemünde	54,18 / 12,08	4
Nordwestdeutsches Tiefland	Hamburg-Fuhlsbüttel	53,64 / 9,99	11
Nordostdeutsches Tiefland	Potsdam	52,38 / 13,06	81
Niederrheinisch-westfälische Bucht und Emsland	Essen-Bredeneu	51,41 / 6,97	150
Nördliche und westliche Mittelgebirge, Randgebiete	Bad Marienberg	50,66 / 7,96	546,6
Nördliche und westliche Mittelgebirge, zentrale Bereiche	Kassel	51,3 / 9,44	231
Oberharz und Schwarzwald, mittlere Lagen	Braunlage	51,73 / 10,6	607
Thüringer Becken und Sächsisches Hügelland	Chemnitz	50,79 / 12,87	418
Südöstliche Mittelgebirge	Hof	50,31 / 11,88	565,1
Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald	Fichtelberg	50,43 / 12,96	1213
Oberheingraben und unteres Neckartal	Mannheim	49,51 / 8,56	96,1
Schwäbisch-fränkisches Stufenland, Alpenvorland	Mühdorf	48,28 / 12,5	405,6
Schwäbische Alb, Baar	Stötten	48,67 / 9,87	733,8
Alpenrand und Alpentäler	Garmisch-Partenkirchen	47,48 / 11,06	719

Tab. 5.1: Wetterstationen nach TRJ-Modell [TRJ 2011A] [DWD 2013]

Alle Merkmale der verschiedenen Klimazonen werden letztendlich innerhalb der oben benannten 15 Referenzstationen zusammengefasst und bilden demnach die witterungsbedingten Einflussfaktoren für den deutschen Raum bestmöglich ab. Die im weiteren Verlauf benötigten und eingesetzten Klimadaten basieren folglich auf den Messwerten der ausgewiesenen TRJ-Regionen und wurden über das Datenportal des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [DWD 2013] abgerufen. Vorliegende Messwerte konnten so entweder einer direkten Nutzung zugeführt werden oder dienen der Entwicklung weiterer Merkmale und Informationen wie Wärmelast- oder Solarstrahlungsprofilen.



Neben Klimadaten wurden weitere historische Erzeugungs- und Lastgangdaten verwendet, um das Produktions- und Verbrauchsverhalten innerhalb zukünftiger Szenarien abschätzen zu können. Die Datengrundlage besteht hierbei größtenteils aus verfügbaren Zeitreihen der **European Energy Exchange** Transparenzplattform (EEX) [EEX 2012] sowie Messwerten des Verbandes **Europäischer Übertragungsnetzbetreiber**, besser bekannt als **European Network of Transmission System Operators for Electricity** (ENTSOE) [ENTSOE 2012]. Analog der getroffenen Datenauswahl in Kapitel 2, erfolgt auch an dieser Stelle eine Berücksichtigung der statistisch ermittelten Werte im Zeitraum von 1990 bis 2011.

In Verbindung mit den Erkenntnissen aus Kapitel 2 wurden die nachfolgenden Szenarien einer potentiellen Energieversorgung im Jahre 2050 aufgestellt. Eine grundsätzliche Annahme stellen hierbei der fortwährende Ausbau erneuerbarer Energien sowie anhaltende Verbesserungsmaßnahmen der Energieeffizienz dar. Bisherige sowie prognostizierte Entwicklungen bestätigen auch in Zukunft der Photovoltaik und Windkraft den größten zu erwartenden Erzeugungsbeitrag. Entsprechend sinnvoll erscheint die Auswahl geeigneter Referenzjahre gemäß den jeweiligen Solarstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsbedingungen eines jeden Jahres im Betrachtungszeitraum. Als Indikator eignen sich in diesem Zusammenhang so genannte Ertrags- bzw. Produktionsindizes, welche die Relation regionaler Energieerträge eines bestimmten Zeitraumes gegenüber den aufgezeichneten Langzeitmittelwerten widerspiegeln (siehe Abb. 5.1).

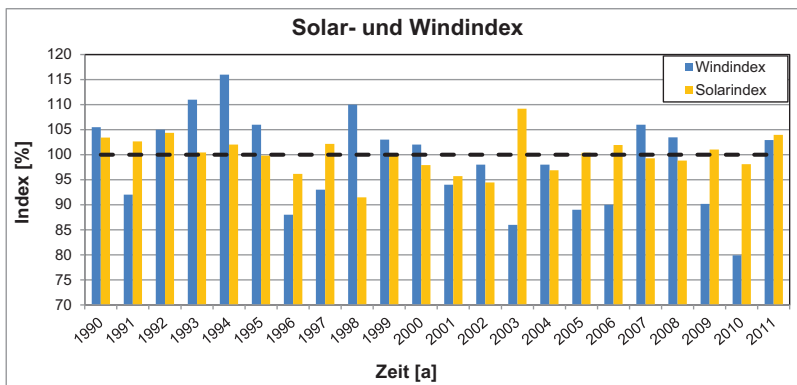


Abb. 5.1: Ertrags- und Produktionsindex für Solar- und Windenergie [WM 2012] [IWR 2012] [EE 2011] [E. B.] [E. D]

Dem weiten Betrachtungszeitraum geschuldet wurde der oben dargestellte Windindex letztendlich aus einer Kombination diverser Referenzwerte gebildet. Dessen Basis bilden Produktionsindizes der Ingenieur-Werkstatt **Energietechnik**

(IWET) und des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) [WM 2012], welche eine Aussage im Zeitraum zwischen 1993 und 2007 ermöglichen. Angaben des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) [IWR 2012] sowie des Anemos-Index [EE 2011] ergänzen entsprechend die Jahre 1990 bis 1992 und 2008 bis 2011. Laut Definition steht hierbei der Produktionsindex im proportionalen Verhältnis zur Stromproduktion, während sich der Ertragsindex auf die mittleren Messwerte der Solarstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit bezieht. Aufgrund des bestehenden Mangels an vergleichbaren Kennzahlen und Referenzwerten im Bereich der Solarenergie wurde analog zu der Windkraft ein entsprechender Solarindex entwickelt. Ab 1998 auf den jährlichen Strahlungskarten des Deutschen Wetterdienstes [DWD 2013A] beruhend, musste der Zeitraum von 1990 bis 1997 hierbei größtenteils berechnet werden (siehe Kapitel 5.4). Abbildung 5.1 fasst die Ergebnisse zusammen und ermöglicht eine Bewertung von Ertrag bzw. Produktion mit Bezug zum langjährigen Mittel des Betrachtungszeitraums. Indexwerte, die ober- oder unterhalb der 100 %-Marke liegen, verweisen hierbei auf über- oder unterdurchschnittlich ausgefallene Jahresbeiträge. Die Wahl der räumlichen und zeitlichen Auflösung führt zu Schwankungsbreiten zwischen 2 % und 10 % [EE 2011] und beeinflusst letztendlich die Genauigkeit der Indizes. Die weitere Untersuchung stützt sich auf nachfolgende Referenzjahre, um neben der Gesamterzeugung auch die Einflüsse und Verhältnisse zwischen beiden Versorgungsgrößen berücksichtigen zu können.

- 1994 ⇒ überdurchschnittliches Solar- und Windangebot
- 1996 ⇒ unterdurchschnittliches Solar- und Windangebot
- 1998 ⇒ unterdurchschnittliches Solarangebot  
überdurchschnittliches Windangebot
- 1999 ⇒ durchschnittliches Solar- und Windangebot
- 2003 ⇒ überdurchschnittliches Solarangebot  
unterdurchschnittliches Windangebot

Der fortschreitende Ausbau von Solar- und Windenergie wird in Anbetracht der aktuell installierten Leistung zu gleichen Teilen angenommen und im Zuge der jeweils geforderten elektrischen Abdeckung angeglichen. Die Herleitung und Konstruktion aller zusätzlich benötigten Zeitreihen erfolgt im Anschluss.

## 5.2 Zeitreihendarstellung der elektrischen Last

Für das Simulationsmodell wurde eine Lastcharakteristik ausgewählt, welche auf den historischen Stundenwerten des ENTSOE-Datenportals [ENTSOE 2012] basiert. Die These einer starken Korrelation von aktuellem und zukünftigem Lastverhalten ermöglicht eine direkte Verwendung der veröffentlichten Profile

aus den Jahren 2006 bis 2011. Anhand der verfügbaren Daten lässt sich der Verlauf des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland zu 91 % wiedergegeben. Weitere neun Prozent entfallen hierbei auf Eigenerzeugungsanlagen der Industrie sowie Teilnetzbereiche der Deutschen Bahn. Aufgrund der begrenzten Angaben wurden die Lastprofile erst wochentags bereinigt und anschließend in ein universell einsetzbares Lastprofil überführt (siehe Abb. 5.2).

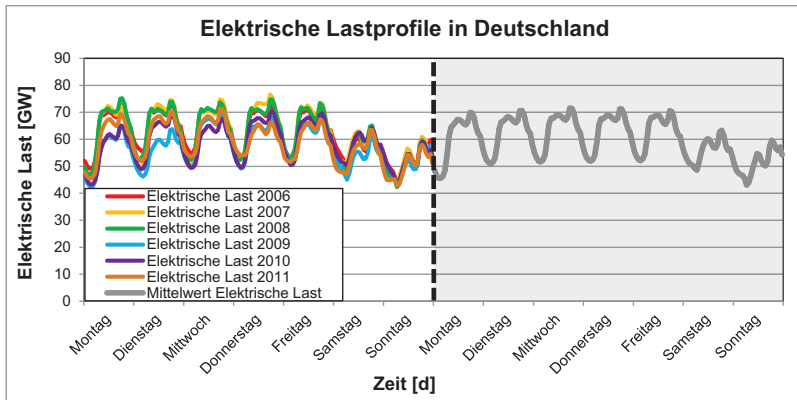


Abb. 5.2: Überführung realer Netzlastprofile in ein universell einsetzbares Lastprofil [Entsoe 2012] [E. B.] [E. D.]

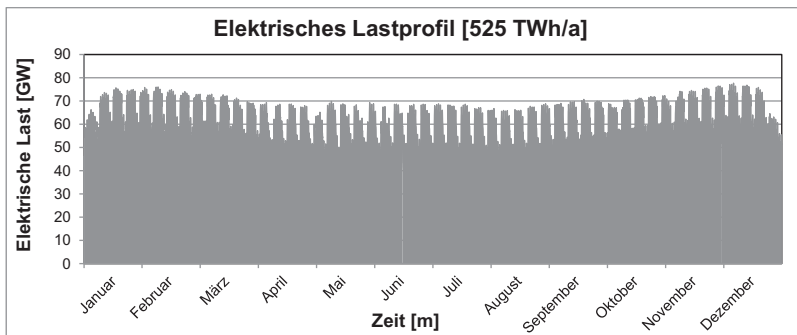


Abb. 5.3: Normiertes elektrisches Lastprofil [Entsoe 2012] [E. D.]

Der so gebildete Mittelwert spiegelt in einer Zeitreihe die charakteristischen Eigenschaften der Netzlast exklusive Pumpspeicherleistung sowie etwaiger Einflüsse aus der E-Mobilität wider und kann je nach Bedarf auf beliebige Verbrauchswerte eines Jahres skaliert werden. Abbildung 5.3 zeigt in diesem

Zusammenhang ein normiertes Lastprofil gemäß den Annahmen in Kapitel 5.1, ebenfalls exklusive industrieller Erzeugung und Schienenverkehr. Die graduelle Anhebung und Berücksichtigung der erneuerbaren Erzeuger sorgt letztendlich für die Bildung einer residualen Gesamtlast, welche nachfolgend unter dem Einsatz von Lastmanagementpotentialen, dezentralen Erzeugern, Speichern und Reservekapazitäten weiter minimiert und egalisiert wird.

### 5.3 Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Windkraft

Verwendbare Winderzeugungsprofile wurden aus Datensätzen der DENA-Studie [DENA 2005], der EEX-Transparenzplattform [EEX 2012] sowie der Übertragungsnetzbetreiber [AMPRION 2012], [TENNET 2012], [TRANSNET 2012], [50HERTZ 2012], [IDDÜ 2012] entsprechend zusammengestellt. Zeitreihen der Jahre 1994 bis 2011, mit Ausnahme von 1995, konnten demnach in stündlicher Auflösung genutzt und ebenso nach Bedarf auf beliebige Erzeugungswerte eines Jahres dimensioniert werden. Abbildung 5.4 zeigt hierzu das Profil des durchschnittlichen Erzeugungsjahres 1999, in dem gemäß [AGEE 2012] mit einer installierten Leistung von 4,435 GW insgesamt 5,528 TWh elektrische Energie produziert wurden.

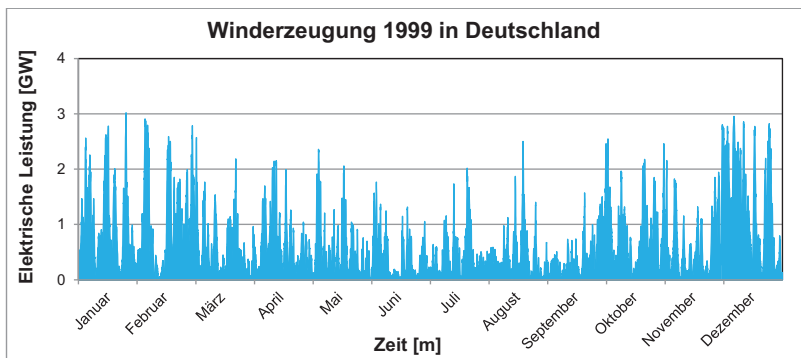


Abb. 5.4: Zeitreihendarstellung der Winderzeugung 1999 [AGEE 2012] [DENA 2005]

### 5.4 Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Solarenergie

Der verfügbare Datenbestand der Solarenergie erscheint gegenüber dem der Windenergie weitaus geringer. Während Zeitreihen der Winderzeugung bis in die frühen 1990er Jahre hinein rekonstruiert und zusammengestellt werden konnten, gelang dies auf direktem Weg innerhalb der Solarerzeugung lediglich für die zweite Hälfte des vorangegangenen Jahrzehnts. Lückenhafte oder nicht

zur Verfügung stehende Strahlungs- und Erzeugungsdaten mussten in diesem Zusammenhang sinnvoll ergänzt bzw. ersetzt werden und führten zu der letztendlichen Berechnung und anschließenden Verwendung des nachfolgend beschriebenen Solarmodells. Über dieses lässt sich zunächst die Laufbahn der Sonne mittels geometrischer Beziehungen in Abhängigkeit von Tages- und Jahreszeit bestimmen. Unter Einsatz alternativer Einflussgrößen wie Luftdruck und Bedeckungsgrad können fehlende Bestrahlungsgrößen infolgedessen bei Kenntnis der idealen Solarstrahlung entwickelt werden. Die Berechnung der direkten sowie diffusen Strahlung geschieht hierbei eingangs in Anbetracht einer horizontal orientierten Referenzfläche, deren nachfolgende Umformung die beliebige Orientierung der verwendeten Strahlungskomponenten realisiert. Demnach liegen Werte der Globalstrahlung bestehend aus der Summe von Direkt-, Diffus- und Reflexionsstrahlung vor, deren Genauigkeit in erster Linie von den genutzten Eingangsdaten sowie der Berechnungsmethode abhängen und erreichen im Fall der Globalstrahlung über 95 % [VDI3789-3 2001]. Abbildung 5.5 veranschaulicht hierzu einen Vergleich zwischen gemessenen und berechneten Stundenwerten der TRJ-Station in Hamburg-Fuhlsbüttel. Bereits mit verwendeten Eingangswerten in geringer Auflösung (Stundenwerte) erscheint die Abweichung gegenüber der Realität im Toleranzbereich.

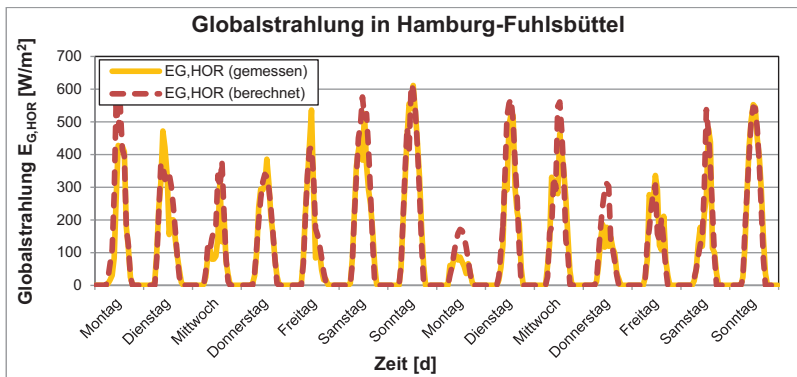


Abb.5.5: Globalstrahlungswerte der 37. und 38. Kalenderwoche des Jahres 2007 in Hamburg-Fuhlsbüttel [DWD 2013] [E. B.] [E. D.]

Wechselwirkungen zwischen Atmosphäre und Oberflächen werden im Bereich der Umweltmeteorologie erfasst und in den VDI-Richtlinien [VDI3789-2 1994] sowie [VDI3789-3 2001] definiert. In Verbindung mit [QUASCHNING 2009], [RITZENHOFF 1992] und [TRJ 2011A] kann die Applikation eines Solarmodells wie folgt auf Grundlage der genauen Kenntnis des Sonnenstandes realisiert werden. Der aktuelle Sonnenstand wird an dieser Stelle über die Sonnenhöhe

$\gamma_s$  und das Sonnenazimut  $\alpha_s$  bestimmt und lässt sich für jeden Ort und Zeitpunkt berechnen. Hierfür wird zunächst die Sonnendeklination  $\delta$  benötigt, welche den Winkel zwischen Sonnenmittelpunkt und Himmelsäquator repräsentiert und im Jahr Werte von  $23^\circ 26,5' \geq \delta \geq -23^\circ 26,5'$  annimmt [QUASCHNING 2009].

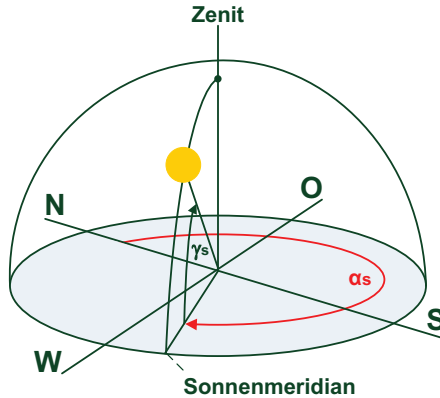


Abb. 5.6: Winkelbezeichnungen des Sonnenstandes nach [QUASCHNING 2009] [E. D.]

Die Sonnendeklination  $\delta$  wird in Abhängigkeit zum Tageswinkel  $J'$  entsprechend der Gleichungen (5.1) und (5.2) gebildet. Ellipsenlaufbahn sowie geneigte Rotationsachse der Erde führen hierbei zu einer jahreszeitlich bedingten Abweichung, die den Unterschied zwischen Sonnenzeit und Ortszeit markiert [QUASCHNING 2009].

$$J' = 360^\circ * \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad (5.1)$$

$$\begin{aligned} \delta(J') = \{ & 0,3948 - 23,2559 * \cos(J' + 9,1^\circ) \\ & - 0,3915 * \cos(2 * J' + 5,4^\circ) \\ & - 0,1764 * \cos(3 * J' + 26^\circ) \}^\circ \end{aligned} \quad (5.2)$$

mit

$J'$	Tageswinkel	[°]
$\delta$	Sonnendeklination	[°]

Der zeitlich schwankende Jahresverlauf, welcher sich im Bereich von -14 bis 16 Minuten bewegt, kann durch zwei überlagerte Sinusverläufe innerhalb einer Zeitgleichung ZGL (5.3) angenähert werden. Die Wahl des Ortes anhand von Längengrad  $\lambda$  und Breitengrad  $\varphi$  definiert weiterhin die Zeitzone ZZ und ermöglicht so die Bestimmung der mittleren Ortszeit MOZ (5.4) sowie der wahren Ortszeit WOZ (5.5). Unter Berücksichtigung der 24 Zeitzonen in 15°-Einteilung und dem Sonnenhöchststand werden letztlich Stundenwinkel  $\omega$  (5.6), Sonnenhöhe  $\gamma_s$  (5.7) und Sonnenazimut  $\alpha_s$  (5.8) ermittelt [QUASCHNING 2009].

$$\begin{aligned} ZGL(J') = & \{0,0066 + 7,3525 * \cos(J' + 85,9^\circ) \\ & + 9,9359 * \cos(2 * J' + 108,9^\circ) \\ & + 0,3387 * \cos(3 * J' + 105,2^\circ)\} \text{ min} \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$MOZ = LZ - ZZ + (4 * \lambda * \text{min}/^\circ) \quad (5.4)$$

$$WOZ = MOZ + ZGL \quad (5.5)$$

$$\omega = (12.00 \text{ h} - WOZ) * 15^\circ / \text{h} \quad (5.6)$$

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega * \cos \varphi * \cos \delta + \sin \varphi * \sin \delta) \quad (5.7)$$

$$\alpha_s = \begin{cases} \text{für } WOZ \leq 12:00\text{h} \\ 180^\circ - \arccos\left(\frac{\sin \omega * \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s * \cos \varphi}\right) \\ \text{für } WOZ \geq 12:00\text{h} \\ 180^\circ + \arccos\left(\frac{\sin \omega * \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s * \cos \varphi}\right) \end{cases} \quad (5.8)$$

mit

$\lambda$	Längengrad	[°]
$\omega$	Stundenwinkel	[°]
$\varphi$	Breitengrad	[°]
$\delta$	Sonnendeklination	[°]
$\gamma_s$	Sonnenhöhe	[°]
$\alpha_s$	Sonnenazimut	[°]
$J'$	Tageswinkel	[°]
LZ	Lokalzeit	[min]
MOZ	mittlere Ortszeit	[min]

WOZ	wahre Ortszeit	[min]
ZGL	Zeitgleichung	[min]
ZZ	Zeitzone	[min]

Der Einfallswinkel  $\theta_{HOR}$ , mit welchem die Sonnenstrahlung auf eine horizontale Referenzfläche trifft, lässt sich aus der jeweiligen Sonnenhöhe  $\gamma_s$  ableiten (5.9). Eine analoge Beschreibung des Einfallswinkels  $\theta_{GEN}$  führt über die zusätzliche Definition der Referenzflächenorientierung sowie einer vektoriellen Betrachtung der Basisvektoren (siehe Abbildung 5.7). Azimutwinkel  $\alpha_E$  und Höhenwinkel  $\gamma_E$  geben Drehung und Neigung der Referenzfläche wieder, welche angesichts folgend angestrebter Abschätzung der Photovoltaikerzeugung mit  $\alpha_E = 0^\circ$  (Südausrichtung) und  $\gamma_E = 30^\circ$  (typischer Höhenwinkel für netzgebundene Photovoltaikanlagen) gewählt wurden. Die Bildung der Skalarprodukte von Sonnenrichtungsvektor  $\vec{s}$  (5.10) und Normalenvektor  $\vec{n}$  (5.11) ermöglichen schließlich die Entwicklung des Einfallswinkels  $\theta_{GEN}$  (5.12) [QUASCHNING 2009].

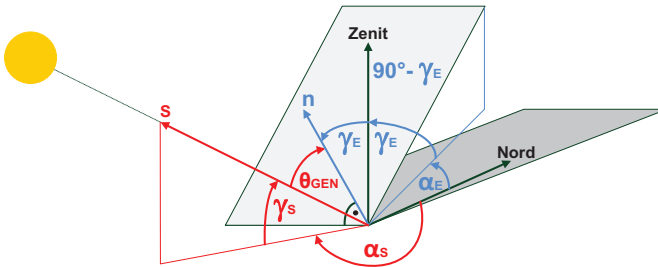


Abb. 5.7: Einfallswinkelbestimmung nach [QUASCHNING 2009] [E. D.]

$$\theta_{HOR} = 90^\circ - \gamma_s \quad (5.9)$$

$$\vec{s} = (\cos \alpha_s * \cos \gamma_s, -\sin \alpha_s * \cos \gamma_s, \sin \gamma_s)^T \quad (5.10)$$

$$\vec{n} = (-\cos \alpha_E * \cos \gamma_E, \sin \alpha_E * \sin \gamma_E, \cos \gamma_E)^T \quad (5.11)$$

$$\begin{aligned} \theta_{GEN} &= \arccos(\vec{s} * \vec{n}) \\ &= \arccos(-\cos \gamma_s * \sin \gamma_E * \cos(\alpha_s - \alpha_E) \\ &\quad + \sin \gamma_s * \cos \gamma_E) \end{aligned} \quad (5.12)$$



mit

$\alpha_E$	Azimutwinkel der Referenzfläche	[°]
$\gamma_E$	Höhenwinkel der Referenzfläche	[°]
$\gamma_s$	Sonnenhöhe	[°]
$\alpha_s$	Sonnenazimut	[°]
$\vec{n}$	Normalenvektor	[°]
$\vec{s}$	Sonnenrichtungsvektor	[°]
$\theta_{GEN}$	Einfallswinkel (geneigte Fläche)	[°]
$\theta_{HOR}$	Einfallswinkel (horizontale Fläche)	[°]

Die letztendliche Erzeugungsleistung einer Photovoltaikanlage erschließt sich neben den Anlagenparametern aus der jeweiligen globalen Bestrahlungsstärke  $E_{G,GEN}$  auf der geneigten Ebene. Diese setzt sich aus einem direkten ( $E_{DIR,GEN}$ ), einem diffusen ( $E_{DIFF,GEN}$ ) sowie einem aus der Bodenreflektion stammenden Anteil ( $E_{REFL,GEN}$ ) zusammen (5.13). Der Vorteil einer Sonnenausrichtung lässt sich anhand von Abbildung 5.8 verdeutlichen, in der die horizontale Fläche  $A_{HOR}$  die gleiche Strahlungsleistung  $\Phi$  empfängt wie die kleinere senkrecht geneigte  $A_S$  [QUASCHNING 2009].

$$E_{G,GEN} = E_{DIR,GEN} + E_{DIFF,GEN} + E_{REFL,GEN} \quad (5.13)$$

mit

$E_{G,GEN}$	Globalstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,GEN}$	Direktstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIFF,GEN}$	Diffusstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{REFL,GEN}$	Reflektionsstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]

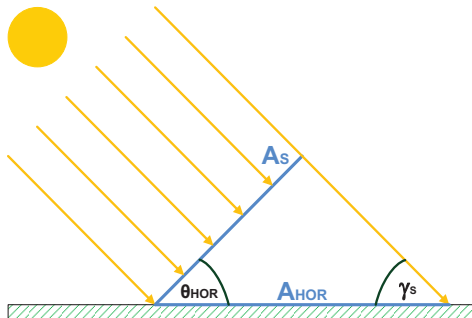


Abb. 5.8: Solare Einstrahlung auf eine horizontale und eine geneigte Referenzfläche nach [QUASCHNING 2009] [E. D.]

Aus der Betrachtung von (5.14) und (5.15) folgt Gleichung (5.16), welche im oben genannten Zusammenhang ein analoges Verhalten für die Direktstrahlung auf der horizontalen ( $E_{DIR,HOR}$ ) sowie auf der senkrecht geneigten ( $E_{DIR,S}$ ) Fläche impliziert. Demnach führt die gezielte Neigung von bestrahlten Flächen zu planbaren Ertragssteigerungen. In Kombination mit dem Einfallswinkel der geneigten Fläche  $\theta_{GEN}$  wird Gleichung (5.17) entwickelt, deren Erweiterung die direkte Bestrahlung auf der geneigten Fläche  $E_{DIR,GEN}$  (5.18) darstellt. Ist im Folgenden die Direktstrahlung auf der horizontalen Fläche  $E_{DIR,HOR}$  bekannt, lässt sich über diese Beziehung die direkte Bestrahlungsstärke auf beliebig orientierten Flächen  $E_{DIR,GEN}$  bestimmen [QUASCHNING 2009].

$$\Phi_{DIR,HOR} = E_{DIR,HOR} * A_{HOR} = E_{DIR,S} * A_S \quad (5.14)$$

$$A_S = A_{HOR} * \cos \theta_{HOR} = A_{HOR} * \sin \gamma_S \quad (5.15)$$

$$E_{DIR,S} = \frac{E_{DIR,HOR}}{\sin \gamma_S} \geq E_{DIR,HOR} \quad (5.16)$$

$$E_{DIR,S} = \frac{E_{DIR,GEN}}{\cos \theta_{GEN}} \quad (5.17)$$

$$E_{DIR,GEN} = E_{DIR,HOR} * \frac{\cos \theta_{GEN}}{\sin \gamma_S} \quad (5.18)$$

mit

$\Phi_{DIR,HOR}$	direkte Strahlungsleistung (horizontale Fläche)	[W]
$\gamma_S$	Sonnenhöhe	[°]
$A_{HOR}$	Referenzfläche (horizontal)	[m <sup>2</sup> ]
$A_S$	Referenzfläche (senkrecht geneigt)	[m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,GEN}$	Direktstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,HOR}$	Direktstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,S}$	Direktstrahlung (senkrecht geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$\theta_{GEN}$	Einfallswinkel (geneigte Fläche)	[°]
$\theta_{HOR}$	Einfallswinkel (horizontale Fläche)	[°]

Zur Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke  $E_{DIFF,GEN}$  auf der geneigten Fläche kann auf das so genannte Perez-Modell [PEREZ 1987], [PEREZ 1988] zurückgegriffen werden. Die verwendeten Definitionen eines Helligkeitsindizes  $\Delta$  (5.18) sowie Himmelsklarkeitsindizes  $\varepsilon$  (Bedeckungsgrad N) (5.19) führen zu den Indizes von Horizontelligkeit  $F_1$  (5.20) und Sonnenumgebungshelligkeit  $F_2$  (5.21). Für die Berechnung werden neben verschiedenen Eingangsgrößen insbesondere die Konstanten  $F_{11}$  bis  $F_{23}$  aus Tabelle 5.2 benötigt. Deren

letztendliche Zusammenfassung ermöglicht die mathematische Beschreibung der Diffusstrahlung auf geneigter Fläche  $E_{DIFF,GEN}$  (5.22) [QUASCHNING 2009].

$\varepsilon$ -Klasse	1	2	3	4	5	6	7	8
$\varepsilon$	1,000 bis 1,065	1,065 bis 1,230	1,230 bis 1,500	1,500 bis 1,950	1,950 bis 2,800	2,800 bis 4,500	4,500 bis 6,200	6,200 bis $\infty$
$F_{11}$	-0,008	0,130	0,330	0,568	0,873	1,132	1,060	0,678
$F_{12}$	0,588	0,683	0,487	0,187	-0,392	-1,237	-1,600	-0,327
$F_{13}$	-0,062	-0,151	-0,221	-0,295	-0,362	-0,412	-0,359	-0,250
$F_{21}$	-0,060	-0,019	0,055	0,109	0,226	0,288	0,264	0,156
$F_{22}$	0,072	0,066	-0,064	-0,152	-0,462	-0,823	-1,127	-1,377
$F_{23}$	-0,022	-0,029	-0,026	-0,014	0,001	0,056	0,131	0,251

Tab. 5.2: Konstanten zur Bestimmung von  $F_1$  und  $F_2$  [QUASCHNING 2009]

$$\varepsilon = \frac{E_{DIFF,HOR} + E_{DIR,HOR} \cdot \sin^{-1} \gamma_S + \kappa \cdot \theta_{HOR}^3}{E_{DIFF,HOR} + \kappa \cdot \theta_{HOR}^3} \quad (5.18)$$

$$\Delta = AM * \frac{E_{DIFF,HOR}}{E_0} \quad \text{für} \quad AM = \frac{1}{\sin \gamma_S} \quad (5.19)$$

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) * \Delta + F_{13}(\varepsilon) * \theta_{HOR} \quad (5.20)$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon) * \Delta + F_{23}(\varepsilon) * \theta_{HOR} \quad (5.21)$$

$$E_{DIFF,GEN} = E_{DIFF,HOR} * \left[ \frac{1}{2} * (1 + \cos \gamma_E) * (1 - F_1) + \frac{a}{b} * F_1 + F_2 * \sin \gamma_E \right] \quad (5.22)$$

mit

$$\begin{aligned} a &= \max(0; \cos \theta_{GEN}) \\ b &= \max(0,087; \sin \gamma_S) \\ E_0 &= 1367 \text{ W/m}^2 \\ \kappa &= 1,041 \end{aligned}$$

und

$\gamma_E$	Höhenwinkel der Referenzfläche	[°]
$\gamma_S$	Sonnenhöhe	[°]
a/b	beschränkte Variablen	[-]

AM	Air Mass	[1/°]
$E_0$	mittlere Solarkonstante	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{\text{DIFF,HOR}}$	Diffusstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{\text{DIR,HOR}}$	Direktstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$F_1$	Horizonthelligkeit	[-]
$F_2$	Sonnenumgebungshelligkeit	[-]
$\Delta$	Helligkeitsindex	[-]
$\varepsilon$	Himmelsklarheitsindex	[-]
$\theta_{\text{HOR}}$	Einfallswinkel (horizontale Fläche)	[rad]
$\kappa$	Konstante	[-]

Die Reflektionsstrahlung des Erdbodens auf der geneigten Fläche  $E_{\text{REFL,GEN}}$  kann unter Berücksichtigung von Neigungswinkel  $\gamma_E$  der Fläche und Albedo-Wert  $A_{\text{AW}}$  der Umgebung, in Kenntnis der horizontalen Globalstrahlung  $E_{\text{G,HOR}}$ , ermittelt werden. Besonderen Einfluss auf die Genauigkeit der Gleichung (5.23) wird hierbei dem Albedo-Wert  $A_{\text{AW}}$  zugesprochen, der die Beschaffenheit der Umgebung beschreibt. [QUASCHNING 2009] liefert hierzu eine Übersicht von Werten für verschiedene Untergründe (siehe Tabelle 2.12 S. 69). Liegen keine Vergleichswerte vor, wird meist ein Albedo-Wert mit  $A_{\text{AW}} = 0,2$  zugrunde gelegt [QUASCHNING 2009].

$$E_{\text{REFL,GEN}} = E_{\text{G,HOR}} * A_{\text{AW}} * \frac{1}{2} * (1 - \cos \gamma_E) \quad (2.23)$$

mit

$\gamma_E$	Höhenwinkel der Referenzfläche	[°]
$A_{\text{AW}}$	Albedo-Wert	[-]
$E_{\text{G,HOR}}$	Globalstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{\text{REFL,GEN}}$	Reflektionsstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]

Stehen die Bestrahlungskomponenten, wie bei der vorliegenden Untersuchung, nicht in vollem Umfang als Messwertreihen zur Verfügung, können diese unter Verwendung der VDI-Richtlinien [VDI3789-2 1994] und [VDI3789-3 2001] sowie [RITZENHOFF 1992] und [TRJ 2011A] ergänzt bzw. ersetzt werden. Unter Einsatz alternativer Einflussgrößen wie Luftdruck  $P_S$ , Bedeckungsgrad  $N$  und der mittleren Solarkonstante  $E_0$  kann die Direktstrahlung auf der horizontalen Fläche  $E_{\text{DIR,HOR}}$  über (5.24) und (5.25) angenähert werden. Der benötigte Linke-Trübungsfaktor  $T_L$ , welcher die Strahlungsschwächung in der Erdatmosphäre beschreibt, wurde hierbei aus [VDI3789-2 1994] entnommen [TRJ 2011A].

$$E_{\text{DIR,HOR}} = E_{\text{DIR,GEN}} * \sin \gamma_S \quad (5.24)$$

$$E_{DIR,HOR} = E_0 * \sin \gamma_S * e^{(-T_L * \delta_{R0} * m_L * \frac{P_S}{P_0})} \quad (5.25)$$

mit

$$m_L = \frac{1}{(\sin \gamma_S + a * (\gamma_S + b)^{-c})} \quad (5.26)$$

$$\delta_{R0} = \frac{1}{(0,9 m + 9,4)} \quad \text{für } \gamma_S > 5^\circ \quad (5.27)$$

a = 0,50572  
 b = 6,07995  
 c = 1,6364  
 e = 2,7813  
 E<sub>0</sub> = 1367 W/m<sup>2</sup>  
 P<sub>0</sub> = 1013,25 hPa

und

δ <sub>R0</sub>	vertikale optische Dicke	[-]
γ <sub>S</sub>	Sonnenhöhe	[°]
a/b/c	Konstanten	[-]
e	Eulersche Zahl	[-]
E <sub>0</sub>	mittlere Solarkonstante	[W/m <sup>2</sup> ]
E <sub>DIR,GEN</sub>	Direktstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
E <sub>DIR,HOR</sub>	Direktstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
m <sub>L</sub>	relative optische Luftmasse	[-]
P <sub>S</sub>	Luftdruck in Standardhöhe	[hPa]
P <sub>0</sub>	Luftdruck in Normatmosphäre	[hPa]
T <sub>L</sub>	Linke-Trübungsfaktor	[-]

Die Diffusstrahlung auf der horizontalen Fläche E<sub>DIFF,HOR</sub> wird nachfolgend in Abhängigkeit des Bedeckungsgrades N definiert (5.28). Hierbei benötigte Werte der Globalstrahlung E<sub>G,HOR</sub>(N) und der Direktstrahlung E<sub>DIR,GEN</sub>(N) auf der horizontalen sowie der geneigten Fläche werden in (5.29) und (5.30) angezeigt.

$$E_{DIFF,HOR}(N) = E_{G,HOR}(N) - E_{DIR,GEN}(N) * \sin \gamma_S \quad (5.28)$$

$$E_{G,HOR}(N) = \left( 0,84 * E_0 * \sin \gamma_S * e^{(-0,027 * \frac{P_S}{P_0} * \frac{T_L}{\sin \gamma_S})} \right) * \left( 1 - a * \left( \frac{N}{8} \right)^b \right) \quad (5.29)$$

$$E_{DIR,GEN}(N) = E_{DIR,GEN} * \left(1 - \frac{N}{8}\right) \quad (5.30)$$

mit

$$\begin{aligned} a &= 0,72 \\ b &= 3,20 \end{aligned}$$

und

$\gamma_s$	Sonnenhöhe	[°]
$a/b$	Konstanten	[-]
$e$	Eulersche Zahl	[-]
$E_0$	mittlere Solarkonstante	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIFF,HOR}$	Diffusstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,GEN}$	Direktstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{G,HOR}$	Globalstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$N$	Bedeckungsgrad	[-]
$P_s$	Luftdruck in Standardhöhe	[hPa]
$P_0$	Luftdruck in Normatmosphäre	[hPa]
$T_L$	Linke-Trübungsfaktor	[-]

Die Anwendung des beschriebenen Solarmodells realisiert in Verbindung mit den historischen Einflussgrößen und Bestrahlungsdaten des DWD folgend die Berechnung der benötigten Strahlungszeitreihen für die 15 Referenzstationen der TRJ-Regionen in den Jahren 1990 bis 1997 zur Entwicklung des Solarindex unter Kapitel 5.1. Abbildung 5.9 fasst die erzielten Ergebnisse zusammen und ermöglicht letztendlich eine Bewertung der Erträge mit Bezug zum langjährigen Mittel des gesamten Betrachtungszeitraums [DWD 2013] [DWD 2013A].

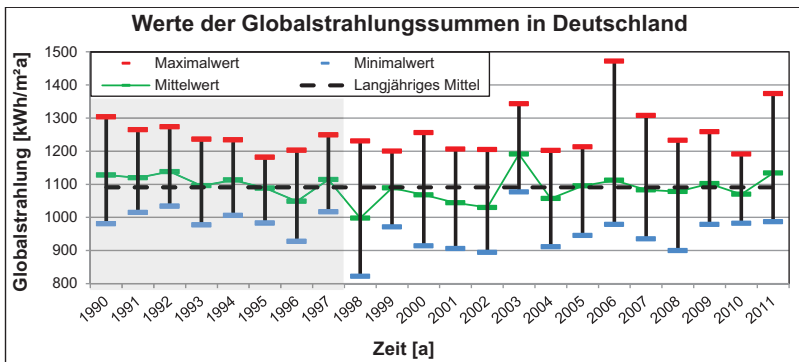


Abb. 5.9: Globalstrahlungserträge im Vergleich [DWD 2013] [DWD 2013A] [E. B.]

Die dargestellten Maximal- und Minimalwerte spiegeln hierbei die gemessenen Extremwerte eines jeden Jahres wider. Der Vergleich zwischen dem Mittelwert der Jahressumme sowie dem langjährigen Mittel liefert schließlich einen gewichteten Referenzwert in Form des Solarindexes (siehe Kapitel 5.1). Über die eintreffende Globalstrahlung auf der geneigten Fläche  $E_{G,GEN}$  lässt sich nun der ideale Energieertrag einer Photovoltaikanlage  $E_{IDEAL}$  bestimmen (5.31). Der real erzielbare Energieertrag  $E_{REAL}$  (5.32) fällt hingegen deutlich niedriger aus, da in der Praxis neben variablen Einstrahlungsbedingungen verschiedene Effekte wie Verschmutzungen oder Systemausfälle für zusätzliche Verluste sorgen. Dieses Verhältnis wird über die Performance Ratio  $PR$  wiedergegeben. Je nach Qualität und Alter der Anlage variiert dieser Wert zwischen 0,6 und 0,9. Eine deutschlandweite Stromerzeugung oberhalb von 70 % der installierten solaren Nennleistung erscheint nach [ISE 2012] entsprechend nur an wenigen Tagen im Jahr erreichbar [QUASCHNING 2009] [ISE 2012] [VGL. BINE 2003].

$$E_{IDEAL} = A_{PV} * \eta_{PV} * E_{G,GEN} \quad (5.31)$$

$$E_{REAL} = E_{IDEAL} * PR \quad (5.32)$$

mit

$E_{IDEAL}$	Idealer Energieertrag	[W/m <sup>2</sup> ]
$A_{PV}$	Modulfläche	[m <sup>2</sup> ]
$\eta_{PV}$	Modulwirkungsgrad	[-]
$E_{G,GEN}$	Globalstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{REAL}$	Realer Energieertrag	[W/m <sup>2</sup> ]
$PR$	Performance Ratio	[-]

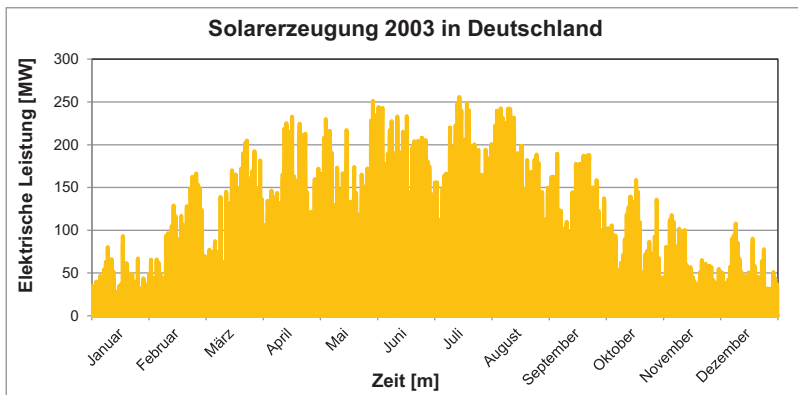


Abb. 5.10: Zeitreihendarstellung der Solarerzeugung 2003 [AGEE 2012] [E. B.] [E. D.]

Die für die vorliegende Untersuchung benötigten Zeitreihen der Referenzjahre wurden in stündlicher Auflösung berechnet und lassen sich bei Bedarf auf beliebige Erzeugungswerte eines Jahres dimensionieren. Abbildung 5.10 zeigt hierzu stellvertretend das Profil des überdurchschnittlichen Erzeugungsjahres 2003, in dem gemäß [AGEE 2012] mit einer installierten Leistung von 435 MW insgesamt 313 GWh elektrische Energie produziert wurden.

### 5.5 Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Wasserkraft

Die Stromerzeugung über Laufwasserkraftwerke erfolgt relativ kontinuierlich mit einem Anteil von insgesamt 80 % an der Wasserkrafterzeugung. Aufgrund der geringen Beeinflussung durch saisonale Schwankungen sowie einem marginalen Anteil an der Gesamterzeugung wurden für die nachfolgende Simulation Erzeugungsprofile ausgewählt, welche auf den historischen Monatswerten des ENTSOE-Datenportals [ENTSOE 2012] basieren. Abbildung 5.11 stellt hierzu die kumulierte monatliche Erzeugungscharakteristik der letzten zwanzig Jahre dar.

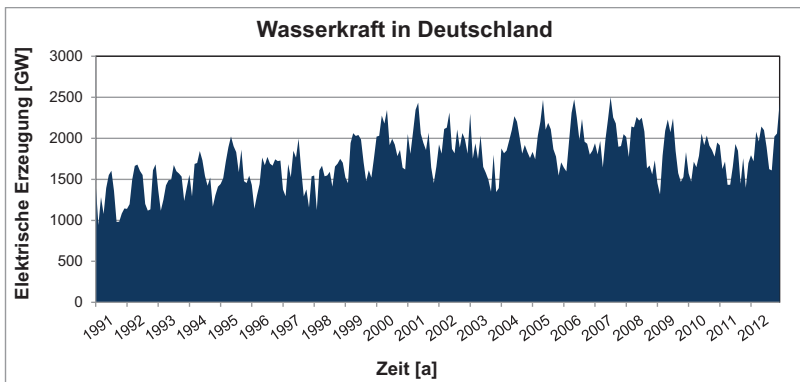


Abb. 5.11: Zeitreihendarstellung der Wasserkraft von 1991 bis 2012 [ENTSOE 2012]

### 5.6 Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Biomasse

Gemäß dem Ansatz der vorliegenden Untersuchung findet eine elektrische Erzeugung zukünftig vorwiegend in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung statt. Insbesondere dezentrale Systeme sowie Erzeugungsanlagen zur Versorgung von Nahwärmenetzen treten hierbei in den Fokus. Die Nutzung zentraler Heizkraftwerke mit Fernwärmeanbindung erscheint nur in Verbindung mit Reststoffen und biogenen Abfällen sinnvoll und dementsprechend gering. In



Anbetracht dessen sowie auf der Grundlage einer nahezu konstanten Erzeugungscharakteristik wird im Weiteren ein Bandprofil verwendet, welches das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Erzeugung über einen heute erzielbaren Wirkungsgrad in GuD-Anlagen von ca. 57 % [UBA 2010] wiedergibt. Abbildung 5.12 bildet beispielhaft das mögliche Erzeugungsprofil des Jahres 1998 nach, in dem gemäß [AGEE 2012] mit einer installierten Leistung von 641 MW<sub>el</sub> insgesamt 1.828 GWh elektrische Energie produziert wurden. Auf der Basis einer kombinierten Erzeugung mit einem Jahresnutzungsgrad von 57 % würde sich zudem eine thermische Produktion von 3.207 GWh ergeben.

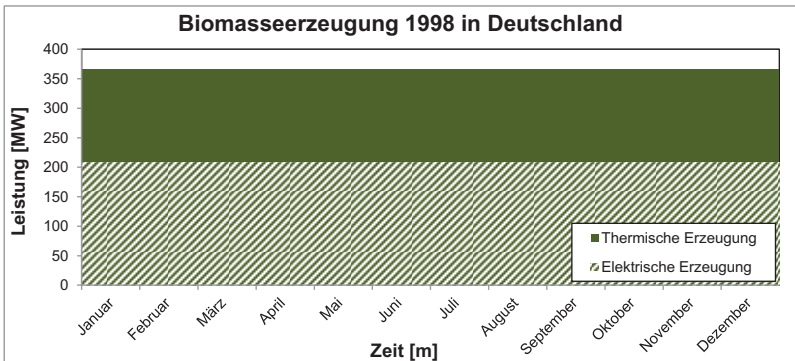


Abb. 5.12: Zeitreihendarstellung der Biomasseerzeugung 1998 [AGEE 2012] [E. B.]

### 5.7 Zeitreihendarstellung der Erzeugung durch Tiefen-Geothermie

Obwohl die Geothermie neben der Biomasse und der Wasserkraft als grundlastfähiges Erzeugungssystem gilt, wird das Verstromungspotential in diesem Zusammenhang auch eher gering eingeschätzt [BMU 2012]. Trotz konstanter technischer Weiterentwicklung und sinkender Kosten wird von einer ökologisch und ökonomisch sinnvollen Produktion erst dann ausgegangen, wenn die prozessbedingt anfallende Wärme in gleichem Maße einer entsprechenden Nutzung zugeführt wird. Nach [BMW<sub>i</sub> 2012] und [AGEE 2012] fand auf diesem Hintergrund vor 2004 keine nennenswerte Stromerzeugung statt. Ab 1990 kann exemplarisch eine stetig ansteigende thermische Erzeugungsleistung, ausgehend von 100 GWh/a aus tiefen Geothermie, angegeben werden. Für die vorliegende Untersuchung wird analog der Biomasseerzeugung folgend ein Bandlastprofil verwendet, welches auf der Basis einer kombinierten Erzeugung gemäß [BMU 2012] mit einem Jahresnutzungsgrad von 40 % belegt wurde.

## 5.8 Zeitreihendarstellung thermischer Lasten mittels Sigmoid-Funktion

Im Zusammenhang mit der vorliegenden Untersuchung wurden thermische Lastprofile verwendet, die auf dem Standard zur Prognose und Abrechnung des Gasverbrauchs nicht leistungsgemessener Kunden beruhen. Im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) sowie des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) wurden hierzu vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München analytische und synthetische Lastprofilverfahren entwickelt und veröffentlicht [BGW 2006], [BGW 2007]. Die rechtlichen Bestimmungen der Gasnetzzugangsverordnung berücksichtigend (§ 29 und § 37) ermöglichen diese eine Abrechnung der Haushalts- und Gewerbekunden, die unterhalb der Grenzwerte für den Einbau einer registrierenden Leistungsmessung liegen.

Die hinreichend genaue Prognose der Gasabnahme in Abhängigkeit von Zeit und Temperatur realisiert folgend die Entwicklung von Lastganglinien für verschiedene Abnahmegruppen im Bereich von Haushalt und Gewerbe. Nach [BDEW 2011] und [BGW 2006] stehen hierbei ein synthetisches sowie ein erweitertes analytisches Verfahren zur Wahl. „Grundlage beim synthetischen Verfahren bilden die vom Netzbetreiber festgelegten repräsentativen Lastprofile für Kunden. Die analytischen Lastprofile werden erst nach der Belieferung, das heißt mit Vorliegen der erforderlichen Messdaten, anhand der tatsächlichen Restganglinie ermittelt“. Innerhalb der weiteren Betrachtung wird ausschließlich das nachfolgend beschriebene synthetische Verfahren angewendet.

$$Q_D = KW * F * h(\vartheta_D) \quad (5.33)$$

mit

$Q_D$	Tagesverbrauch	[kWh]
KW	Kundenwert	[kWh]
F	Wochentagfaktor	[-]
$h(\vartheta_D)$	Sigmoid-Funktion	[-]

Der spezifische Tagesverbrauch  $Q_D$  für unterschiedliche Abnahmestellen bzw. Verbrauchsgruppen wird hierbei über die Lastprofilfunktion (5.33) bestimmt, welche den individuellen und zeitraumbezogenen Verbrauch in Form eines Kundenwertes KW, die verbrauchsgruppenspezifische Sigmoid-Funktion  $h(\vartheta_D)$  in Abhängigkeit der Temperatur sowie den Einfluss eines Wochentagfaktors F berücksichtigt. Zur Berechnung der Sigmoid-Funktion wird definitionsgemäß der Tagesmittelwert der Temperatur verwendet, gemessen in einer Höhe von zwei Metern über dem Boden. Soll zusätzlich eine mögliche Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden mit einbezogen werden, kann der Temperaturwert optional als geometrische Reihe aus vier Tagesmitteltemperaturen gemäß [BDEW 2011] und [BGW 2006] über nachstehende Gleichung (5.34) gebildet werden.

$$T_M = \frac{T_t + 0,5 * T_{t-1} + 0,25 * T_{t-2} + 0,125 * T_{t-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (5.34)$$

mit

$T_M$	Tagesmitteltemperatur	[°C]
$T_t$	Temperatur des Betrachtungstages	[°C]
$T_{t-1}$	Temperatur des Vortages	[°C]
$T_{t-2}$	Temperatur des Vor-Vortages	[°C]
$T_{t-3}$	Temperatur des Vor-Vor-Vortages	[°C]

Da der vorliegende Ansatz auf historischen Referenzjahren beruht, bedurfte es an dieser Stelle keiner gesonderten Temperaturprognose. Entsprechend der jeweiligen Meteorologie wurden hingegen Temperaturprofile in stündlicher Auflösung über das Datenportal des Deutschen Wetterdienstes [DWD 2013] bezogen. Die Annahme eines fortschreitenden Klimawandels führt weiterhin zu einem mittleren Anstieg der Lufttemperatur um 1 °C bis 2050, welcher in Anlehnung an das Klimamodell „REMO“ des DWD innerhalb der Simulation seine Berücksichtigung fand. Abbildung 5.13 zeigt exemplarisch einen möglichen Temperaturverlauf in 2050, der auf historischen Zeitreihen basierend entwickelt wurde. Die verschiedenen Klimazonen wurden über die Messdaten der in Kapitel 5.1 ausgewiesenen Referenzstationen berücksichtigt und gemittelt in einem Profil zusammengefasst [DWD 2013].

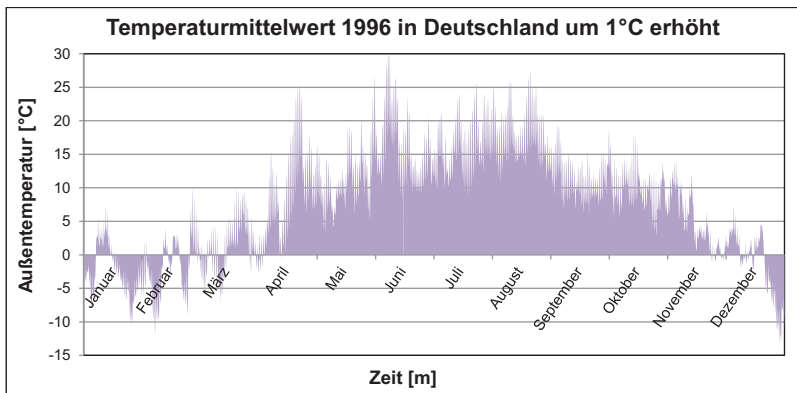


Abb. 5.13: Zeitreihendarstellung des Temperaturmittelwertes in 2050 basierend auf dem Referenzjahr 1996 [DWD²013] [E. B.] [E. D.]

Die Beschreibung der verbrauchsgruppenspezifischen Lastprofilfunktion  $h(\vartheta)$  (5.35) nach [HELLWIG 2003] basiert auf einer den Wirtschaftswissenschaften entstammenden Wachstumsfunktion, welche für den konkreten Anwendungsfall entsprechend angepasst wurde. Über einen hinzugefügten Summand  $D$  kann der temperaturabhängige Warmwasser- als auch Prozessenergieverbrauch modelliert werden. Bei Haushalten mit einer reinen Gasheizungsversorgung muss demnach  $D = 0$  gesetzt werden, da ein außentemperaturunabhängiger Anteil für den Warmwasserbedarf nicht mehr vorliegt. Die Unstetigkeitsstelle bei  $\vartheta = 0$  wurde über  $\vartheta_0$  auf  $+40^\circ\text{C}$  verschoben und dementsprechend für den zu erwartenden Temperaturbereich behoben [BGW 2006] [BGW 2007].

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} + D \quad (5.35)$$

mit

$h(\vartheta)$	Lastprofilfunktion	[-]
A, B, C, D	Koeffizienten der Sigmoid-Funktion	[-]
$\vartheta$	Außentemperatur 2 m über dem Boden	[°C]
$\vartheta_0$	Referenztemperatur	[°C]

Während die Koeffizienten  $A$  und  $D$  die Grenzwerte der Funktion bestimmen, kann über das Absenken von  $B$  eine allgemeine Verschiebung nach links erzielt werden. Die relative Lage des Wendepunktes  $C$  bleibt hierbei erhalten. Ein abflachender Verlauf sowie die Verschiebung des Wendepunktes werden über die Anhebung des Koeffizienten  $C$  erreicht (siehe Abb. 5.14) [HELLWIG 2003].

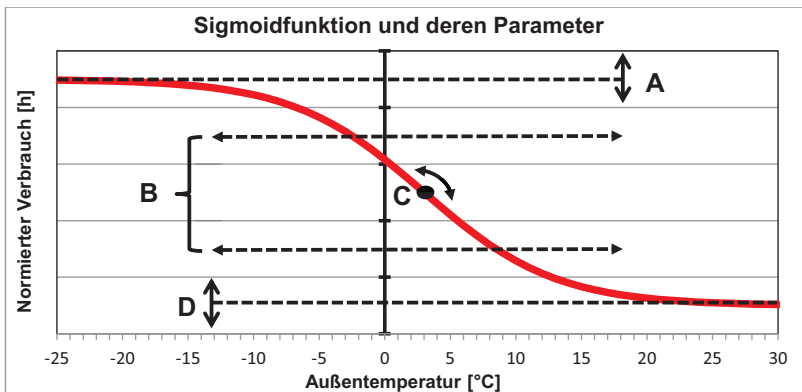


Abb. 5.14: Sigmoid-Funktion in Abhängigkeit der Außentemperatur [HELLWIG 2003] [E. D.]

Optional stehen Windanfall, Versorgungsgrad und Stundenfaktor als weitere Einflussgrößen für Berechnungen zur Verfügung, um beispielsweise Gebiete mit überdurchschnittlichen Lüftungswärmeverlusten zu beschreiben oder das Verhältnis von gasversorgten Gebäuden mit Warmwasserbereitung zu heizgasversorgten Gebäuden anzugeben. Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurde von einem durchschnittlichen Windanfall und Versorgungsgrad gemäß [BGW 2006] und [BGW 2007] ausgegangen. Die Nachtabsenkung, welche eine Fortführung der thermischen Versorgung auf niedrigerem Temperaturniveau in der Nacht beschreibt, konnte über die Dynamisierung des Verbrauchsprofils nachgebildet werden. Zur Berechnung des jeweiligen Stundenfaktors wurde hierbei die Methode der abschnittweisen Betrachtung angewendet. Alternativ kann ein gleitender Stundenfaktor ebenfalls über ein Interpolationsverfahren aus [BGW 2007] ermittelt werden. Vorteile liegen hierbei in der Vermeidung von eventuell auftretenden Sprüngen an den Definitionsgrenzen der jeweiligen Temperaturbereiche.

Die Koeffizienten-Optimierung bzw. Modifizierung der Lastprofilfunktion, welche vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München durchgeführt wurde, liefert letztendlich zwei Standardlastprofile für Haushalte sowie elf für den Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich. Ebenfalls existiert ein Summenlastprofil, welches alle Eigenschaften der Abnahmestellen aus dem GHD-Sektor vereint. Wegen der Gewichtungproblematik ist es nur im Notfall für Abrechnungszwecke in Betracht zu ziehen, bildet in der vorliegenden Untersuchung jedoch die Grundlage einer thermischen Bedarfsabschätzung für den industriellen Sektor. Abbildung 5.15 zeigt stellvertretend ein thermisches Lastprofil für Einfamilienhäuser im Jahr 1994. Als weiterführende Quellen sind [BDEW 2011], [BGW 2006], [BGW 2007], [HELLWIG 2003] und [WAGNER 2005] zu nennen. Alle weiteren getroffenen Annahmen hierzu finden sich nachfolgend.

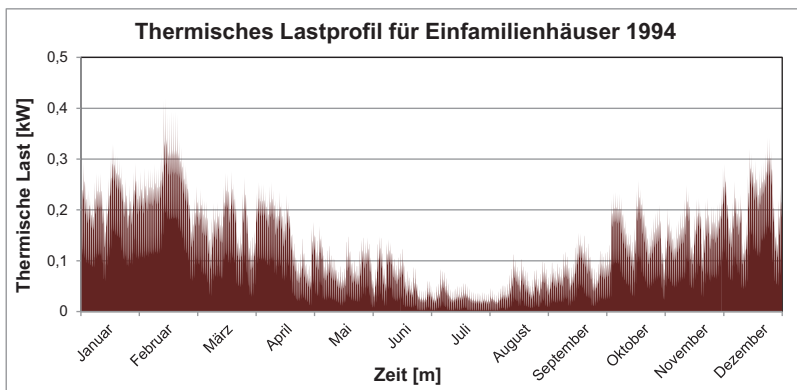


Abb. 5.15: Lastprofil für Einfamilienhäuser normiert auf 1000 kWh [E. B.] [E. D.]

Die Einbeziehung von Haushalten, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie der Industrie in das Simulationsmodell bedarf unter anderem einer Aufteilung des thermischen Verbrauchs. Je Abnahmegruppe müssen die entsprechenden Anteile des Endenergiebedarfs für Warmwasser, Raum- und gegebenenfalls Prozesswärme auf die verschiedenen Lastprofile aufgeteilt werden.

Im Bereich der **Haushalte** existiert eine Vielzahl an Statistiken und Studien, welche die Entwicklung des deutschen Wohngebäudebestandes thematisieren. Abbildung 5.16. zeigt in diesem Zusammenhang den Gebäudebestand in Deutschland zu verschiedenen Erhebungszeitpunkten, entwickelt nach den Ausführungen von [KÖHLER 1999]. Im Verhältnis zu den Nichtwohngebäuden weist die Zahl der Wohngebäude seit 1918 einen stetigen Anstieg auf. Der Einbruch im Jahre 1990 lässt sich auf den statistischen Effekt im Zuge der Wiedervereinigung zurückführen. Eine Prognose für die mögliche zukünftige energetische Verteilung auf Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser lässt sich hierüber jedoch nicht herleiten. Zu diesem Zweck wurde auf den Gebäudereport der Deutschen Energie Agentur [DENA 2012] zurückgegriffen, der Informationen aus den verschiedensten Quellen und Statistiken zusammenfasst und so einen umfassenden Überblick gewährt. Im Report von 2012 wird der Anteil von Ein-/Zweifamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden mit 41 %, 24 % und 35 % angegeben. Allein auf den Wohngebäudebereich bezogen liegen demnach ca. 63 % des thermischen Endenergiebedarfs bei den Ein- und Zweifamilienhäusern sowie 37 % bei den Mehrfamilienhäusern. Ein Vergleich mit Berichten aus den Vorjahren zeigt zudem eine leichte Verlagerung hin zu Mehrfamilienhäusern auf. Entsprechend wird für die Simulation ein Anteil am thermischen Endenergieverbrauch in Wohngebäuden von 60 % bei Ein- und Zweifamilienhäusern sowie 40 % bei Mehrfamilienhäusern zugrunde gelegt.

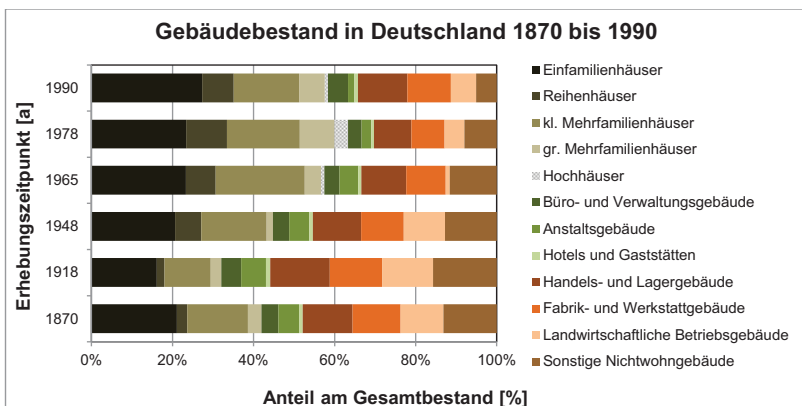


Abb. 5.16: Gebäudebestand in Deutschland 1870 bis 1990 [KÖHLER 1999] [E. D.]

Die Aufteilung des thermischen Bedarfs innerhalb des **Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereichs** wurde aus den Angaben zum Brennstoffverbrauch gewerblicher Kleinverbraucher in [BGW 2006] entnommen, welche im Zuge der vorgenommenen Modifizierung der Lastprofilfunktionen dieses Sektors ihren Einsatz fanden. Unter Gewährleistung, dass bei der Zusammenfassung von diesen Profilen die Saisonal-, Wochentags- und Tagescharakteristik weitgehend erhalten bleibt, sorgt die Reduzierung von fünfzehn auf elf Verbrauchsgruppen für mehr Übersicht und eine vereinfachte Anwendung. Als zusammenfassbar gelten in diesem Zusammenhang die nachfolgenden Kundengruppen, welche schraffiert und nach Brennstoffverbrauch gestaffelt gemeinsam mit den nicht verdichteten Profiltypen in Abbildung 5.17 dargestellt wurden:

- Metall- und Kfz-Betriebe
- Einzel- und Großhandel
- Gebietskörperschaften, Organisationen ohne Erwerbszweck, öffentliche Einrichtungen sowie Kreditinstitute und Versicherungen

Die Aufteilung des thermischen Endenergieverbrauchs wurde entsprechend der Gewichtung des Brennstoffverbrauchs auf die elf verbliebenen Profiltypen vorgenommen und innerhalb der Simulation angewendet.

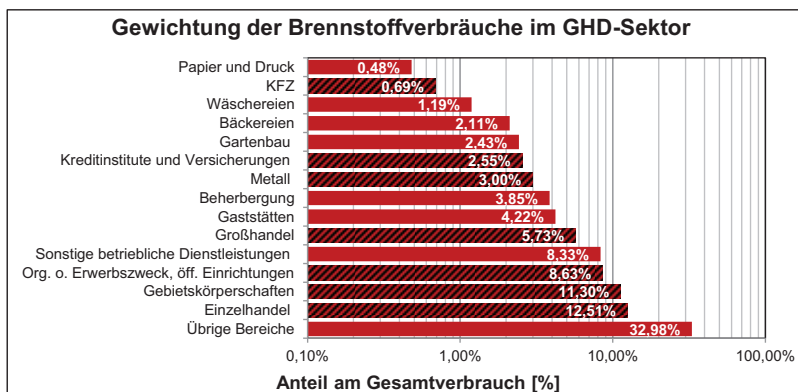
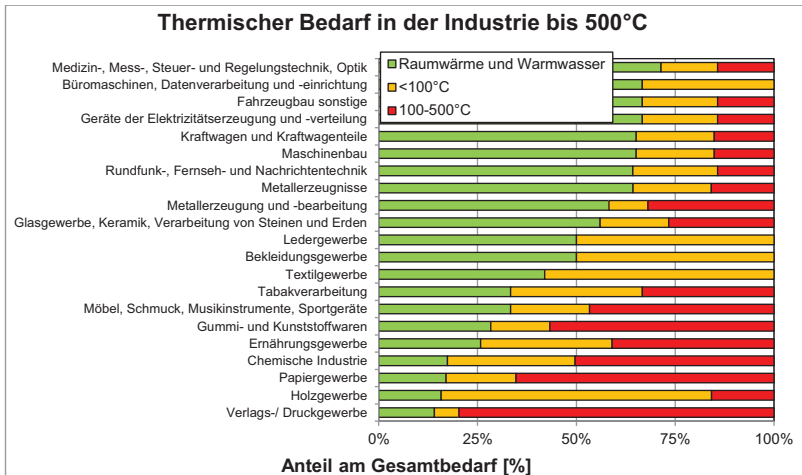


Abb. 5.17: Gewichteter Brennstoffverbrauch im GHD-Sektor [BGW 2006] [E. D.]

Abnahmegruppen, deren Ausspeiseleistung oberhalb von 500 kW liegen oder eine jährliche Entnahme über 1,5 Mio. kWh besitzen, befinden sich jenseits des Grenzwertes, der eine Erfassung über Standardlastprofilverfahren rechtfertigt. Entsprechend wird der Bedarf innerhalb des Sektors der **Industrie** über direkte Lastgangmessungen erfasst und abgerechnet. Das Fehlen analoger Lastprofile sowie die große Heterogenität des Wärme- und Strombedarfs in den einzelnen

Industriezweigen macht die Abschätzung eines zeitlichen Verbrauchsverhaltens besonders schwer. Der dessen ungeachtet bestehende Bedarf an thermischen Lastprofilen zur zeitreihenbasierten Charakterisierung der Industrie, führte zu der folgenden rudimentären Annahme: Nach [GABLER 2013] ist „eine exakte Abgrenzung zwischen Industrie- [...] und Handwerksunternehmungen [...] nicht möglich. Die Schwierigkeit ist hier in der Tatsache begründet, dass die Industrie historisch aus dem Handwerk hervorgegangen ist und somit viele Merkmale übereinstimmen. [...] Wirtschaftlich [kann man] unter Gewerbe jede nicht naturgebundene Güterproduktion verstehen, wobei das gesamte Handwerk (auch Handwerksbetriebe mit Dienstleistungscharakter) in die Definition eingeschlossen wird.“ In Anlehnung an [EON 2013], wo die Kunden, die oberhalb des Grenzwertes für eine Erfassung über Standardlastprofilverfahren liegen und nicht Lastgang gemessen werden, über ein Summenlastprofil nach [BGW 2006] erfasst werden, wird diese Vorgehensweise in modifizierter Form ebenfalls für den industriellen Bereich übernommen.



**Abb. 5.18: Thermischer Bedarf in der Industrie [WAGNER 2002] [NAST 2010] [E. D.]**

Aus der Betrachtung des thermischen Bedarfs bis 500°C innerhalb der Industrie (siehe Abbildung 5.18) wurde weiterhin eine grobe Aufteilung des Verbrauchs in zwei Gruppen vorgenommen. Betriebe mit hohem Prozesswärmeverbrauch bilden die erste Gruppe (Ind. 1). Betriebe mit mittleren temperaturabhängigen Verbrauchsanteilen und deutlichem Prozesswärmeverbrauch stellen die zweite Gruppe (Ind. 2) dar. Die Definitionsgrenze zwischen Warmwasser/Raumwärme und der Prozesswärme wurde hier bei 50 % des Gesamtbedarfs gelegt. Auf der Grundlage des in [BGW 2006] aufgezeigten Summenlastprofils wurden anhand



der beschriebenen Profil-Grundtypen des GHD-Sektors die weiterführenden Anpassungen bei den Koeffizienten vorgenommen. Abhängigkeiten von der Außentemperatur spiegeln sich hierbei vor allem in den A-Werten wider, der D-Wert gibt entsprechend Aufschluss über die Höhe des Prozesswärmebedarfs. Tabelle 5.3. zeigt die folgend verwendeten Industrie-Profileigenschaften.

Modifizierte Summenlastprofile	Sigmoid-Koeffizienten						
	A	B	C	D			
Ind. 1 ohne Windeinfluss	0,71	-35,7	6,7	0,81			
Ind. 2 ohne Windeinfluss	2,4	-35,7	6,7	0,22			
	Wochentagsfaktoren						
	MO	DI	MI	DO	FR	SA	SO
Ind. 1/2 ohne Windeinfluss	1,03	1,03	1,02	1,03	1,01	0,93	0,94

Tab. 5.3: Koeffizienten modifizierter Summenlastprofile der Industrie [E. B.]

## 5.9 Aufbau der Simulation einer erneuerbaren Versorgung in 2050

Die nachfolgenden Simulationen basieren grundsätzlich auf der Annahme, dass eine erneuerbare Vollversorgung Deutschlands unter Verwendung zusätzlicher Ausgleichs- und Speicherpotentiale realisierbar ist. Im Fokus der Untersuchung steht die Analyse des möglichen Mehrwerts stromgeführter KWK-Anlagen mit thermischer Speichererweiterung in einer volatil geprägten Energieversorgung. Das realisierte Simulationsmodell wurde hierbei in Microsoft Excel 2010 und der zugehörigen Skriptsprache Visual Basic for Applications (VBA) umgesetzt. Der Einsatz einer Solver-Entwicklungsumgebung ermöglicht an dieser Stelle den Umgang mit nichtlinearen Optimierungsansätzen (siehe Kapitel 4.2.4).

Das aus drei Teilen bestehende Simulationsmodell vermag in stündlicher Auflösung das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten eines gesamten Jahres abzubilden. Im ersten Teil findet hierbei zunächst die Belegung der thermischen und elektrischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofile der Referenzjahre mit den je nach Szenario gewählten Energiemengen statt. Entsprechend dem zu erwartenden größten Erzeugungsbeitrag aus der Photovoltaik und der Windkraft wird für das Jahr 2050 eine gleichverteilte installierte Leistung dieser Produzenten mit jeweils 50 % angenommen. Diese Annahme entspricht der Vorgehensweise in anderen Studien und Untersuchungen. Der notwendige Kapazitätsabgleich wird unter Verwendung von historischen Kennzahlen ebenfalls an dieser Stelle durchgeführt.

Im zweiten Teil werden die zuvor dimensionierten elektrischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofile zusammengeführt und nachfolgend über VBA-Programme entsprechend den Rahmenbedingungen manipuliert. Die elektrische Basislast, bestehend aus den Einzelverbräuchen der Sektoren Haushalt, GHD und

Industrie, wird hierbei der erneuerbaren Erzeugung aus Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie gegenübergestellt. Während die installierte Leistung von Windkraft und Photovoltaik stückweise über einen Proportionalitätsfaktor erhöht wird bis die gewünschte Lastdeckung eintritt, werden Wasserkraft, Biomasse und Geothermie stets unter der Annahme einer elektrischen Potential-Ausschöpfung von insgesamt 50,1 TWh im Jahr berücksichtigt. Berechnete Energiemengen, welche die Netzkapazitätsgrenze überschreiten würden, werden an dieser Stelle entsprechend abgeregelt (siehe Abb. 5.19). Die Differenzbildung zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch führt letztendlich zu der in Abbildung 5.20 dargestellten Residuallast, welche der nachgelagerten Demand-Side-Management-Analyse zugeführt wird. Der optische Effekt einer vermeintlich höheren Abdeckung durch die erneuerbare Erzeugung täuscht an dieser Stelle.

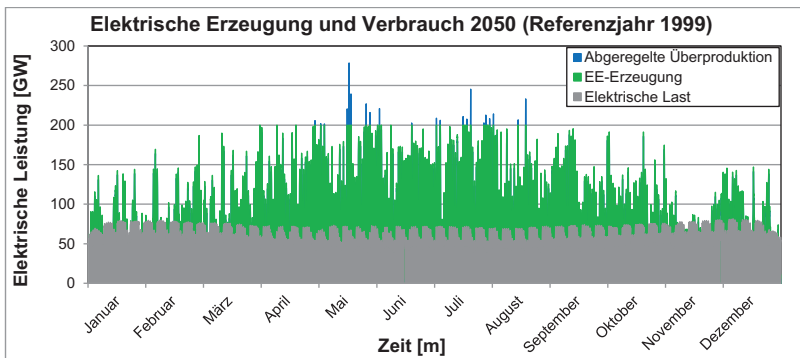


Abb. 5.19: Elektrische Erzeugung und Verbrauch bei 100 % Lastdeckung [E. B.]

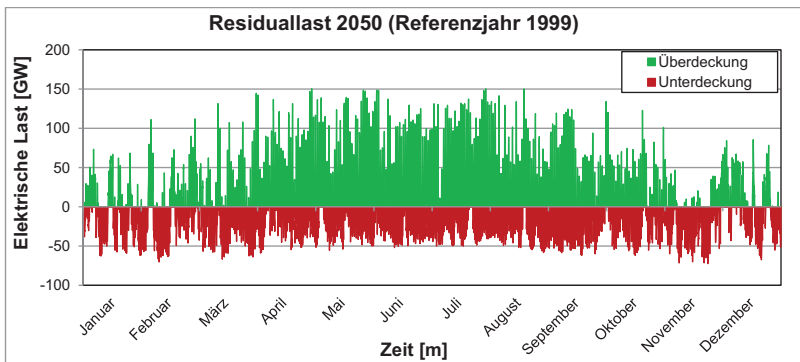


Abb. 5.20: Residuallast bei 100 % Lastdeckung [E. B.]

Mit Demand-Side-Management (DSM) wird die versorgerseitige Beeinflussung des Verbraucherverhaltens durch Steuerung des Energiebedarfs definiert. Es gilt den Energieverbrauch in bestimmten Zeiträumen zu erhöhen oder zu vermindern, wobei das Management auf beliebige Versorgungsarten (Wärme, Elektrizität, Gas, Wasser usw.) angewendet werden kann [VDE 2012].

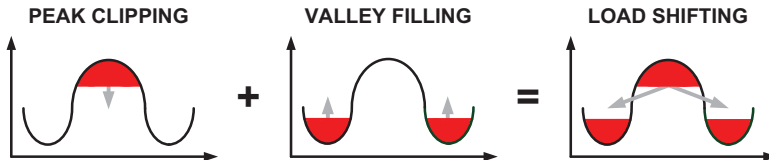


Abb. 5.21: Funktionsprinzip der „Load-Shifting-Methode“ [E. D.]

Im Zuge der Untersuchung ist die Berücksichtigung der DSM-Potentiale entscheidend für die Bestimmung der Residuallast, welche letztendlich den KWK-Anlagenbetrieb mitbestimmt. Als „Load-Shifting-Methode“ bezeichnet, setzt diese sich entsprechend Abbildung 5.21 aus den Einzelmaßnahmen „Peak-Clipping“ (Reduzierung des Verbrauchs zu Spitzenlastzeiten) sowie dem „Valley-Filling“ (Zunahme des Verbrauchs zu Schwachlastzeiten) zusammen [GELLINGS 1985]. An jedem Wechsellpunkt der Residuallast zwischen Über- und Unterdeckung wird hierbei die Lösung eines Extremwertproblems in VBA angestoßen. Unter Berücksichtigung von Zeitdauer und Energiemenge wird das maximal mögliche Verlagerungspotential je Aktivierung identifiziert und der bestehende Potentialunterschied entsprechend egalisiert (siehe Abb. 5.22).

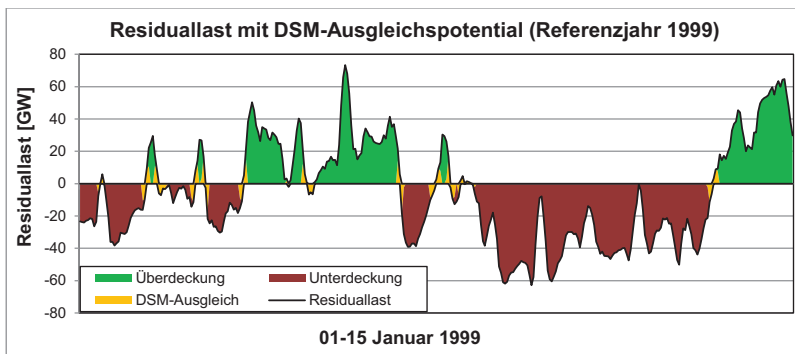


Abb. 5.22: DSM-Potential bei 100 % Lastdeckung im Jahr 2050 [E. B.] [E. D.]

Die Änderung des Lastverhaltens zu bestimmten Zeiten bedarf in diesem Zusammenhang der Zustimmung des Verbrauchers, was über die Definition geeigneter Anreizmechanismen bzw. Anreizprogramme erreicht werden kann. Die Reaktion der Verbraucher auf solche zumeist monetären Anreizsignale wird als „Demand-Response“ bezeichnet [STADLER 2005].

Das resultierende Lastprofil, welches nach Berechnung und Berücksichtigung der DSM-Potentiale entsteht, bildet die Grundlage für die abschließende KWK-Anlagen- und Speichersimulation im dritten Teil. Phasen der Lastunterdeckung definieren hierbei sowohl die elektrische Bedarfsanforderung als auch die Betriebsgrenze für jede einzelne stromgeführte KWK-Anlage. Über den Einsatz thermischer Speicher wird zeitgleich die stückweise Entkopplung der KWK-Erzeugung erzielt und entsprechend die bestmögliche thermische Versorgung der insgesamt 15 Abnahmesektoren angestrebt. Abbildung 5.23 zeigt die thermische Bilanz und Speicherauslastung des EFH-Sektors sowie den elektrischen Beitrag an der zugewiesenen Teillast bei zwei speicherbaren Tageshöchstlasten.

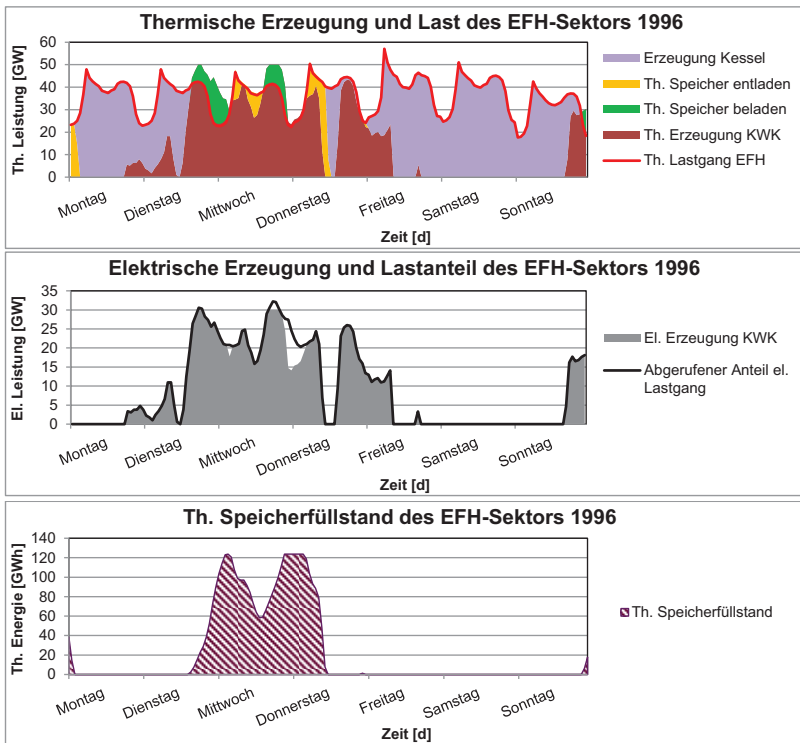


Abb. 5.23: Thermische Erzeugung und Bedarf für KW 1 1996 in Deutschland [E. B.]

Optimiert wird das Gesamtsystem über die in Kapitel 4 eingeführte Solver-Umgebung, deren Konfiguration je nach Bedarf frei gewählt bzw. vorgegeben werden kann. Parameter, wie die Anteile der zu deckenden elektrischen Last, maximal installierte KWK-Leistung, Speichergröße, Stromkennzahl, Anzahl der Volllaststunden als auch Wirtschaftlichkeitsfaktoren werden hier berücksichtigt und in Zielfunktionen, Neben- und Grenzbedingungen verwendet. Nach erfolgter Optimierung der elektrischen Bedarfsverteilung und KWK-Erzeugung auf dem Hintergrund einer bestmöglichen thermischen sowie elektrischen Versorgung, werden in einem weiteren Schritt die vorhandenen Überdeckungsphasen ausgenutzt. Überschüsse werden Pump-Speichern sowie Elektrolyseuren mit nachgeschalteter Methanisierung zugewiesen, wobei nicht benötigte Energiemengen exportiert werden. Das übergeordnete Gesamtziel liegt letztendlich in der nahezu idealen Abdeckung der elektrischen Gesamlast unter Verwendung aller genannten Erzeugungs- und Speichertechnologien (siehe Abb. 5.24).

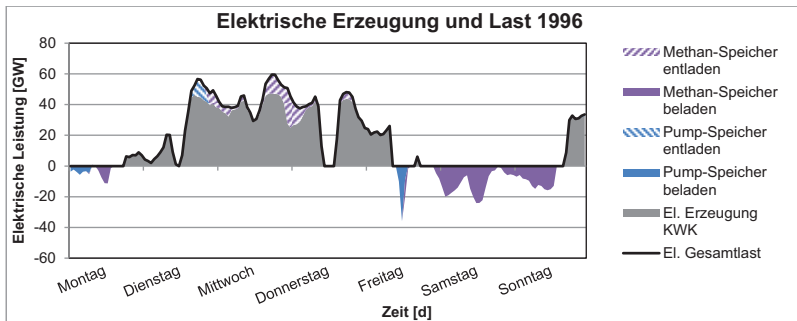


Abb. 5.24: Elektrische Erzeugung und Bedarf für KW 1 1996 in Deutschland [E. B.]

Abbildung 5.25 fasst abschließend alle drei Teile des Modells in einem Gesamtaufbau übersichtlich zusammen. Ausgehend von der energetischen Belegung thermischer sowie elektrischer Erzeugungs- und Verbrauchsprofile werden nachfolgend die Residuallasten entwickelt. Neben der Erzeugung aus Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse wurde auf eine mögliche Potentialausschöpfung der Solarthermie zugunsten der Photovoltaik- und der thermischen Erzeugungsanlagen verzichtet. Geeignete Aufstellorte kommen sowohl für Photovoltaik- als auch für Solarthermieanlagen in Frage, wodurch beide Technologien an dieser Stelle in Konkurrenz treten. Innerhalb des vorliegenden Konzeptes erscheint die Solarthermie zudem nur als additives System in Ergänzung zur KWK-Anlage, dem thermischen Speicher und Kessel. Da lediglich Anteile der Kesselerzeugung substituiert werden können, erscheint die Wirtschaftlichkeit hierbei ebenso ungewiss. Der mögliche Aufbau von

Solarthermiekraftwerken zur elektrischen Erzeugung wird aufgrund der zu geringen Direktstrahlung ebenfalls für den deutschen Anwendungsfall nicht berücksichtigt [BINE 2013]. Die weiterführende Optimierung der KWK-Anlagen- und Speichersysteme findet unter Beachtung der DSM-Potentiale jedoch ohne den Einsatz von Wärmepumpen und Druckluftspeichern statt. Entsprechend dem hohen Investitionskostenniveau von KWK-Anlagen im Verhältnis zu Gasheizkesseln, muss auch beim Betrieb von Wärmepumpen ein hoher Erzeugungsanteil erzielt werden. Der Einsatz in Zeiten positiver Residuallast ist unter den gewählten Rahmenbedingungen zudem nicht möglich, wodurch zur Versorgung des thermischen Bedarfs selbst bei geringen Lasten ein bivalentes System notwendig wird. Ein wachsender Anteil der Wärmepumpenerzeugung bedeutet nicht zuletzt eine Laufzeitverkürzung für den KWK-Anlagenbetrieb. Zugunsten einer flexiblen KWK-Verwendung sowie der Nutzung von Energieüberschüssen zur Versorgung der Langzeitspeicher wird auf den optionalen Einsatz von Wärmepumpen verzichtet [AGFW 2013]. Druckluft- sowie Methanspeicher nutzen unterirdische Kavernen zur Energiespeicherung, jedoch besitzen Druckluftspeicher höhere Selbstentladungsverluste und werden entsprechend ebenfalls nicht berücksichtigt [WWF 2009].

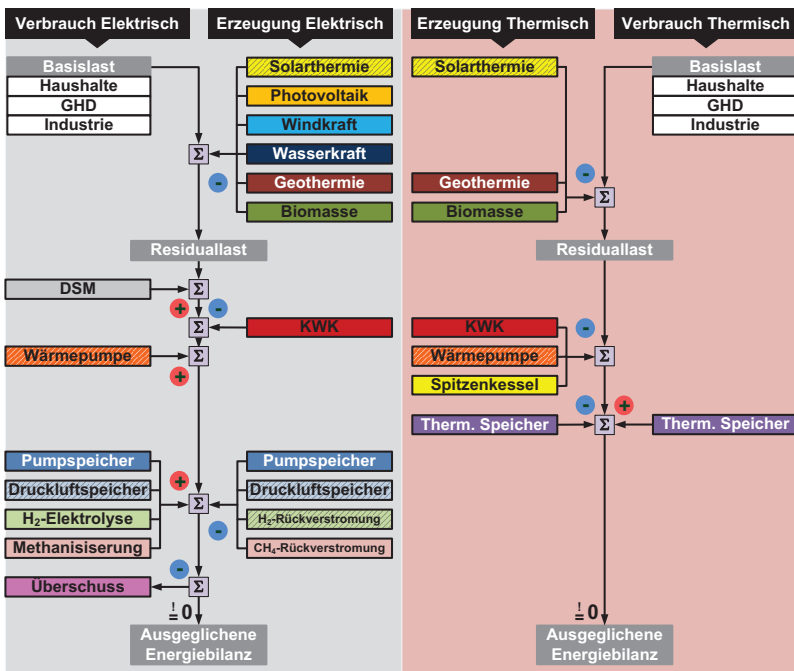


Abb. 5.25: Gesamtaufbau des Simulationsmodells [E. D.]

## 5.10 Simulation und Ergebnisse

### 5.10.1 Fokus des Konzeptansatzes

Eine künftige nachhaltige Energieversorgung wird charakterisiert durch die Dezentralisierung der Energieerzeugung und die verstärkte Einbindung der erneuerbaren Energiequellen in das Versorgungssystem. Die Erzeugung bzw. das Energieangebot muss hierbei quantitativ in einem Gleichgewicht zum Verbrauch stehen. Der Ausbau fluktuierender Erzeugungsanlagen bedeutet in diesem Zusammenhang auch eine notwendige Veränderung der derzeitigen Regelstrategien. In das Regelkonzept müssen die Verbraucherseite, geeignete Speicher sowie Prognoseverfahren eingebunden werden. Um Schwankungen aus dem Angebot von Wind- und Solarenergie ausgleichen zu können, werden hierbei besondere Anforderungen an die Speicherung von elektrischer Energie gestellt. Denn Speicher, in Schwachlastzeiten aufgefüllt und in Starklastzeiten entladen, könnten Erzeugung und Verbrauch vorteilhaft entkoppeln.

Gleichzeitig besteht das Ziel, auch den Anteil der effizienten Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromversorgung stark zu erhöhen. Durch die Abhängigkeit vom lokalen Wärmebedarf ist auch diese Form der Stromerzeugung von stochastischer Natur, es sei denn Strom- und Wärmeproduktion werden durch die Integration thermischer Energiespeicher entkoppelt. Durch diese Art der Anlagenkonfiguration kann die Kraft-Wärme-Kopplung nicht nur deutlich ausgebaut werden sondern entscheidend zum Funktionieren der zukünftigen Elektroenergieversorgung beitragen.

Thermische Speicher eignen sich grundsätzlich nicht dazu, elektrische Energie zu speichern. Zumindest wären Prozesse, die elektrische Energie in thermische Energie wandeln und später über einen thermischen Kraftwerksprozess in elektrische Energie rückwandeln, äußerst ineffizient. Jedoch ermöglichen Sie in Kombination mit einer KWK-Anlage deren zeitweisen stromgeführten Betrieb und somit die Bereitstellung entsprechender Regelenergie.

	Installationskosten [€/kWh]
<b>Pumpspeicher</b>	5 bis 20
<b>Druckluftspeicher (adiabat)</b>	40 bis 80
<b>Wasserstoffspeicher</b>	0,3 bis 0,6
<b>Methanspeicher</b>	0 (Gasnetz) bis 0,6
<b>Flow Batterien</b>	70 bis 150
<b>Lithium-Ionen-Batterien</b>	150 bis 300
<b>Blei-Säure-Batterien</b>	50 bis 80
<b>Thermische Speicher</b>	0,8 bis 10,3

Tab. 5.4: Kennzahlen verschiedener Speichersysteme nach [SAUER 2012]

Ein großer Vorteil thermischer Energiespeicherung liegt zudem in der ausgesprochen günstigen Verfügbarkeit bzw. Realisierung. Mit Wasser als Speichermedium und einer wirksamen Temperaturdifferenz von 40 K sind Speicherkosten zwischen 0,8-10,3 €/kWh realisierbar [SAUER 2012]. Diese liegen somit um bis zu zwei Größenordnungen unter denen elektrischer oder elektrochemischer Speicher (siehe Tabelle 5.4). Ein Wasservolumen von 1.000 L bietet demnach die Möglichkeit ca. 46,4 kWh thermische Energie zu speichern und realisiert bei gekoppelter Erzeugung gleichsam eine fortlaufende elektrische Energieproduktion, welche in Abhängigkeit zu der jeweiligen Stromkennzahl der Einzelanlage liegt.

Analog dem in dieser Arbeit verfolgten Ansatz bietet die Verbindung aus Kraft-Wärme-Kopplung und thermischem Speicher enorme Möglichkeiten im Bereich der Regelenergiebereitstellung bzw. des elektrischen Energiemanagements. Überall dort wo elektrische Energie in thermische konvertiert wird oder wo elektrische und thermische Energie zeitgleich generiert werden, ist der Einsatz von thermischen Speichern zur Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie von größtem Interesse.

### 5.10.2 Simulationsgrundlagen und Ergebnisse

Basierend auf den Annahmen in Kapitel 5.1 wurde bei den nachfolgenden Berechnungen von einer Gleichverteilung der installierten Leistung bei Photovoltaik und Windkraft ausgegangen. Die Erzeugung aus Wasserkraft, Biomasse und Geothermie wurde stets mit einer maximalen elektrischen Potential-Ausschöpfung von insgesamt 50,1 TWh im Jahr berücksichtigt (siehe Tabelle 5.5). Die installierte Leistung von Windkraft und Photovoltaik hingegen wurde gemäß den Referenzjahrangaben über einen Proportionalitätsfaktor stetig erhöht, bis die gewünschte Lastdeckung eintraf (siehe Tabelle 5.6). Das hieraus hervorgegangene erneuerbare Erzeugungspotential aus Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie wurde demnach für alle fünf Referenzjahre der elektrischen Basislast gegenübergestellt.

	Windenergie		Solarenergie		2050	Biomasse	Geothermie	Wasserkraft	Elektrisches Netz
	Installierte Leistung [MWe]	Elektrische Erzeugung [GWh]	Installierte Leistung [MWe]	Elektrische Erzeugung [GWh]		Installierte Leistung [GWe]	Installierte Leistung [GWe]	Installierte Leistung [GWe]	Last [TWh]
1994	618	909	6	8		1,6	3	5,5	525
1996	1.549	2.032	11	16		Elektrische Erzeugung [TWh]	Elektrische Erzeugung [TWh]	Elektrische Erzeugung [TWh]	Kapazitätsgrenze [GW]
1998	2.877	4.489	23	32		5,1	20	25	200
1999	4.435	5.528	32	42		Thermische Erzeugung [TWh]	Thermische Erzeugung [TWh]		
2003	14.604	18.713	435	313		9	50		

Tab. 5.5: Kennzahlen der Referenzjahre und des Zielszenarios [E. D.]



Aus den Einzelverbräuchen der Sektoren Haushalt, GHD und Industrie bestehend wurde die elektrische Last mit insgesamt 550 TWh einkalkuliert, wobei 25 TWh auf die Eigenerzeugung in der Industrie zurückführbar und demnach nicht in die Ausgleichsberechnungen mit eingeflossen sind. Berechnete Energiemengen, welche oberhalb der Netzkapazitätsgrenze (siehe 2.13) von 200 GW lagen, wurden abgeregelt. Die aus der anschließenden Differenzbildung resultierenden Residuallasten wurden daraufhin der DSM-Analyse zugeführt. Im Rahmen der DSM-Analyse zielt die eingesetzte Load-Shifting-Methode auf die Verlagerung bestimmter Verbraucher von Spitzenlastzeiten zu Zeiten eines geringeren Lastaufkommens ab.

Unter Berücksichtigung der Vorgaben, bezüglich verlagerbarer Zeit- und Energiemenge sowie elektrischer Last und Netzkapazität wurde das Verlagerungspotential je Aktivierung entsprechend identifiziert und der bestehende Potentialunterschied egalisiert. Ausgehend von verschiedenen Lastdeckungen durch Erneuerbare Energien in den einzelnen Szenarien mit 60 %, 80 %, 100 % und 120 % werden nachfolgend die wesentlichen Ergebnisse hieraus dargestellt und interpretiert.

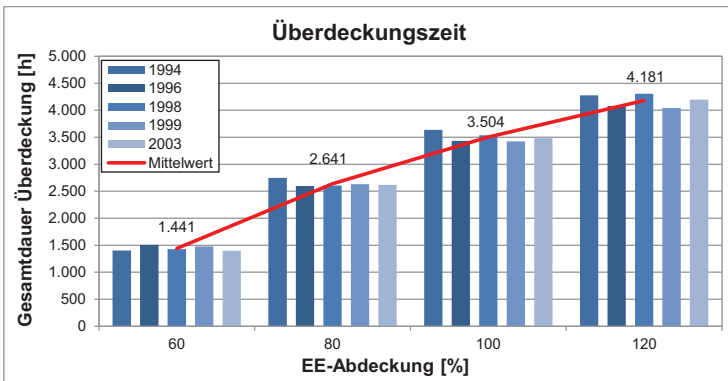


Abb. 5.26: Berechnete Überdeckungszeit bei verschiedenen Lastdeckungsgraden [E. B.]

Die Abbildungen 5.26 und 5.27 geben Aufschluss über die Änderung der Über- und Unterdeckungszeiten in Abhängigkeit zum gewählten Lastdeckungsgrad im jeweils betrachteten Referenzjahr. Die Verteilung der Zeiträume innerhalb eines Jahres verlagert sich hier erwartungsgemäß mit zunehmendem Abdeckungsgrad zur Überdeckung. Mit einer Differenz von maximal ca. 300 Stunden zwischen den einzelnen Referenzjahren, stehen so bei einer angenommenen 100 %-Abdeckung, die auch im Fokus der nachfolgenden Betrachtung liegt, im Mittel noch 5.256 Stunden in den Unterdeckungsphasen

zur „Verfügung“, in denen ein Betrieb der KWK-Anlagen entsprechend dem Konzeptansatz erfolgen kann.

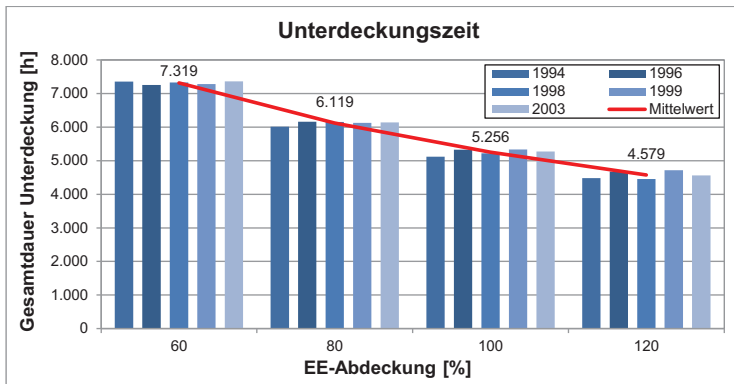


Abb. 5.27: Berechnete Unterdeckungszeit bei verschiedenen Lastdeckungsgraden [E. B.]

Dieser Beobachtung stehen 3.504 Stunden der einzelnen Überdeckungsphasen gegenüber, in denen ein Betrieb der KWK-Anlagen entsprechend unterbunden wird. Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass die grundsätzliche Ausdehnung von Über- und Unterdeckungszeiträumen, welche sich nach direkter Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch einstellt, im weiteren Verlauf nochmals eine Verminderung durch die Berücksichtigung der durchgeführten DSM-Analyse erfahren wird. Entsprechend verringert erscheint der KWK-Einsatzzeitraum.

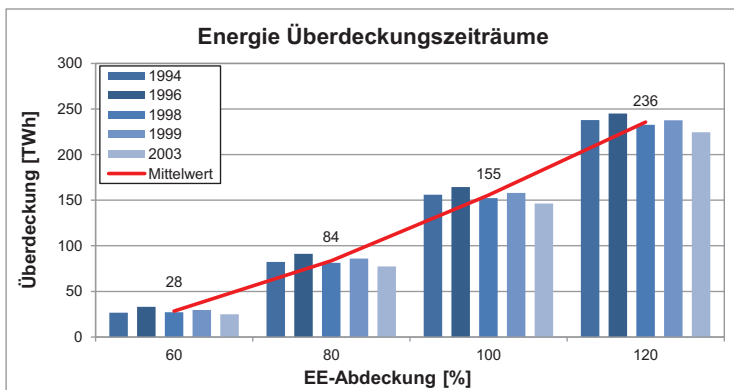


Abb. 5.28: Berechnete Energiemengen in den Überdeckungszeiträumen [E. B.]

Das Verhalten der Energiemengen lässt sich in den Abbildungen 5.28 und 5.29 ablesen. Analog zu den Über- und Unterdeckungszeiträumen erfahren diese ebenfalls mit zunehmender Abdeckung durch Erneuerbare Energien eine Verlagerung hin zur Überdeckung in der Form, dass ein stärkerer Energiezuwachs im Bereich der Überdeckung gegenüber der Energieabnahme in der Unterdeckung stattfindet. Die volatile Charakteristik der verwendeten Zeitreihen wird an dieser Stelle durch die vorgenommene Skalierung entsprechend verstärkt. Zeiträume mit einer hohen Erzeugung treten so mit steigender Abdeckung durch Erneuerbare Energien in den Vordergrund. Zum Erreichen einer 100 %-Abdeckung, bei der sich Über- und Unterdeckung im Mittel mit jeweils 155 TWh/a die Waage halten, werden neben der installierten Leistung aus Wasserkraft, Biomasse und Geothermie mit 10,01 GW<sub>e</sub> weitere 346 GW an installierter Wind- und Photovoltaikleistung, für den Betrachtungsfall eines Wind- und Sonnenarmen Referenzjahres (vgl. 1996), benötigt. Dies ist im Kontext der Aussage des Umweltbundesamtes [UBA 2010] zu bewerten, welche stellvertretend für die Energieziele der Bundesregierung ein technisch-ökologisches Potential nach konservativer Schätzung mit 380 GW für Windkraft und Photovoltaik angibt. Demnach stehen bei einer 100 %-Abdeckung im Mittel grundsätzlich 155 TWh/a als Überproduktion für die Speicherung zur Verfügung und gleichsam wird in Form der Unterproduktion die „Anforderung“ für den notwendigen KWK-Betrieb beschrieben – exklusive der DSM-Analysepotentiale.

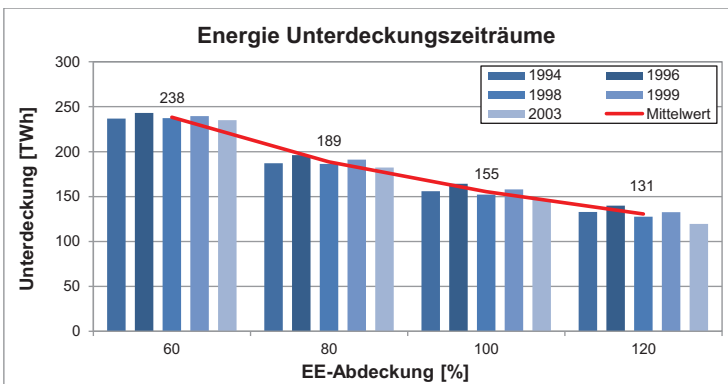


Abb. 5.29: Berechnete Energiemengen im den Unterdeckungszeiträumen [E. B.]

Rahmenbedingungen und Anforderungen für das Energieversorgungssystem und den geplanten KWK-Anlagenbetrieb mit thermischer Energiespeicherung, werden anhand der Betrachtung der einzelnen Phasen in den Abbildungen 5.30 bis 5.33 weiter präzisiert. Neben dem Zeitraum den eine Phase maximal andauert sind hier zudem die maximal auftretenden Energiemengen hinterlegt.

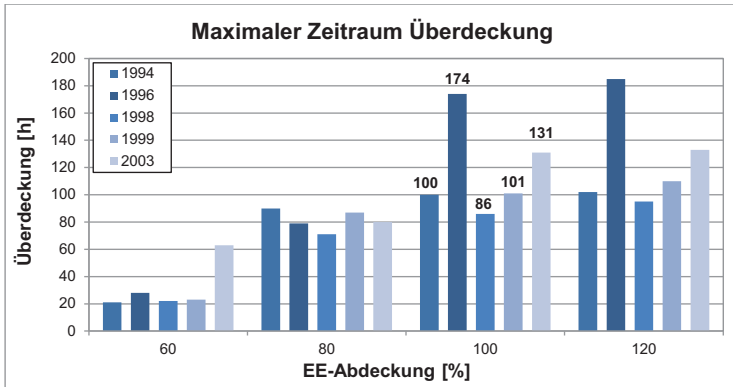


Abb. 5.30: Berechnete maximale Dauer einer Überdeckungsphase [E. B.]

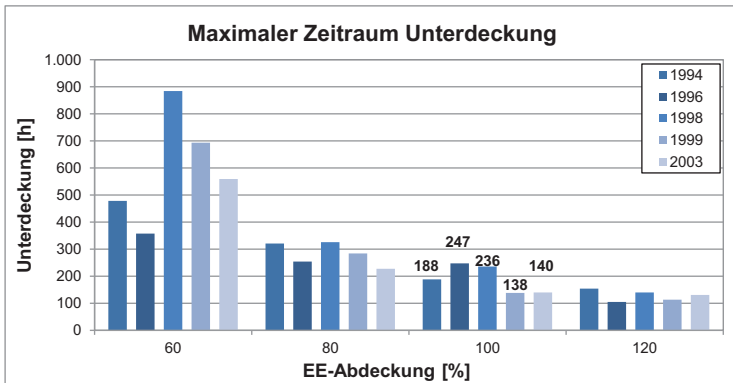


Abb. 5.31: Berechnete maximale Dauer einer Unterdeckungsphase [E. B.]

Es treten signifikante Unterschiede zwischen den Abdeckungsgraden 80 % und 100 % im Bereich der Überdeckung sowie bei 60 % und 80 % innerhalb der Unterdeckung auf. Die Erhöhung der installierten Leistung führt hier teilweise zu einer Verdopplung der Über- bzw. Halbierung der Unterdeckungsphasen in Bezug auf die Zeiträume und Energiemengen in den verschiedenen Referenzjahren, was ebenfalls der volatilen Charakteristik der Zeitreihen geschuldet ist. Für den Anwendungsfall einer 100 %-Abdeckung bedeutet dies unter anderem, dass in einem „erzeugungsschwachen Jahr“ (vgl. 1996) der Bedarf eines dauerhaften KWK-Betriebs auf über zehn Tage (247 h) am Stück anwachsen kann. Gleichzeitig wird der Betrieb bis zu sieben Tage (147 h) während einer anhaltenden Überdeckungsphase unterbunden. Analog liegen

hier größere Energiemengen vor, die innerhalb der Überdeckung (7,1 TWh) den Pumpspeicherkraftwerken und der Elektrolyse nutzbringend zugeführt werden bzw. in Phasen der Unterdeckung (10,6 TWh) über den Einsatz der KWK-Anlagen und Langzeitspeicherreserven ausgeglichen werden müssen.

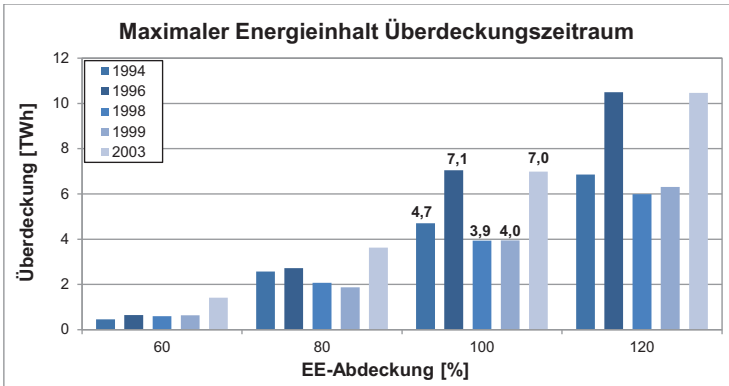


Abb. 5.32: Berechneter maximaler Energieinhalt einer Überdeckungsphase [E. B.]

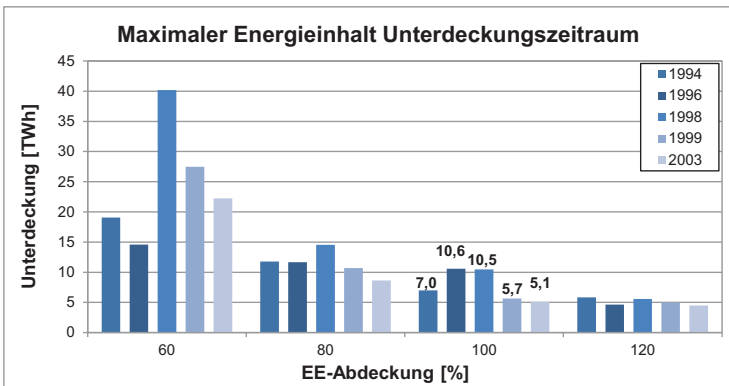


Abb. 5.33: Berechneter maximaler Energieinhalt einer Unterdeckungsphase [E. B.]

Bei der genauen Betrachtung aller Referenzjahre, konnte eine durchschnittliche Gewichtung der Phasenwechsel festgestellt werden, deren „Schwerpunkt“ mit 58 % im zweiten und dritten Quartal eines jeden Jahres liegt. In diesem Zeitraum findet zudem häufig ein Wechsel innerhalb von 24 Stunden statt, was auf den verstärkten Einfluss der Photovoltaikerzeugung zu dieser Jahreszeit

zurückgeführt werden kann. In diesem Zeitfenster konnte analog eine DSM-Potentialausschöpfung mit 60 % im Mittel (ca. 6,6 TWh vgl. Tab. 5.6) errechnet werden. Deutlich längere Über- und Unterdeckungsphasen (siehe auch Abb. 5.30 bis 5.33) entfallen auf die Herbst- und Wintermonate in denen verstärkt die Winderzeugung Einfluss nimmt. Dies bedeutet insgesamt eine Entlastung der notwendigen Ausgleichsbereitstellung über die KWK-Anlagen in den wärmeren Jahreszeiten, in denen der Betrieb grundsätzlich durch den verminderten Wärmebedarf eingeschränkt erscheint. Hingegen kann, in Langzeitphasen der Übererzeugung in den Herbst- und Wintermonaten, die Deckung des lokalen Wärmebedarfs über den Einsatz der thermischen Speicherreserven und der Spitzenlastkessel garantiert werden. Demnach müssen KWK-Anlage und Spitzenlastkessel die gleiche thermische Leistung aufweisen.

Die erzielten Ergebnisse erscheinen hierbei wie folgt im Verhältnis zu denen, welche die Bundesregierung zu Grunde legt [UBA 2010]. Im Gegensatz zu dem hier vollzogenen bilanziellen Ausgleich der Energiemengen und dem daraus resultierenden Installationsbedarf, geht [UBA 2010] zunächst von einer prognostizierten Installation der erneuerbaren Leistung aus und schließt dann über die Betrachtung der Referenzjahre 2007 bis 2009 auf eine mögliche Erzeugung im Jahre 2050. In einem Referenzjahr 2009, gekennzeichnet durch moderate Erzeugung und eine elektrische Basislast von 400 TWh, werden so Überschüsse von ca. 154 TWh in einem Zeitraum von 5.560 Stunden erzeugt. Dem gegenüber steht ein Defizit mit ca. 53 TWh in insgesamt 3.200 Stunden des Jahres. Hierbei wird eine maximale Residuallast (Unterdeckung) von ca. 50 GW bzw. eine minimale Residuallast (Überdeckung) von über -100 GW erreicht. Die vorliegende Untersuchung zeigt in Abbildung 5.34 eine minimale Residuallast von -151 GW (Abdeckungsgrad 100 %). Zudem konnte eine konstante maximale Residuallast von 73 GW in allen Fällen festgestellt werden.

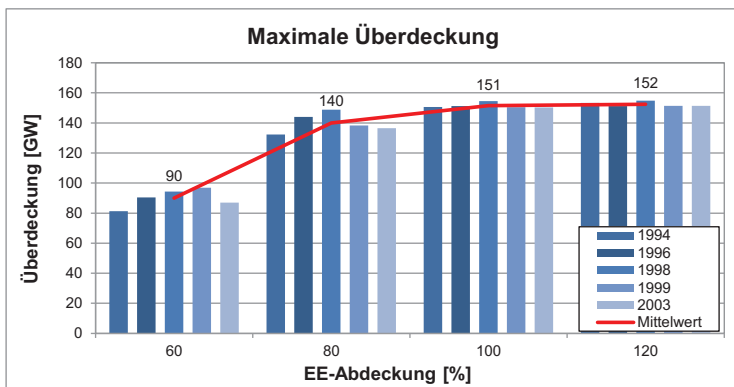


Abb. 5.34: Berechnete maximale Überdeckung [E. B.]

Diese relativ konstante Lastverteilung begründet sich auf der Tatsache, dass in den Referenzjahren wiederkehrend fast keine erneuerbare Erzeugung vorliegt – ein Ausbau der installierten Leistung besitzt hier nahezu keinen Einfluss. Die Abbildungen 5.35 und 5.36 zeigen die erzielten Simulationsergebnisse im Zusammenhang mit der durchgeführten DSM-Analyse. Über 11 TWh/a konnten im Mittel bei einem Lastdeckungsgrad von 100 % sowohl in den Überdeckungs- als auch Unterdeckungszeiträumen ausgeglichen werden. Dabei wird der mögliche Betriebsbereich der KWK-Anlagen durchschnittlich um 685 Stunden minimiert und zusätzlich in einem Zeitraum von ca. 544 Stunden eingeschränkt. Die gesamten Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse der betrachteten Referenzjahre sind in Tabelle 5.6 im Detail zusammengefasst.

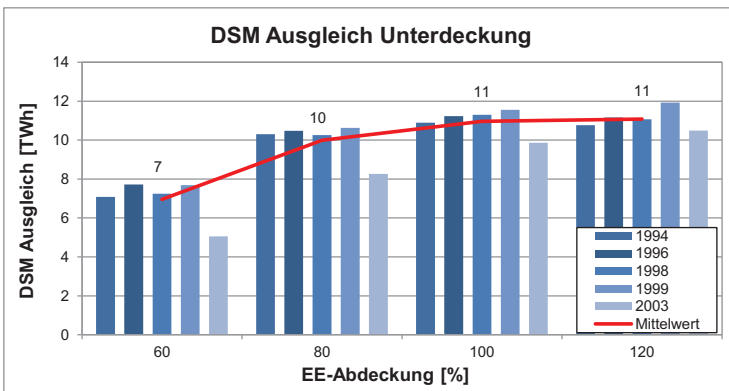


Abb. 5.35: Berechneter Energieausgleich in den Unterdeckungsphasen mit DSM [E. B]

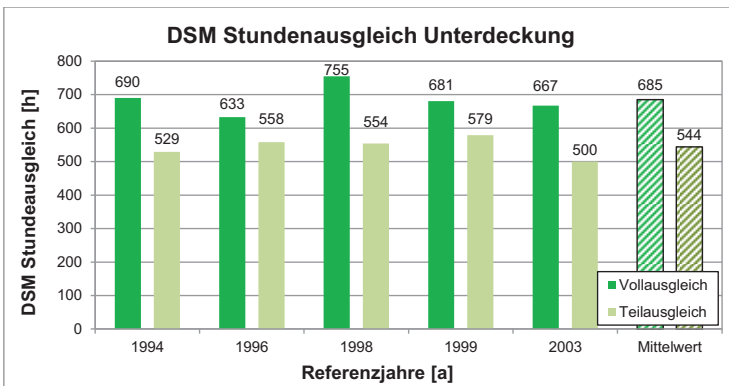


Abb. 5.36: Stundenausgleich der Unterdeckungszeiträume bei 100 % Lastdeckung [E. B]

Referenzjahre	2050 (1994)				2050 (1996)				2050 (1998)				2050 (1999)				2050 (2003)			
	60	80	100	120	60	80	100	120	60	80	100	120	60	80	100	120	60	80	100	120
Lastdeckung [%]	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
Elektrische Last [TWh]	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Netzkapazitätsgrenze [GW]	188,90	263,81	339,38	420,05	191,52	267,45	345,61	431,57	179,50	250,65	322,79	399,06	207,04	289,15	372,14	461,50	264,78	369,75	475,66	586,00
Installierte Leistung Windkraft/Photovoltaik [GW]	152,86	213,44	274,58	339,85	61,82	86,33	111,56	139,31	31,19	43,56	56,10	69,35	23,34	32,60	41,85	52,03	9,07	12,66	16,29	20,06
Proportionalitätsfaktor Windkraft/Photovoltaik Referenzjahr gegenüber 2050	264,90	369,90	475,84	588,96	264,90	369,94	478,05	596,94	264,90	369,90	476,37	598,93	264,90	369,96	476,14	590,48	264,90	369,91	475,87	586,27
Windkraft/Photovoltaik Erzeugung [TWh]	0	0	0,94	9,06	0	0,04	3,15	17,04	0	0,0038	1,47	9,03	0	0,06	1,24	10,58	0,00	0,01	0,97	6,37
davon abgeregelt [TWh]	232	304	327	325	246	307	332	333	233	318	348	345	254	316	342	341	202	270	304	340
Anzahl Wechsel Unterdeckung/Überdeckung	232	304	327	325	246	307	333	334	233	318	348	345	254	316	342	341	202	270	304	340
Anzahl Wechsel Überdeckung/Unterdeckung	7,369	6,011	5,122	4,485	6,161	5,226	4,679	7,333	6,155	5,221	4,453	7,282	6,128	5,334	4,716	7,364	6,142	5,276	4,563	4,563
Anzahl Stunden Unterdeckung [h]	1,401	2,749	3,638	4,275	1,505	2,599	3,434	4,081	1,427	2,605	3,539	4,307	1,478	2,632	3,426	4,044	1,396	2,618	3,484	4,197
Anzahl Stunden Überdeckung [h]	-236,69	-187,21	-156,05	-132,87	-243,16	-196,27	-164,35	-139,95	-237,19	-186,30	-152,28	-127,60	-239,59	-191,02	-158,03	-132,60	-234,95	-182,34	-146,39	-119,55
Unterdeckung Gesamt [TWh]	26,69	82,21	156,05	237,87	33,16	91,27	164,35	244,95	27,19	81,30	152,28	232,60	29,59	86,02	158,03	237,60	24,95	77,34	146,39	224,55
Überdeckung Gesamt [TWh]	478	321	188	154	357	254	247	105	884	326	236	140	693	294	138	113	559	227	140	131
Max. Zeitraum Unterdeckung [h]	21	90	100	102	28	79	174	185	22	71	86	95	23	87	101	110	63	80	131	133
Max. Energiebedarf Unterdeckung [TWh]	-19,06	-11,78	-6,99	-5,82	-14,56	-11,65	-10,59	-4,63	-40,17	-14,53	-10,48	-5,59	-27,47	-10,71	-5,66	-4,98	-22,23	-8,63	-5,07	-4,48
Max. Energiebedarf Überdeckung [TWh]	0,46	2,57	4,70	6,86	0,65	2,72	7,05	10,50	0,60	2,07	3,94	5,99	0,64	1,87	3,95	6,31	1,42	3,63	6,99	10,47
Maximale Residuallast [GW]	-73,85	-73,66	-73,47	-73,27	-74,32	-73,80	-73,26	-72,97	-72,39	-72,15	-72,15	-72,02	-72,83	-72,70	-72,47	-72,32	-73,61	-73,22	-72,82	-72,41
Minimale Residuallast [GW]	81,32	132,36	180,64	183,33	90,44	143,94	151,28	151,28	94,42	148,76	154,50	154,82	96,85	138,31	160,44	151,42	87,00	136,56	160,35	151,30
DSM-Potential pro Einsatz [h]	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
DSM-Potential pro Einsatz [GWh]	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Teil-Ausgleich Unterdeckung [h]	394	519	529	527	426	538	568	547	404	524	554	543	436	545	579	578	290	428	500	524
Voll-Ausgleich Unterdeckung [h]	330	706	690	631	632	633	623	623	524	706	755	717	536	646	661	684	468	586	667	715
Teil-Ausgleich Überdeckung [h]	287	481	540	546	329	501	582	564	297	480	551	570	320	504	566	592	210	392	476	519
Voll-Ausgleich Überdeckung [h]	659	739	655	653	650	674	616	538	657	728	710	600	678	710	656	575	558	671	675	672
Max. Zeitraum Voll-Ausgleich Unterdeckung [h]	6	7	6	6	7	6	7	7	6	7	7	8	6	5	11	6	6	6	6	7
Max. Zeitraum Voll-Ausgleich Überdeckung [h]	7	8	7	6	7	7	6	7	6	7	6	6	7	6	6	7	6	6	8	9
Ausgleich Unterdeckung Gesamt [TWh]	-7,08	-10,30	-10,89	-10,77	-7,72	-10,48	-11,23	-11,16	-7,25	-10,26	-11,30	-11,07	-7,68	-10,63	-11,55	-11,93	-5,06	-8,26	-9,86	-10,49
Ausgleich Überdeckung Gesamt [TWh]	7,08	10,30	10,89	10,77	7,72	10,48	11,23	11,16	7,25	10,26	11,30	11,07	7,68	10,63	11,55	11,93	5,06	8,26	9,86	10,49

Tab. 5.6: Ergebnisse nach Bestimmung der Erzeugungs- und Verbrauchspotentiale sowie der DSM-Analyse für das Zielszenario 2050 [E. B.]



Die Betrachtung der Erzeugungs- und Verbrauchspotentiale sowie der DSM-Analyse zeigt, dass bei einer 60 % Abdeckung der Last mit Erneuerbaren Energien, eine umfangreiche Integration von Langzeitspeichern nicht sinnvoll erscheint. Die erzeugte Überdeckung stellt sich zu gering dar, als dass geeignete konventionelle Komplementärkraftwerke eine attraktive Lösung sein könnten. An dieser Stelle wäre die Verbindung aus konventionellen und erneuerbaren Erzeugern unter der Ausnutzung erster Großspeicherkapazitäten denkbar. Gaskraftwerke mit kurzer Reaktionszeit wären durchaus in der Lage auftretende Unterdeckungsphasen entsprechend zu egalisieren, wobei die bestmögliche Ausnutzung der erneuerbaren Erzeugung nicht zu jeder Zeit gewährleistet wäre. Berechnete Zeiträume und Energiemengen bei 80 % und 100 % Lastabdeckung durch Erneuerbare Energien lassen hingegen keinen Zweifel an der Sinnhaftigkeit einer Langzeitspeicherintegration.


Im Fokus der weiteren Betrachtung liegen die Simulationsergebnisse in Bezug auf den optimierten KWK-Anlageneinsatz mit thermischer Speicherung, welche unter der Rahmenbedingung einer 100 % Lastabdeckung entstanden sind. Das herrschende Gleichgewicht zwischen Über- und Unterdeckung lässt den Rückschluss auf ein Energieversorgungssystem zu, dessen bilanzieller Ausgleich unter Berücksichtigung von zusätzlichen dezentralen Erzeugern und Speichern möglich erscheint. Da Zeitraum und Energiemenge der positiven Residuallastphasen die Grenzen für den KWK-Anlagenbetrieb formen, wurden entsprechend die Ergebnisse aus den Jahren 1996 (maximale Unterdeckung) und 2003 (minimale Unterdeckung) herangezogen und der nachgelagerten Optimierung zu Grunde gelegt. Nach Berücksichtigung der DSM-Potentiale liegen hier divergente Unterdeckungen von 153 TWh (164 TWh ohne DSM) sowie 136 TWh (146 TWh ohne DSM) vor, wobei die berechneten thermischen Tagesmaximallasten der einzelnen Sektoren im Mittel mit ca. 6 % voneinander abweichen. Von ca. 5.300 Stunden im Jahr, die auf Unterdeckungsphasen entfallen, bleiben im Durchschnitt noch etwa 4.600 Stunden für den möglichen KWK-Einsatz übrig, welche auch durch den gezielten Speichereinsatz nicht weiter gesteigert werden können. Neben der entwickelten Residuallast wurden für die Optimierung thermische Bedarfe der Sektoren sowie Kennzahlen der eingesetzten Speicherformen hinzugezogen (siehe Tabelle 5.7 vgl. Kapitel 2).

Sektor	Haushalte	GHD	Industrie
Thermischer Bedarf [TWh]	300	94	352
Speichertechnologie	Pumpspeicher	Methanspeicher	
Maximale Kapazität [GWh]	55	>500.000	
Wirkungsgrad Beladung [%]	90	50	
Wirkungsgrad Entladung [%]	90	60	
Selbstentladung [%/h]	0,0001	0,0001	

Tab. 5.7: Kennzahlen des Bedarfs der Sektoren sowie der Speichertechnologien [E. D.]

Ausgehend von 100 % des berechneten thermischen Bedarfs für jeden Sektor wurde zunächst angenommen, dass 20 % dieser Wärmelast in den Haushalten, 20 % in Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie 15 % im industriellen Sektor über KWK-Anlagen, thermische Speicher und Spitzenlastkessel abgedeckt werden. Basierend auf dieser Annahme wurde die Abdeckung des thermischen Bedarfs folgend stufenweise in den Szenarien erhöht (siehe Tab. 5.8).

Abdeckung des th. Bedarfs über KWK		
Haushalte	GHD	Industrie
90%	90%	70%
80%	80%	60%
60%	60%	45%
40%	40%	30%
20%	20%	15%



Installierbare KWK-Leistung bezogen auf die sektorabhängige Jahresmaximallast
80%
60%
40%

Tab. 5.8: Abdeckungsstufen des thermischen Bedarfs sowie die installierbaren KWK-Leistungsstufen [E. D.]

Werden KWK-Anlagen für einen wärmegeführten Betriebsfall ausgelegt, liegt deren Leistungsgrenze in den meisten Fällen zwischen 10 % und 30 % der maximalen Wärmelast eines Jahres, um eine bestmögliche Abdeckung des Wärmebedarfs bei gleichzeitig hoher Volllaststundenzahl zu erreichen. Der vorliegende Ansatz basiert hingegen auf einer maximalen Bereitstellung elektrischer Ausgleichsenergie für das Gesamtsystem, während gleichzeitig eine optimale Wärmeversorgung des lokalen Bedarfs angestrebt wird. Thermische Energie wird in diesem Zusammenhang teilweise vorproduziert und in thermischen Speichern für den späteren Abruf vorgehalten. Auf dieser Grundlage erscheint eine höhere Auslegung der Anlagenleistung sinnvoll, welche bezogen auf die thermische Jahreshöchstlast mit 40 %, 60 % und 80 % berücksichtigt wurde (siehe Tab. 5.7). Die Jahreshöchstlast ist hierbei als die innerhalb einer bestimmten Stunde des Jahres auftretende thermische Maximallast definiert.

Der zu optimierende KWK-Betrieb hängt sowohl von den übergeordneten positiven Residuallastphasen als auch vom thermischen Bedarf des jeweils zu versorgenden lokalen Bedarfs ab. Hierbei stellt die Stromkennzahl  $\sigma$  eine der wichtigsten Einflussgrößen dar. Sie beschreibt das Verhältnis zwischen abgegebener elektrischer sowie thermischer Leistung der KWK-Anlage. Geringere Stromkennzahlen stehen für einen erhöhten thermischen Anteil, höhere Kennzahlen lassen entsprechend den elektrischen Beitrag steigen. Innerhalb der Szenarien wurden in diesem Zusammenhang Stromkennzahlen zwischen 0,1 und 0,6 betrachtet; wobei der Fokus im Bereich zwischen 0,4 und 0,6 lag.

Gemäß Konzeptansatz wurde der durch den thermischen Bedarf begrenzte Betrieb über den Einsatz thermischer Speicher erweitert. Die Erhöhung des Speichervolumens innerhalb jeder Simulation fand in Stufen statt, deren Größe durch die Tagesmaximallast des jeweiligen Referenzjahres definiert wurde. Genauer gesagt ermöglicht die Bereitstellung eines Speichervolumens gemäß einer Tagesmaximallast die Aufnahme einer der thermischen Tagesmaximallast entsprechende großen Energiemenge. Alle berücksichtigten Speichersysteme (thermische Speicher, Pumpspeicher und Methanspeicher) wurden in jeder Simulation mit einem Initialfüllstand von 50 % angenommen. Die thermischen Bedarfe der drei Sektoren wurden entsprechend der in Tabelle 5.8 gezeigten Verteilungen auf ihre Untergruppen heruntergebrochen. Jedem dieser 15 Abnahmebereiche (siehe Kapitel 5.8) wurden jeweils eine KWK-Anlage mit thermischem Speicher sowie ein Spitzenlastkessel zu Grunde gelegt, deren elektrische Leistung, Stromkennzahl und Speicherkapazität frei konfigurierbar erscheinen und stellvertretend für die Anzahl benötigter Einzelanlagen in jedem Sektor stehen. Weitere Kennzahlen, wie die erzielte Volllaststundenzahl als auch die elektrische und thermische Erzeugung gehen aus diesen Annahmen als Berechnungsergebnis hervor.

Auf Basis der zuvor ausgewählten Residuallastprofile der Jahre 1996 und 2003 wurden so Simulationsreihen mit wechselnden Randbedingungen durchgeführt. Bei deren Betrachtung sind neben der Verminderung der elektrischen Unterdeckung vor allem die geleistete Volllaststundenzahl sowie die erzielte thermische Abdeckung durch die KWK-Anlagen mit thermischen Speichern sowie der Einsatz des Spitzenlastkessels von Interesse, da sie u. a. einen Vergleich mit dem wärmegeführten Anwendungsfall ermöglichen. Im Zuge einer bivalenten wärmegeführten Auslegung liegt der thermische Beitrag der KWK-Anlage heute bei etwa 60 % gegenüber dem des Spitzenlastkessels. Die erzielten Volllaststunden liegen hier im Mittel bei ca. 4.000 h, während in industriellen Anwendungen tendenziell eine höhere Volllaststundenzahl erreicht wird (vgl. Kapitel 2) [UBA 2014].

Das nachfolgend betrachtete Szenario dient der exemplarischen Bewertung, da hier erstmalig ein Vollaussgleich der Unterdeckung beobachtet werden konnte, der ohne einen zusätzlichen Energieimport erzielt wurde (siehe hierzu auch Abbildung 5.41). Die Abbildungen 5.37 bis 5.39 spiegeln die Entwicklung der elektrischen Unterdeckung, die durchschnittlich erreichte Volllaststundenanzahl der KWK-Anlagen sowie deren Anteil an der thermischen Bedarfsdeckung wieder, welche bei einer installierten KWK-Leistung von 40 % der thermischen Jahreshöchstlast sowie einer mittleren Abdeckung des Bedarfs von 60 % HH, 60 % GHD und 45 % der Industrie erzielt wurden. Die schrittweise Erhöhung der thermischen Speicherkapazität auf zwei speicherbare Tagesmaximallasten führt im Referenzjahr 1996 bei einer Stromkennzahl von 0,6 bereits zu einer zusätzlichen Verminderung der Unterdeckung um ca. 23 % (20 TWh/a). Das bedeutet insgesamt eine Verringerung der elektrischen Unterdeckung von

107 TWh/a. Die beobachtete Volllaststundenzahl sowie der KWK-Beitrag zur thermischen Versorgung steigen entsprechend um ca. 640 Stunden bzw. 8 %. Eine Versorgung mit einer durchschnittlichen Stromkennzahl von 0,4 liefert in diesem Zusammenhang eine Verminderung der Unterdeckung um ca. 17 % (15 TWh/a) sowie eine Erhöhung der Volllaststundenzahl um 600 Stunden bzw. eine Steigerung des Erzeugungsbeitrags um 8 %.

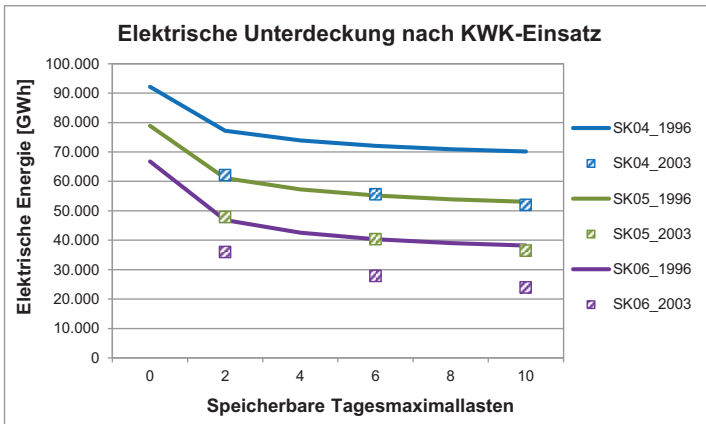


Abb. 5.37: Berechnete elektrische Unterdeckung nach erfolgtem KWK-Einsatz [E. B]

Im Vergleich weist das Referenzjahr 2003, bei einer zu Grunde liegenden Stromkennzahl von 0,6 und einer Erhöhung der thermischen Speicherkapazität auf zwei speicherbare Tagesmaximallasten, eine verbleibende Unterdeckung von ca. 36 TWh/a auf, was eine Reduktion der elektrischen Unterdeckung um etwa 100 TWh/a bedeutet. Mit ca. 3.160 Volllaststunden und einem mittleren Beitrag von 42 % an der Wärmeversorgung fällt die Betriebszeit und somit die Erzeugung der KWK-Anlagen hier im Durchschnitt geringer aus als im Referenzjahr 1996. Begründet werden kann dies durch die grundsätzlich geringere Unterdeckung im Referenzjahr 2003, die vor dem KWK-Einsatz 136 TWh/a beträgt und entsprechend eine Differenz von 17 TWh/a zum Referenzjahr 1996 aufweist. Hieraus folgt eine „Beschneidung“ der KWK-Betriebszeiten aufgrund des verringerten elektrischen Residuallastprofils, was letztendlich ein Absinken des thermischen Beitrags der KWK-Anlagen bedeutet.

Die weiterführende Vergrößerung des Speichervolumens weist eine moderate Verringerung der elektrischen Unterdeckung auf, die beispielsweise bei zehn speicherbaren Tagesmaximallasten und einer Stromkennzahl von 0,6 gerade ca. 11 TWh/a (13 % im Verhältnis zu zwei speicherbaren Tagesmaximallasten)

im Referenzjahr 1996 beträgt. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl liegt hier bei 3.900 Stunden mit einem Anteil an der Wärmeerzeugung von ca. 47 %.

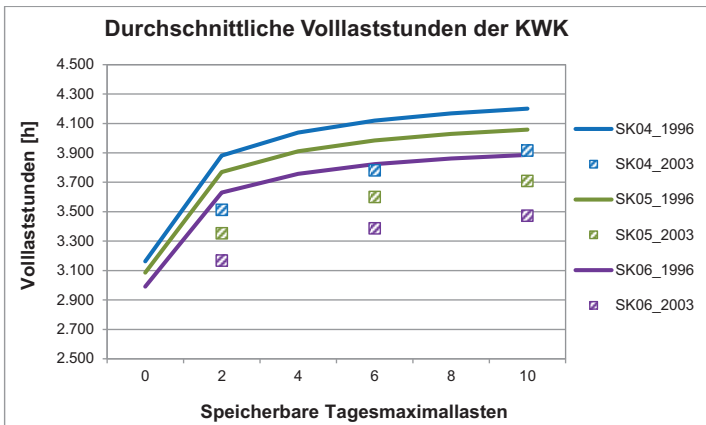


Abb. 5.38: Anzahl der erzielten Volllaststunden der KWK-Anlagen im Mittel [E. B]

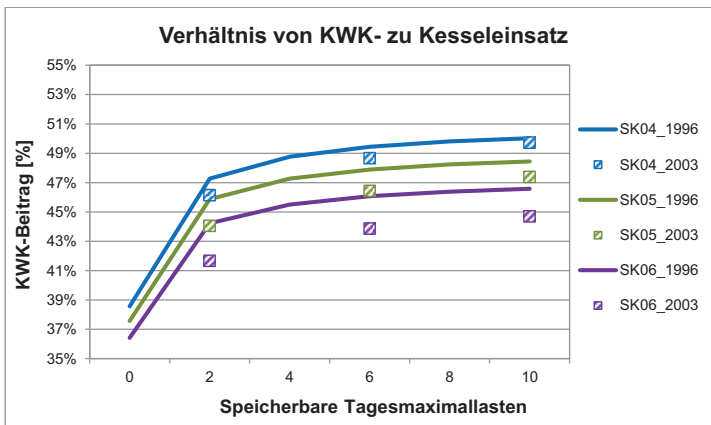


Abb. 5.39: Berechnetes Verhältnis von KWK-Anlagen- und Kesseleinsatz [E. B]

Im Vergleich mit einer installierten KWK-Leistung von 60 % der thermischen Jahreshöchstlast und einer mittleren Abdeckung des Bedarfs von 40 % HH, 40 % GHD und 30 % in der Industrie, führt eine Speichererweiterung ebenfalls zu einer ausgeglichenen Energiebilanz („autarke Versorgung“). Trotz der geringeren Durchdringung der einzelnen Sektoren wird über die schrittweise

Erhöhung der thermischen Speicherkapazität auf zwei Tagesmaximallasten im Referenzjahr 1996 ( $\sigma = 0,6$ ), eine zusätzliche Verminderung der Unterdeckung von ca. 30 % (21,5 TWh/a) erreicht. Das bedeutet insgesamt eine Verringerung der elektrischen Unterdeckung von 93 TWh/a. Die vergrößerte installierte thermische Leistung bedeutet gleichsam eine verringerte Volllaststundenzahl von 3.200 Stunden gegenüber dem vorhergehend betrachteten Anwendungsfall bei 40 %. Entsprechend steigt der KWK-Beitrag in diesem Zusammenhang auf ca. 58 % gegenüber dem Spitzenlastkesselsinsatz. Der Vergleich mit dem Referenzjahr 2003 liefert folgende Werte in diesem Kontext. Aus der Erhöhung auf zwei speicherbare Tagesmaximallasten resultiert eine Verminderung der Unterdeckung von insgesamt 88 TWh/a. Die Anzahl der Volllaststunden liegt bei 2.800 mit einem KWK-Beitrag von 55 % an der thermischen Versorgung. Die „Beschneidung“ der KWK-Betriebszeiten aufgrund des verringerten elektrischen Residuallastprofils sowie das daraus resultierende Absinken des thermischen Beitrags der KWK-Anlagen kann entsprechend auch an dieser Stelle beobachtet werden.

Abbildung 5.40 zeigt anschaulich, welche Kennzahlen sich auf Grundlage einer installierten Leistung von 40 % für das Referenzjahr 1996 ergeben.

Stromkennzahl	Speicherbare Tagesmaximallasten	Benötigtes thermisches Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	Installierte elektrische KWK-Leistung [GW]	Elektrischer Bedarf nach KWK Einsatz [GWh]	Elektrischer Bedarf nach Pumpspeicher Einsatz [GWh]	Maximal installierte Elektroseeleistung [GW]	Maximal installierte Methanoleierungsleistung [GW]	Maximal installierte Methanoleierungsleistung [GW]	Maximal installierte Verstromungsleistung [GW]	Energieüberschuss [GWh]
0,4	0	0	19,83	92.149	80.749	152	106	232.920	102	0
	2	5.324.194		77.239	66.518			155.223	97	0
	4	10.648.388		73.895	63.238			136.746	95	0
	6	15.972.582		72.083	61.476			126.550	94	0
	8	21.296.776		70.927	60.365			120.146	93	0
	10	26.620.970		70.164	59.617			115.912	93	0
0,5	0	0	24,77	78.875	67.737	152	106	161.483	91	0
	2	5.324.194		61.147	51.089			69.749	85	0
	4	10.648.388		57.250	47.402			48.578	82	0
	6	15.972.582		55.193	45.434			37.091	82	0
	8	21.296.776		53.885	44.174			29.849	82	0
	10	26.620.970		53.032	43.329			26.432	82	0
0,6	0	0	29,72	66.762	55.911	152	106	96.323	81	0
	2	5.324.194		46.817	37.597			19.715	76	15.609
	4	10.648.388		42.564	33.550			17.600	75	28.738
	6	15.972.582		40.343	31.443			16.559	74	35.779
	8	21.296.776		38.996	30.143			16.144	73	40.110
	10	26.620.970		38.146	29.354			15.961	73	42.697

Abb. 5.40: Simulationsergebnisse für das Referenzjahr 1996 bei einer KWK-Verteilung von 60 %/60 %/45 % bei 40 % KWK-Leistung [E. D.]

In Abhängigkeit der Stromkennzahlen 0,4 bis 0,6 sind hier die speicherbaren Tagesmaximallasten sowie deren korrespondierende Speichervolumen, in Form von Wasser bei einer ausnutzbaren Temperaturdifferenz von 40 K, aufgetragen. Entsprechend der KWK-Auslegung nach der thermischen Höchstlast im Jahr, erscheint jeweils die installierte elektrische Leistung, welche sich im Verhältnis zur Stromkennzahl ergibt.

Nach [BMWİ 2014] hatte die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2011 einen Anteil von 18 % an der gesamten Netto-Stromerzeugung. Unter Berücksichtigung eines geplanten Ausbauziels auf 25 % der Stromerzeugung bis 2020, erscheinen die dargestellten Ergebnisse entsprechend ambitioniert. An dieser Stelle sei auf die hohen Ausbauraten der Kraftwärmekopplung in den Ländern Dänemark, Niederlande und Finnland verwiesen, welche hinsichtlich des KWK-Anteils bei der Energieversorgung den Spitzenplatz in Europa einnehmen [EUROSTAT 2015]. In Dänemark liegt der Beitrag an der gesamten Netto-Stromerzeugung mittlerweile über 60 %, die Niederlande und Finnland erreichen einen Beitrag von jeweils über 40 % in diesem Zusammenhang.

Nach [TRAUBE 2005] wurde 1980 in Dänemark bereits 30 % des Wärmebedarfs über Fernwärme abgedeckt; 1995 war dieser Anteil auf 50 % angewachsen, was vor allem auf eine hohe Heizölbesteuerung zurückzuführen war. Die stetige Fortentwicklung der KWK in den 90er Jahren führte zur letztendlich zur Umstellung von Kohle-Heizwerken auf erdgasbetriebene KWK-Anlagen. Der heutige hohe Anteil an der Netto-Stromerzeugung beruht demnach im Wesentlichen auf der konsequenten politischen Rahmensetzung.

Der konkrete stromseitige Beitrag, der aus dem KWK-Einsatz resultiert, wird durch den verbleibenden elektrischen Bedarf in unserem Versorgungssystem charakterisiert, welcher im Durchschnitt nach gezieltem Pumpspeichereinsatz nochmals um etwa 8 TWh/a vermindert wird. Auf diesem Restbedarf begründet sich letztendlich die notwendige Methanspeicherkapazität mit den zugehörigen Synthese- und Rückverstromungsanlagen. Die zu installierende Elektrolyse- und Methanisierungsleistung erscheint hier über alle Stromkennzahlen hinweg konstant, da sie direkt von der maximalen Übererzeugung abhängt. Benötigte Speicherkapazität und Rückverstromungsleistung nehmen mit zunehmender Regelleistungsbereitstellung durch die KWK-Anlagen stetig ab. Bei einer Stromkennzahl von 0,6 und der zweifachen speicherbaren Tagesmaximallast stellt sich in diesem Szenario erstmalig eine ausgeglichene Energiebilanz (autarke Versorgung) im betrachteten Versorgungssystem ein – erkennbar an der produzierten Überschussleistung.

Abbildung 5.41 fasst die Ergebnisse der durchgeführten Simulationsreihen in Abhängigkeit der Durchdringung, installierten Leistung und der Stromkennzahl nochmal dahingehend zusammen, ob eine „autarke Versorgung“ unter den gegebenen Rahmenbedingungen beobachtet wurde. Die zugehörigen Kennzahlen sind im Anhang unter Tab. A.1 bis Tab. A.10 im Detail dargestellt.

KWK-Verteilung HH/GHD/IND		1996 bei 80% KWK-Leistung					
		SK01	SK02	SK03	SK04	SK05	SK06
90/90/70		X	X	✓	✓	✓	✓
80/80/60		X	X	✓	✓	✓	✓
60/60/45		X	X	X	✓	✓	✓
40/40/30		X	X	X	X	✓	✓
20/20/15		X	X	X	X	X	X
		1996 bei 60% KWK-Leistung					
		SK01	SK02	SK03	SK04	SK05	SK06
90/90/70		X	X	✓	✓	✓	✓
80/80/60		X	X	✓	✓	✓	✓
60/60/45		X	X	X	✓	✓	✓
40/40/30		X	X	X	X	X	✓
20/20/15		X	X	X	X	X	X
		1996 bei 40% KWK-Leistung					
		SK01	SK02	SK03	SK04	SK05	SK06
90/90/70		X	X	X	✓	✓	✓
80/80/60		X	X	X	✓	✓	✓
60/60/45		X	X	X	X	X	✓
40/40/30		X	X	X	X	X	X
20/20/15		X	X	X	X	X	X

KWK-Verteilung HH/GHD/IND		2003 bei 80% KWK-Leistung					
		SK01	SK02	SK03	SK04	SK05	SK06
90/90/70		X	✓	✓	✓	✓	✓
80/80/60		X	X	✓	✓	✓	✓
60/60/45		X	X	X	✓	✓	✓
40/40/30		X	X	X	X	✓	✓
20/20/15		X	X	X	X	X	X
		2003 bei 60% KWK-Leistung					
		SK01	SK02	SK03	SK04	SK05	SK06
90/90/70		X	X	✓	✓	✓	✓
80/80/60		X	X	✓	✓	✓	✓
60/60/45		X	X	X	✓	✓	✓
40/40/30		X	X	X	X	✓	✓
20/20/15		X	X	X	X	X	X
		2003 bei 40% KWK-Leistung					
		SK01	SK02	SK03	SK04	SK05	SK06
90/90/70		X	X	X	✓	✓	✓
80/80/60		X	X	X	✓	✓	✓
60/60/45		X	X	X	X	✓	✓
40/40/30		X	X	X	X	X	X
20/20/15		X	X	X	X	X	X

Autarke Versorgung	✓
Importabhängige Versorgung	X

Abb. 5.41: Übersicht der Optimierungsergebnisse [E. D.]



# 6 Zusammenfassung und Ausblick

Der betrachtete Konzeptansatz fußt auf einer zukünftigen Energieversorgung, die ausschließlich auf erneuerbaren Energien basiert, während lediglich die nationalen Potentiale ausgeschöpft werden und eine „autarke Versorgung“ angestrebt wird. Es wurde hierin das Ziel verfolgt, Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit thermischen Speichern zu einem leistungsfähigen Bestandteil dieses Energieversorgungssystems werden zu lassen, um eine Versorgung mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien wie der Windkraft und der Photovoltaik zu ermöglichen.

Neben der Entwicklung einer technischen Lösung, mit welcher dezentrale Anlagensysteme in das Management eines Elektroenergieversorgungssystems integriert werden können, lag hierbei die Betrachtung des mathematischen Modells des Verbundsystems im Vordergrund. Die Optimierung einer Vielzahl zentraler sowie dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher bedurfte der Anwendung geeigneter Algorithmen und Verfahren des Operations Researchs.

Das letztendlich umgesetzte Versorgungsmodell ermöglicht die Projektion des Konzeptansatzes auf größere Versorgungsgebiete. Basierend auf den Verbrauchsprofilen von Einzelgebäuden, Gewerbe- und Industriebetrieben sowie der erneuerbaren Erzeugungscharakteristik, konnte der gezielte Einsatz verschiedener KWK-Anlagensysteme mit variierender Stromkennzahl und Speichergröße simuliert und folgende Ergebnisse und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

### Ergebnisüberblick

In Abhängigkeit der KWK-Durchdringung konnte in verschiedenen Szenarien eine funktionale, auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung simuliert werden. Hierbei konnten die volatilen Unterschiede zwischen Erzeugung und Bedarf jederzeit über den Einsatz von KWK-Anlagen, Lastmanagement und Pumpspeicherwerken sowie dem Betrieb von Methan gespeisten Gasturbinen ausgeglichen werden.

Der Ausgleich eines stark volatil geprägten Energieversorgungssystems durch KWK-Anlagen mit thermischer Energiespeicherung ist demnach grundsätzlich möglich und mit Blick auf die Kosten der Energiewende empfehlenswert. Gemäß den Untersuchungsergebnissen muss der installierte thermische KWK-Anteil hierbei mindestens eine Durchdringung von 50 % aufweisen und eine installierte thermische Leistung über 40 % der jeweiligen Jahresmaximallast besitzen.

Ein funktionales „Gleichgewicht“ zwischen der thermischen und elektrischen Erzeugung konnte bei durchschnittlichen Stromkennzahlen zwischen 0,4 und

0,6 - eine realistische Durchdringung des Versorgungsgebiets vorausgesetzt - beobachtet werden.

Der Einsatz von thermischen Speichern und Spitzenlastkesseln ermöglicht hierbei die erforderliche Flexibilisierung des KWK-Betriebsverhaltens. Eine signifikante Laufzeitverlängerung und Ausgleichsenergiebereitstellung konnte vor allem im Bereich einer Speichererweiterung von zwei Tagesmaximallasten erreicht werden. Neben dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung musste eine Erweiterung der bestehenden Netzkapazität und des Lastmanagements vorgenommen werden.

Zum Erreichen einer ausgeglichenen elektrischen Energiebilanz bedarf es einem verstärkten Langzeitspeichereinsatz. Die benötigte Energie wird hierbei aus den meist kurzen und dennoch energieintensiven Überdeckungszeiträumen bezogen. Zur Ausschöpfung des gesamten Überdeckungspotentials werden erhebliche installierte Leistungen im Bereich der Elektrolyse, Methanisierung und Rückverstromung benötigt. Je nach Szenario können diese mehr als das sechsfache der installierten elektrischen KWK-Leistung betragen.

Ein funktionales Energieversorgungssystem, welches vollständig auf der Nutzung Erneuerbaren Energien basiert, muss „smart“ überwacht und gesteuert werden. Im Zuge der vorliegenden Untersuchung wurde ein vorausschauendes Management eingesetzt, welches die Energieproduktion und den Verbrauch tagesaktuell aufeinander abstimmt.

### Handlungsempfehlungen

Entsprechend den vorliegenden Untersuchungsergebnissen sollte die **Kraft-Wärme-Kopplung** intensiv ausgebaut werden. Hier muss das bestehende Instrumentarium zur Förderung der KWK [KWK 2016] stärker als bisher auf bestehende Potentiale in den Haushalten, dem GHD-Sektor und der Industrie ausgerichtet werden. Es muss zukünftig eine gute Teillastfähigkeit der Anlagen gewährleistet sein, während im Teillastbetrieb auch Regelleistung bereitgestellt werden kann. **Wärmespeicher** und Spitzenlastkessel müssen in diesem Zusammenhang ebenfalls einen entsprechenden Ausbau erfahren, da diese für die Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch benötigt werden. Es müssen verstärkt Anreize für den „Prosumer“ geschaffen werden, die im Bedarfsfall eine entsprechende Regelleistungsbereitstellung attraktiv machen. Hier gilt es neben den Anlagen oberhalb einer Leistungsklasse von 100 kW auch die große Anzahl kleinerer Systeme zu berücksichtigen.

Die Ausrichtung der heutigen Energieversorgung auf ein zukünftiges System, das ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basiert, bildet einerseits die Grundlage der vorliegenden Untersuchung und muss, im Zuge der Energiewende, weiterhin an den bestehenden Zielsetzungen orientiert und gemessen werden. Im Hinblick auf die bestehende „Roadmap“ [UBA 2010] sollten die **Ausbauziele** für das Jahr 2050 im Jahr 2030 zu mindestens zwei

Dritteln erreicht worden sein. Hier muss das Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG 2014] als erfolgreiches Instrument zur Markt- und Systemintegration stetig erweitert und angepasst werden. Darüber hinaus ist es die Aufgabe der Politik, eine effiziente Strompreisbildung zu etablieren, die das heutige Merit-Order-System zu gegebener Zeit ergänzen bzw. ablösen kann.

Entsprechend den Erkenntnissen aus Kapitel 2 muss die **Energieeffizienz** ein zentraler Baustein dieses Wandels sein. In Erwartung neuer/ zusätzlicher Stromanwendungen, wie der Elektromobilität, der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen oder der Wasserstoffsynthese muss der Energieverbrauch dennoch stark vermindert werden, was eine Effizienzsteigerung in der Energieumwandlung und auf der Verbraucherseite bedingt. Zudem gilt es im Wärmebereich bedarfsmindernde Maßnahmen, wie die Gebäudedämmung, zu intensivieren und eine effiziente Wärmebereitstellung zu fördern. Bestehende Instrumente der Förderung und Gesetzgebung, wie die Energieeffizienzrichtlinie [EER 2012] oder die Energieeinsparverordnung [ENEV 2015] müssen in diesem Zusammenhang stetig ergänzt, nachverfolgt und den aktuellen Umständen angepasst werden.

Im Sinne einer zukünftigen intelligenten Stromversorgung müssen bestehende **Lastmanagement**-Potentiale weiter erschlossen und verfügbar gemacht werden. Hierbei gilt es neben den Haushalten und dem GHD-Sektor vor allem eine bindende Regelung für mittlere und große Unternehmen zur Einführung eines betrieblichen Energiemanagementsystems zu schaffen.

Die Entwicklung von Betriebsleit-, Fernwirk- und Smart-Metering-Techniken muss weiter intensiviert werden. Einheitliche Übertragungsprotokolle und **Schnittstellen** [VGL. OGEMA 2014] sind hierbei ebenso notwendig wie die Bereitstellung geeigneter Optimierungsalgorithmen für die Betriebssteuerung (siehe auch Kapitel 3) und die Sicherung der Kommunikationsstrukturen [BSI 2014]. Zur letztendlichen Ausnutzung der Potentiale müssen Anreize für den „Prosumer“ geschaffen werden, die in Form von Preissignalen Über- und Unterdeckungsphasen kennzeichnen und so eine Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverlagerung bewirken [RMH 2012].

Der **Netzausbau** muss weiter vorangetrieben werden, da das Stromnetz aktuell nicht für große Leistungstransporte ausgelegt ist, welche u.a. durch den Ausbau der Offshore-Windenergie erwartet werden. Der Netzausbauplan [NEP 2012] sollte hierbei auf Grundlage der Kriterien Optimierung, Verstärkung und Ausbau fortlaufend bewertet und novelliert werden.

Die **Speicherung** elektrischer und thermischer Energie steht an zentraler Stelle bei der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Wahrung von Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Die ausschöpfbaren Potentiale von Pumpspeichern sind in diesem Zusammenhang begrenzt, weshalb Alternative Energiespeichersysteme bereitgestellt werden müssen. Die Möglichkeit Energie

aus den Überproduktionszeiten mittels Elektrolyse in Form von Wasserstoff zu speichern sollte hier intensiv weiter verfolgt werden. Aufgrund des verbesserten Speicherverhaltens sollte eine nachgelagerte Veredelung des Wasserstoffs in Methan erfolgen [STERNER 2009]. Methan kann später im bestehenden Erdgasnetz transportiert werden, die Qualitätsanforderungen, die die H- und L-Gasnetze in Deutschland an einzuspeisende Gase stellen, müssen hierzu vereinheitlicht werden [UBA 2010]. Gleichzeitig steigen die Nutzungsansprüche an geologische Potentiale, wie beispielsweise die Kavernenspeicher. Hier treten gleich mehrere Nutzungsmöglichkeiten, wie die Endlagerung radioaktiver Abfälle, die Verwendung als thermischer Speicher oder als Speicher für Prozessgase in direkte Konkurrenz zueinander. Hier gilt es Regelinstrumente zu schaffen, die eine nachhaltige Nutzung dieser Lagerstätten ermöglichen. Im Bereich der Solarstrom- und Wärmespeicher liefern die Förderprogramme von [KfW 2016] und [BAFA 2016] bereits gute Ansätze um den notwendigen Ausbau voranzutreiben, welche weiterhin auf die flexible Bereitstellung von Reserve- und Ausgleichsenergie ausgerichtet werden sollten.

### **Möglicher Forschungsbedarf**

Der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen in den Überdeckungszeiträumen wurde innerhalb der Untersuchung nicht weiter verfolgt, da die Ausnutzung der meist kürzeren Übererzeugungsphasen eine zu geringe Laufzeit bei gleichzeitig hoher installierter Leistung bedeuten und demnach keine ausreichende Abdeckung der jeweiligen lokalen Wärmebedarfe gewährleistet werden konnte. Der stetige Ausbau der Wärmepumpentechnik innerhalb der Haushalts- und Gewerbeversorgung legt jedoch eine detaillierte Betrachtung und Bewertung dieser Potentiale nahe.

Das Konzept sollte zusätzlich unter marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet werden. Hierzu zählt die Definition aller notwendigen Mehraufwände unter dem Aspekt, dass die Umsetzung des Konzepts zwangsläufig zu höheren Investitionskosten im Bereich der KWK- und Spitzenkesselleistung, der notwendigen Speichersysteme und Größen sowie der Kommunikations-, Steuerungs- und Überwachungstechnik führen wird.

Der Einfluss eines verstärkten Ausbaus der auf das Residuallastverhalten bzw. die Nutzung der hiermit verbundenen Energiespeicherpotentiale sowie die Gegenüberstellung des vorliegenden Ansatzes mit diesem und anderen Speichersystemen könnte Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

Abschließend sollte eine Betrachtung des Konzeptes unter förderpolitischen Gesichtspunkten erfolgen. In welcher Form müssen Maßnahmen, Anreize und Strategiewechsel geschaffen werden um ein solches Konzept tragfähig zu gestalten. Hierzu gehören unter anderem die verstärkte Integration von Systemen geringerer Leistung in den Regelenergiemarkt sowie die Schaffung geeigneter Tarifierungen für den „Prosumer“, um den Weg zur flexibel abrufbaren Regelenergie weiter zu ebnen.

Anhang

Einfamilienhäuser (EFH)	Mehrfamilienhäuser (MFH)	Bäckereien (GBA)	Sonst betriebliche Dienstleistungen (GBD)	Beherbergung (GBH)	Gaststätten (GGA)	Gartenbau (GGB)	Handel (GHA)	Gebietskörpersch., Versicherungen, Kreditinst. (GKO)	Hauswirtschaftliche Betriebe (GMF)	Metall und KFZ (GMK)	Papier und Druck (GPD)	Wäschereien (GWA)	Industrie mit hohem Prozesswärmeverbrauch (IND1)	Industrie mit deutlichem Prozesswärmeverbrauch (IND2)	HH=90% GHD=90% IND=70%
162.000	108.000	1.785	7.047	3.257	3.570	2.056	15.431	19.323	27.597	3.122	406	1.007	161.895	84.515	601.000
Thermische Last je Sektor in den Zielsenarien 1996 und 2003 [GWh]															
62,45	33,80	0,71	2,69	0,92	1,03	0,81	6,67	6,73	8,89	1,30	0,12	0,44	32,77	26,91	
Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 1996 [GWh]															
Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (1996) [1000 m³]															
1.341	722	15	58	20	22	17	143	144	191	28	3	10	704	578	1
2.683	1.444	31	115	40	44	35	286	289	382	56	5	19	1.408	1.156	2
4.024	2.165	46	173	59	66	52	430	433	573	83	8	29	2.111	1.734	3
5.366	2.887	61	231	79	88	70	573	578	764	111	10	38	2.815	2.312	4
6.707	3.609	77	289	99	111	87	716	722	954	139	13	48	3.519	2.890	5
8.049	4.331	92	346	119	133	105	859	867	1.145	167	15	57	4.223	3.468	6
9.390	5.052	107	404	138	155	122	1.002	1.011	1.336	195	18	67	4.927	4.046	7
10.732	5.774	122	462	158	177	140	1.146	1.156	1.527	223	20	76	5.630	4.624	8
12.073	6.496	138	519	178	199	157	1.289	1.300	1.718	250	23	86	6.334	5.202	9
13.415	7.218	153	577	198	221	174	1.432	1.445	1.909	278	25	95	7.038	5.780	10
Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 2003 [GWh]															
71,87	38,14	0,73	3,12	1,03	1,10	0,95	7,86	7,77	10,22	1,44	0,14	0,46	34,13	30,80	
Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (2003) [1000 m³]															
1.544	819	16	67	22	24	20	169	167	220	31	3	10	733	662	1
3.088	1.639	31	134	44	47	41	338	334	439	62	6	20	1.466	1.323	2
4.631	2.458	47	201	66	71	61	506	501	659	93	9	30	2.203	1.985	3
6.175	3.277	63	268	89	94	82	675	668	878	124	12	40	2.933	2.646	4
7.719	4.097	79	336	111	118	102	844	835	1.098	155	15	50	3.666	3.308	5
9.263	4.916	94	403	133	142	123	1.013	1.002	1.317	185	17	60	4.399	3.969	6
10.807	5.735	110	470	155	165	143	1.182	1.169	1.537	216	20	70	5.132	4.631	7
12.350	6.555	126	537	177	189	163	1.351	1.336	1.756	247	23	80	5.866	5.292	8
13.894	7.374	142	604	199	212	184	1.519	1.503	1.976	278	26	90	6.599	5.954	9
15.438	8.193	157	671	222	236	204	1.688	1.670	2.195	309	29	100	7.332	6.615	10

Tab. A.1: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % [E. B.]

Anhang

Stromkennzahlen	SK01_1996	SK01_2003	SK02_1996	SK02_2003	SK03_1996	SK03_2003	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003	SK06_1996	SK06_2003
Speichergröße in Jahreshöchstlasten					Elektrische Unterdeckung nach KWK-Einsatz [GWh]							
0	129.701	-	105.737	-	84.841	-	65.834	-	50.491	-	38.899	-
2	122.580	105.875	94.068	77.902	66.545	54.155	45.849	35.776	28.827	22.680	17.624	14.283
4	121.172	-	91.425	-	64.994	-	41.677	-	24.642	-	13.984	-
6	120.247	103.096	89.961	73.236	62.508	47.207	39.491	27.452	22.536	14.475	12.213	7.389
8	119.639	-	89.009	-	61.268	-	38.149	-	21.378	-	11.489	-
10	119.339	101.492	88.379	70.356	60.452	43.518	37.286	23.278	20.686	11.206	11.277	5.838
					Durchschnittlich geleistete Volllaststunden der KWK-Anlagen [h]							
0	3.338	-	3.231	-	3.133	-	2.984	-	2.815	-	2.617	-
2	4.111	3.809	3.977	3.649	3.832	3.428	3.616	3.166	3.354	2.885	3.056	2.620
4	4.286	-	4.141	-	3.981	-	3.747	-	3.458	-	3.125	-
6	4.379	4.118	4.228	3.941	4.044	3.683	3.811	3.376	3.503	3.034	3.144	2.663
8	4.443	-	4.282	-	4.091	-	3.847	-	3.527	-	3.151	-
10	4.482	4.280	4.318	4.088	4.121	3.807	3.869	3.454	3.538	3.050	3.149	2.641
					Verhältnis von KWK- zu Kesseleinsatz [-]							
0	0,41	-	0,39	-	0,38	-	0,36	-	0,34	-	0,32	-
2	0,50	0,50	0,48	0,48	0,46	0,45	0,44	0,41	0,41	0,37	0,37	0,34
4	0,52	-	0,50	-	0,48	-	0,45	-	0,42	-	0,38	-
6	0,53	0,53	0,51	0,50	0,49	0,47	0,46	0,44	0,42	0,39	0,38	0,35
8	0,53	-	0,51	-	0,49	-	0,46	-	0,43	-	0,38	-
10	0,53	0,54	0,51	0,51	0,49	0,48	0,46	0,44	0,43	0,40	0,38	0,35
					Bedarf an installierter Methanspeicherkapazität [GWh]							
0	429.817	-	306.005	-	193.463	-	91.292	-	17.988	-	7.829	-
2	397.572	335.009	245.024	195.666	109.906	77.370	19.091	10.732	9.132	3.198	4.427	1.937
4	389.809	-	230.377	-	89.331	-	17.030	-	8.528	-	3.955	-
6	384.618	319.892	222.042	170.267	75.845	39.940	15.994	5.676	8.159	2.588	3.831	1.279
8	382.274	-	216.690	-	66.933	-	15.563	-	8.112	-	3.808	-
10	379.514	311.024	213.182	154.439	64.426	22.086	15.317	5.463	8.075	2.387	3.802	1.179
					Energieüberschüsse nach Pump- und Methanspeichereinsatz [GWh]							
0	0	-	0	-	0	-	0	-	5752	-	94.992	-
2	0	0	0	0	0	0	18.444	17.816	69.988	67.476	105.126	96.014
4	0	-	0	-	0	-	31.474	-	83.074	-	115.650	-
6	0	0	0	0	0	0	38.412	47.114	89.649	93.258	120.066	117.133
8	0	0	0	0	0	0	42.711	-	93.116	-	121.723	-
10	0	0	0	0	0	0	45.400	60.173	94.992	102.962	122.095	121.367

Tab. A.2: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % und einer KWK-Leistung von 40 % [E. B.]

Anhang

Speichergröße in Jahreshöchstlasten	SK01_1996	SK01_2003	SK02_1996	SK02_2003	SK03_1996	SK03_2003	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003	SK06_1996	SK06_2003
Elektrische Unterdeckung nach KWK-Einsatz [GWh]												
0	123.706	-	96.959	-	73.444	-	55.307	-	42.451	-	33.535	-
2	114.525	97.936	79.626	64.976	50.047	39.908	29.336	24.565	17.661	15.945	11.147	10.342
4	111.343	-	73.935	-	42.764	-	22.614	-	12.072	-	7.069	-
6	109.412	92.581	70.423	55.823	38.380	28.975	18.449	14.119	9.242	7.154	5.032	4.009
8	107.932	-	67.794	-	35.214	-	15.718	-	7.348	-	4.159	-
10	106.789	89.458	65.799	50.272	32.863	23.160	13.965	8.996	6.296	4.247	3.923	3.024
Durchschnittlich geleistete Volllaststunden der KWK-Anlagen [h]												
0	2.690	-	2.590	-	2.437	-	2.274	-	2.100	-	1.953	-
2	3.501	3.242	3.362	3.049	3.124	2.733	2.835	2.416	2.519	2.168	2.244	2.061
4	3.776	-	3.610	-	3.325	-	2.967	-	2.600	-	2.300	-
6	3.941	3.659	3.753	3.413	3.448	3.011	3.048	2.618	2.635	2.266	2.320	2.034
8	4.063	-	3.862	-	3.531	-	3.091	-	2.647	-	2.260	-
10	4.156	3.893	3.943	3.586	3.594	3.153	3.125	2.663	2.654	2.198	2.224	1.936
Verhältnis von KWK- zu Kesselersatz [-]												
0	0,49	-	0,47	-	0,44	-	0,41	-	0,37	-	0,33	-
2	0,63	0,62	0,60	0,58	0,56	0,52	0,51	0,46	0,45	0,40	0,39	0,35
4	0,66	-	0,63	-	0,59	-	0,53	-	0,46	-	0,40	-
6	0,68	0,68	0,65	0,63	0,60	0,56	0,54	0,49	0,47	0,42	0,40	0,36
8	0,69	-	0,66	-	0,61	-	0,54	-	0,47	-	0,40	-
10	0,70	0,70	0,66	0,65	0,62	0,58	0,55	0,50	0,47	0,42	0,40	0,36
Bedarf an installierter Methanspeicherkapazität [GWh]												
0	403.106	-	258.866	-	132.292	-	34.505	-	9.521	-	5.273	-
2	365.609	298.462	170.259	135.586	221.90	16.846	7.622	4.896	3.091	2.181	1.531	1.827
4	338.806	-	140.209	-	17.987	-	6.117	-	2.041	-	1.054	-
6	328.065	270.153	120.715	87.331	15.372	6.305	5.050	2.190	1.545	1.168	765	685
8	319.693	-	105.831	-	13.288	-	4.300	-	1.228	-	584	-
10	313.199	253.109	94.617	57.444	12.026	4.027	3.951	1.488	1.069	596	491	384
Energieüberschüsse nach Pump- und Methanspeichereinsatz [GWh]												
0	0	-	0	-	0	-	0	-	30.041	-	57.551	-
2	0	0	0	0	5.565	4.746	68.862	57.600	106.067	90.627	125.377	107.627
4	0	-	0	-	26.561	-	89.248	-	122.249	-	136.660	-
6	0	0	0	0	40.203	40.814	101.989	95.290	130.741	118.100	141.936	127.497
8	0	-	0	-	50.272	-	110.273	-	135.816	-	144.051	-
10	0	0	0	0	57.837	63.811	115.452	112.129	138.269	127.269	144.648	130.509

Tab. A.3: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % und einer KWK-Leistung von 60 % [E. B.]

Anhang

Stromkennzahlen	SK01_1996	SK01_2003	SK02_1996	SK02_2003	SK03_1996	SK03_2003	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003	SK06_1996	SK06_2003
Speichergröße in Jahreshöchstlasten	Elektrische Unterdeckung nach KWK-Einsatz [GWh]											
0	122.112	-	94.194	-	70.770	-	53.541	-	41.538	-	33.184	-
2	111.706	95.459	74.484	60.471	44.750	35.863	25.311	22.339	15.727	14.495	10.490	9.607
4	105.962	-	64.832	-	34.707	-	17.857	-	9.954	-	6.984	-
6	102.984	86.942	59.832	46.730	29.067	22.537	13.363	11.089	7.141	5.732	4.357	3.643
8	100.628	-	55.753	-	24.655	-	10.386	-	5.318	-	3.558	-
10	98.625	82.074	52.221	39.259	21.168	15.600	8.293	6.147	4.367	3.472	3.306	2.657
	Durchschnittlich geleistete Volllaststunden der KWK-Anlagen [h]											
0	2.135	-	2.037	-	1.917	-	1.777	-	1.619	-	1.445	-
2	2.833	2.686	2.701	2.478	2.490	2.194	2.237	1.938	1.975	1.703	1.711	1.486
4	3.223	-	3.030	-	2.719	-	2.334	-	2.048	-	1.747	-
6	3.418	3.195	3.183	2.890	2.824	2.474	2.405	2.125	2.067	1.795	1.741	1.482
8	3.571	-	3.326	-	2.912	-	2.446	-	2.079	-	1.727	-
10	3.700	3.477	3.439	3.104	2.986	2.606	2.460	2.132	2.078	1.778	1.730	1.491
	Verhältnis von KWK-zu Kesseleinsatz [-]											
0	0,52	-	0,49	-	0,46	-	0,41	-	0,37	-	0,33	-
2	0,67	0,66	0,64	0,61	0,59	0,55	0,52	0,47	0,45	0,40	0,39	0,35
4	-	-	0,70	-	0,63	-	0,55	-	0,47	-	0,40	-
6	0,77	0,75	0,72	0,69	0,65	0,60	0,56	0,50	0,47	0,42	0,41	0,36
8	0,78	-	0,73	-	0,66	-	0,56	-	0,48	-	0,41	-
10	0,79	0,78	0,75	0,72	0,67	0,61	0,57	0,51	0,48	0,43	0,41	0,36
	Bedarf an installierter Methanspeicherkapazität [GWh]											
0	394.748	-	244.329	-	118.188	-	25.268	-	8.739	-	5.154	-
2	341.591	287.805	144.566	115.415	18.324	14.104	5.888	4.122	2.537	2.289	1.609	1.948
4	312.283	-	95.449	-	13.794	-	4.006	-	1.597	-	1.239	-
6	296.406	244.887	68.669	44.983	10.215	4.353	2.685	2.018	1.198	1.339	707	714
8	283.439	-	46.604	-	8.283	-	1.935	-	913	-	444	-
10	272.370	219.302	27.365	16.230	7.070	3.058	1.356	1.078	664	590	410	339
	Energieüberschüsse nach Pump- und Methanspeichereinsatz [GWh]											
0	0	-	0	-	0	-	0	-	33.027	-	58.911	-
2	0	0	0	0	20.085	15.849	81.689	66.451	111.902	94.718	127.151	109.323
4	0	-	0	-	50.062	-	104.294	-	128.169	-	137.851	-
6	0	0	0	0	67.759	64.798	117.734	104.480	136.188	120.947	143.462	128.105
8	0	-	0	-	81.807	-	126.556	-	141.117	-	145.496	-
10	0	0	0	0	6.737	92.854	88.497	133.118	120.959	128.946	146.040	131.333

Tab. A.4: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % und einer KWK-Leistung von 80 % [E. B.]



Anhang

Einfamilienhäuser (EFH)	Mehrfamilienhäuser (MFH)	Bäckereien (GBA)	Sonst. betriebliche Dienstleistungen (GBD)	Beherrbergung (GBH)	Gaststätten (GGA)	Gartenbau (GGB)	Handel (GHA)	Gebietskörpersch., Versicherungen, Kreditinst. (GKO)	Haushaltsähnliche Betriebe (GMF)	Metal und KFZ (GMK)	Papier und Druck (GPD)	Wäschereien (GWA)	Industrie mit hohem Prozesswärmeverbrauch (IND1)	Industrie mit deutlichem Prozesswärmeverbrauch (IND2)	HH=80% GH=80% ND=60%
144.000	96.000	1.587	6.264	2.895	3.173	1.827	13.716	17.176	24.530	2.775	361	895	138.758	72.442	526.400
Thermische Last je Sektor in den Zielzeilen 1996 und 2003 [GWh]															
55,51	29,87	0,63	2,39	0,82	0,91	0,72	5,93	5,98	7,90	1,15	0,10	0,39	28,08	23,07	
Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 1996 [GWh]															
Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (1996) [1000 m³]															
1.192	642	14	51	18	20	16	127	128	170	25	2	8	603	495	1
2.385	1.263	27	103	35	39	31	255	257	339	49	4	17	1.494	780	2
3.577	1.925	41	154	53	59	47	382	385	509	74	7	25	1.810	1.486	3
4.770	2.566	54	205	70	79	62	509	514	679	99	9	34	2.413	1.982	4
5.962	3.208	68	256	88	98	78	636	642	848	124	11	42	3.016	2.477	5
7.154	3.849	82	308	105	118	93	764	771	1.018	148	13	51	3.619	2.973	6
8.347	4.491	95	359	123	138	109	891	899	1.188	173	16	59	4.223	3.468	7
9.539	5.133	109	410	141	157	124	1.018	1.027	1.358	198	18	68	4.826	3.963	8
10.732	5.774	122	482	158	177	140	1.146	1.156	1.527	223	20	76	5.429	4.459	9
11.924	6.416	136	513	176	197	155	1.273	1.284	1.697	247	22	85	6.032	4.954	10
Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 2003 [GWh]															
63,89	33,91	0,65	2,78	0,92	0,98	0,85	6,99	6,91	9,08	1,28	0,12	0,41	29,26	26,40	
Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (2003) [1000 m³]															
1.372	728	14	60	20	21	18	150	148	195	27	3	9	628	567	1
2.745	1.457	28	119	39	42	36	300	297	390	55	5	18	1.494	780	2
4.117	2.185	42	179	59	63	54	450	445	585	82	8	27	1.885	1.701	3
5.489	2.913	56	239	79	84	73	600	594	781	110	10	35	2.514	2.268	4
6.861	3.641	70	298	98	105	91	750	742	976	137	13	44	3.142	2.835	5
8.234	4.370	84	358	118	126	109	900	891	1.171	165	15	53	3.771	3.402	6
9.606	5.098	98	418	138	147	127	1.050	1.039	1.366	192	18	62	4.399	3.969	7
10.978	5.826	112	477	158	168	145	1.187	1.186	1.561	220	21	71	5.028	4.536	8
12.350	6.555	126	537	177	189	163	1.351	1.336	1.756	247	23	80	5.656	5.103	9
13.723	7.283	140	597	197	210	182	1.501	1.484	1.951	275	26	89	6.285	5.670	10

Tab. A. 5: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 80 %/80 %/60 % [E. B.]

# Anhang

Stromkennzahlen	HH=80% / GHD=80% / IND=60% bei 40% KWK-Leistung				HH=80% / GHD=80% / IND=60% bei 60% KWK-Leistung				HH=80% / GHD=80% / IND=60% bei 80% KWK-Leistung							
	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003	SK06_1996	SK06_2003	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003	SK06_1996	SK06_2003	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003
Speichergröße in Jahreshochlasten	Elektrische Unterdeckung nach KWK-Einsatz (GWh)															
0	74.664	-	59.453	-	47.006	-	49.643	-	39.732	-	48.456	-	39.167	-	48.456	-
2	56.093	43.597	38.419	29.404	25.146	19.549	38.082	30.849	23.612	20.575	15.376	14.151	34.472	27.886	20.782	18.801
4	52.083	-	34.070	-	20.929	-	30.871	-	17.930	-	10.109	-	24.543	-	14.014	-
6	49.973	35.961	31.796	21.200	18.886	11.829	26.554	19.875	13.637	10.560	7.492	5.950	19.451	15.615	10.171	8.407
8	48.588	-	30.472	-	17.783	-	23.531	-	11.331	-	5.963	-	15.642	-	7.785	-
10	47.711	31.861	29.051	17.490	17.193	9.189	21.336	14.198	9.895	6.315	5.141	3.731	12.898	9.448	6.175	4.572
	Durchschnittlich geleistete Vollaststunden der KWK-Anlagen [h]															
0	3.053	-	2.919	-	2.760	-	2.343	-	2.166	-	1.985	-	1.810	-	1.682	-
2	3.723	3.282	3.519	3.038	3.275	2.772	2.975	2.559	2.679	2.247	2.376	2.000	2.340	1.987	2.071	1.743
4	3.864	-	3.641	-	3.368	-	3.147	-	2.798	-	2.458	-	2.509	-	2.175	-
6	3.935	3.530	3.696	3.230	3.408	2.913	3.248	2.774	2.862	2.417	2.492	2.102	2.589	2.205	2.229	1.892
8	3.973	-	3.730	-	3.426	-	3.314	-	2.910	-	2.506	-	2.663	-	2.254	-
10	4.000	3.632	3.750	3.298	3.451	2.934	3.359	2.879	2.918	2.450	2.507	2.079	2.708	2.305	2.277	1.909
	Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]															
0	0,37	-	0,36	-	0,34	-	0,43	-	0,39	-	0,36	-	0,44	-	0,40	-
2	0,45	0,43	0,43	0,40	0,40	0,36	0,54	0,49	0,48	0,43	0,43	0,38	0,56	0,51	0,50	0,44
4	0,47	-	0,44	-	0,41	-	0,56	-	0,50	-	0,44	-	0,59	-	0,51	-
6	0,47	0,46	0,45	0,42	0,41	0,38	0,57	0,53	0,51	0,46	0,45	0,40	0,60	0,55	0,52	0,47
8	0,48	-	0,45	-	0,42	-	0,58	-	0,52	-	0,45	-	0,61	-	0,53	-
10	0,48	0,47	0,45	0,43	0,42	0,39	0,58	0,54	0,52	0,47	0,45	0,40	0,62	0,56	0,53	0,48
	Bedarf an installierter Methanpocherkapazität (GWh)															
0	138.857	-	56.935	-	14.399	-	76.586	-	16.871	-	7.391	-	67.388	-	15.750	-
2	43.033	24.597	14.003	5.280	7.570	2.522	13.399	8.296	5.123	3.617	2.474	1.889	10.436	6.569	3.947	2.847
4	23.946	-	12.346	-	6.897	-	9.773	-	3.825	-	1.509	-	6.950	-	2.511	-
6	22.939	10.623	11.987	4.050	6.544	2.014	8.380	3.166	2.895	1.535	1.137	998	5.368	2.722	1.782	1.601
8	22.751	-	11.928	-	6.495	-	7.609	-	2.440	-	947	-	4.059	-	1.243	-
10	22.748	10.323	11.921	3.992	6.453	1.953	7.088	2.406	2.367	1.001	807	504	3.023	1.736	996	794
	Energieüberschüsse nach Pump- und Methanpocherersatz (GWh)															
0	0	-	0	-	15.714	-	0	-	8.910	-	39.082	-	0	-	11.266	-
2	0	0	40.581	42.160	81.364	76.538	40.876	31.749	86.973	72.633	112.387	96.572	55.249	43.894	96.304	80.318
4	1.509	-	54.279	-	94.303	-	63.072	-	106.091	-	127.983	-	82.735	-	116.251	-
6	7.890	18.014,04	61.427	69.656	100.582	102.570	76.649	76.605	107.375	135.575	121.615	98.712	98.712	89.489	127.202	113.161
8	11.611	-	65.621	-	103.653	-	86.141	-	123.955	-	139.416	-	110.428	-	134.506	-
10	13.992	27.505,04	68.118	80.925	105.153	109.783	92.896	94.307	127.213	120.881	141.293	126.673	119.039	109.964	138.902	125.795
	Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]															
0	0,44	-	0,40	-	0,36	-	0,44	-	0,40	-	0,36	-	0,44	-	0,40	-
2	0,56	0,51	0,50	0,44	0,44	0,39	0,56	0,51	0,50	0,44	0,44	0,39	0,59	0,51	0,51	0,45
4	0,60	0,55	0,52	0,47	0,45	0,41	0,60	0,55	0,52	0,47	0,45	0,41	0,61	0,55	0,53	0,46
6	0,62	0,56	0,53	0,48	0,46	0,41	0,62	0,56	0,53	0,48	0,46	0,41	0,62	0,56	0,53	0,48
	Bedarf an installierter Methanpocherkapazität (GWh)															
0	67.388	-	15.750	-	7.060	-	67.388	-	15.750	-	7.060	-	67.388	-	15.750	-
2	10.436	6.569	3.947	2.847	2.159	2.196	10.436	6.569	3.947	2.847	2.159	2.196	10.436	6.569	3.947	2.847
4	6.950	-	2.511	-	1.392	-	6.950	-	2.511	-	1.392	-	6.950	-	2.511	-
6	5.368	2.722	1.782	1.601	1.104	1.181	5.368	2.722	1.782	1.601	1.104	1.181	5.368	2.722	1.782	1.601
8	4.059	-	1.243	-	757	-	4.059	-	1.243	-	757	-	4.059	-	1.243	-
10	3.023	1.736	996	794	484	485	3.023	1.736	996	794	484	485	3.023	1.736	996	794
	Energieüberschüsse nach Pump- und Methanpocherersatz (GWh)															
0	0	-	0	-	40.954	-	0	-	11.266	-	40.954	-	0	-	11.266	-
2	55.249	43.894	96.304	80.318	116.770	96.134	55.249	43.894	96.304	80.318	116.770	96.134	55.249	43.894	96.304	80.318
4	82.735	-	116.251	-	131.400	-	82.735	-	116.251	-	131.400	-	82.735	-	116.251	-
6	98.712	89.489	127.202	113.161	138.679	123.392	98.712	89.489	127.202	113.161	138.679	123.392	98.712	89.489	127.202	113.161
8	110.428	-	134.506	-	142.968	-	110.428	-	134.506	-	142.968	-	110.428	-	134.506	-
10	119.039	109.964	138.902	125.795	144.716	129.979	119.039	109.964	138.902	125.795	144.716	129.979	119.039	109.964	138.902	125.795

Tab. A.6: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 80 %/80 %/60 % und einer KWK-Leistung von 40 %, 60 % und 80 % [E. B.]

Anhang

Einfamilienhäuser (EFH)	Mehrfamilienhäuser (MFH)	Bäckereien (GBA)	Sonst. betriebliche Dienstleistungen (GBD)	Beherrbergung (GBH)	Gaststätten (GGA)	Gartenbau (GGB)	Handel (GHA)	Gebietskörpersch., Versicherungen, Kreditinst. (GKO)	Haushaltsähnliche Betriebe (GMF)	Metall und KFZ (GMK)	Papier und Druck (GPD)	Wäschereien (GWA)	Industrie mit hohem Prozesswärmeverbrauch (IND1)	Industrie mit deutlichem Prozesswärmeverbrauch (IND2)	HH=60% GH=60% IND=45%	Summe
Thermische Last je Sektor in den Zielzenarien 1996 und 2003 [GWh]																
Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 1996 [GWh]																
41,64	22,40	0,48	1,79	0,61	0,69	0,54	4,44	4,48	5,92	0,86	0,08	0,30	26,08	13,62		
Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (1996) [1000 m³]																
894	481	10	38	13	15	12	95	96	127	19	2	6	560	292	1	
1.789	962	20	77	26	29	23	191	193	265	37	3	13	1.120	585	2	
2.683	1.444	31	115	40	44	35	286	289	382	56	5	19	1.681	877	3	
3.577	1.925	41	154	53	59	47	382	385	509	74	7	25	2.241	1.170	4	
4.472	2.406	51	192	66	74	58	477	482	636	93	8	32	2.801	1.462	5	
5.366	2.887	61	231	79	88	70	573	578	764	111	10	38	3.361	1.755	6	
6.260	3.368	71	269	92	103	81	668	674	891	130	12	45	3.922	2.047	7	
7.154	3.849	82	308	105	118	93	764	771	1.018	148	13	51	4.482	2.340	8	
8.049	4.331	92	346	119	133	105	859	867	1.145	167	15	57	5.042	2.632	9	
8.943	4.812	102	385	132	147	116	955	963	1.273	186	17	64	5.602	2.925	10	
Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 2003 [GWh]																
47,92	25,43	0,49	2,08	0,69	0,73	0,63	5,24	5,18	6,81	0,96	0,09	0,31	26,08	13,62		
Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (2003) [1000 m³]																
1.029	546	10	45	15	16	14	113	111	146	21	2	7	471	425	1	
2.058	1.092	21	89	30	31	27	225	223	293	41	4	13	1.120	585	2	
3.088	1.639	31	134	44	47	41	338	334	439	62	6	20	1.414	1.276	3	
4.117	2.185	42	179	59	63	54	450	445	585	82	8	27	1.885	1.701	4	
5.146	2.731	52	224	74	79	68	567	567	732	103	10	33	2.357	2.126	5	
6.175	3.277	63	268	89	94	82	675	668	878	124	12	40	2.828	2.552	6	
7.204	3.824	73	313	103	110	95	788	779	1.024	144	14	47	3.299	2.977	7	
8.234	4.370	84	358	118	126	109	900	891	1.171	165	15	53	3.771	3.402	8	
9.263	4.916	94	403	133	142	123	1.013	1.002	1.317	185	17	60	4.242	3.827	9	
10.292	5.462	105	447	148	157	136	1.125	1.113	1.464	206	19	67	4.713	4.253	10	

Tab. A.7: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 60 %/60 %/45 % [E. B.]

# Anhang

Stromkennzahlen		HH=60% / GHD=60% / IND=45% bei 40% KWK-Leistung										
Speichergröße in Jahreshöchstlasten		SK04_1996 SK04_2003 SK05_1996 SK05_2003 SK06_1996 SK06_2003										
		Elektrische Unterdeckung nach KWK-Einsatz [GWh]										
0	92,149	-	73,975	-	66,762	-	61,584	-	67,609	-	56,012	-
2	77,239	62,148	61,147	47,862	46,817	35,993	60,007	47,729	42,930	34,352	29,947	25,034
4	73,895	-	57,250	-	42,564	-	53,115	-	35,638	-	23,137	-
6	72,083	55,685	55,193	40,379	40,343	27,900	48,937	36,945	31,203	23,266	19,068	14,444
8	70,927	-	53,985	-	38,696	-	45,785	-	28,108	-	16,325	-
10	70,164	52,057	53,032	38,422	38,146	23,968	43,438	31,088	25,792	17,418	14,508	9,323
		Durchschnittlich geleistete Volllaststunden der KWK-Anlagen [h]										
0	3,163	-	3,086	-	2,891	-	2,492	-	2,383	-	2,259	-
2	3,881	3,511	3,769	3,522	3,631	3,166	3,213	2,885	3,040	2,615	2,834	2,390
4	4,038	-	3,911	-	3,758	-	3,437	-	3,229	-	2,975	-
6	4,119	3,780	3,984	3,598	3,824	3,385	3,571	3,148	3,338	2,970	3,061	2,590
8	4,169	-	4,029	-	3,862	-	3,664	-	3,415	-	3,109	-
10	4,201	3,915	4,058	3,708	3,886	3,472	3,735	3,308	3,466	2,990	3,145	2,663
		Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]										
0	0,39	-	0,38	-	0,36	-	0,45	-	0,43	-	0,41	-
2	0,47	0,46	0,46	0,44	0,44	0,42	0,58	0,55	0,55	0,51	0,51	0,46
4	0,49	-	0,47	-	0,46	-	0,61	-	0,57	-	0,53	-
6	0,49	0,49	0,48	0,46	0,46	0,44	0,62	0,59	0,59	0,54	0,54	0,49
8	0,50	-	0,48	-	0,46	-	0,63	-	0,59	-	0,55	-
10	0,50	0,50	0,48	0,47	0,47	0,45	0,64	0,61	0,60	0,56	0,55	0,50
		Bedarf an installierter Methanospicherkapazität [GWh]										
0	232,920	-	161,483	-	96,323	-	176,168	-	100,922	-	38,462	-
2	155,223	117,458	69,749	46,056	19,715	11,091	66,038	48,806	16,752	11,705	7,762	5,203
4	136,746	-	48,578	-	17,600	-	30,052	-	13,112	-	6,197	-
6	126,550	82,587	37,891	14,508	16,559	5,680	22,416	13,264	10,373	4,143	5,247	2,155
8	120,146	-	29,649	-	16,144	-	20,388	-	9,548	-	4,500	-
10	115,912	63,122	26,632	14,328	15,961	5,635	19,985	8,156	9,002	2,982	4,125	1,501
		Energieüberschüsse nach Pump- und Methanospicherersatz [GWh]										
0	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
2	0	0	0	0	15,609	17,103	0	0	26,014	21,004	66,917	55,432
4	0	0	0	0	28,738	-	0	48,149	-	87,519	-	102,338
6	0	0	0	0	4,381	45,686	9,172	13,636	62,243	62,896	100,119	94,431
8	0	0	0	0	-	-	18,718	-	72,129	-	108,390	-
10	0	0	0	0	12,809	42,687	25,349	31,682	79,403	83,245	113,888	111,121

Stromkennzahlen		HH=60% / GHD=60% / IND=45% bei 60% KWK-Leistung										
Speichergröße in Jahreshöchstlasten		SK04_1996 SK04_2003 SK05_1996 SK05_2003 SK06_1996 SK06_2003										
		Elektrische Unterdeckung nach KWK-Einsatz [GWh]										
0	78,776	-	65,224	-	54,386	-	81,584	-	67,609	-	56,012	-
2	54,605	43,215	30,985	26,100	22,842	-	60,007	47,729	42,930	34,352	29,947	25,034
4	44,248	-	28,459	-	18,470	-	53,115	-	35,638	-	23,137	-
6	38,579	28,144	23,129	18,215	13,923	11,387	48,937	36,945	31,203	23,266	19,068	14,444
8	33,943	-	18,980	-	10,811	-	45,785	-	28,108	-	16,325	-
10	30,167	21,645	15,910	11,628	8,016	6,366	43,438	31,088	25,792	17,418	14,508	9,323
		Durchschnittlich geleistete Volllaststunden der KWK-Anlagen [h]										
0	1,949	-	1,846	-	1,730	-	2,492	-	2,383	-	2,259	-
2	2,663	2,285	2,388	2,051	2,207	1,696	3,213	2,885	3,040	2,615	2,834	2,390
4	2,831	-	2,594	-	2,332	-	3,437	-	3,229	-	2,975	-
6	2,971	2,579	2,694	2,290	2,404	2,043	3,571	3,148	3,338	2,970	3,061	2,590
8	3,079	-	2,771	-	2,450	-	3,664	-	3,415	-	3,109	-
10	3,168	2,740	2,823	2,399	2,477	2,091	3,735	3,308	3,466	2,990	3,145	2,663
		Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]										
0	0,47	-	0,45	-	0,42	-	0,58	-	0,55	-	0,51	-
2	0,61	0,58	0,57	0,52	0,53	0,47	0,66	0,63	0,62	0,57	0,56	0,51
4	0,66	-	0,61	-	0,55	-	0,69	-	0,65	-	0,61	-
6	0,68	0,63	0,62	0,57	0,56	0,51	0,69	0,66	0,63	0,57	0,56	0,51
8	0,69	-	0,63	-	0,57	-	0,70	-	0,66	-	0,62	-
10	0,70	0,66	0,64	0,58	0,57	0,52	0,70	0,66	0,64	0,58	0,57	0,52
		Bedarf an installierter Methanospicherkapazität [GWh]										
0	161,415	-	83,359	-	29,887	-	176,168	-	100,922	-	38,462	-
2	38,071	28,153	13,603	9,280	6,056	4,467	66,038	48,806	16,752	11,705	7,762	5,203
4	20,342	-	9,121	-	4,224	-	30,052	-	13,112	-	6,197	-
6	17,043	7,725	7,866	3,269	2,860	1,989	22,416	13,264	10,373	4,143	5,247	2,155
8	13,981	-	5,659	-	2,106	-	20,388	-	9,548	-	4,500	-
10	11,404	4,305	4,472	2,190	1,504	1,098	19,985	8,156	9,002	2,982	4,125	1,501
		Energieüberschüsse nach Pump- und Methanospicherersatz [GWh]										
0	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
2	0	0	40,726	30,705	79,246	64,016	0	0	26,014	21,004	66,917	55,432
4	0	0	69,975	-	102,338	-	0	48,149	-	87,519	-	102,338
6	21,088	-	36,750	80,342	116,175	103,600	9,172	13,636	62,243	62,896	100,119	94,431
8	52,363	-	90,789	-	125,018	-	18,718	-	72,129	-	108,390	-
10	64,536	67,181	109,369	102,372	131,898	120,268	25,349	31,682	79,403	83,245	113,888	111,121

Tab. A.8: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 60%/60/45% und einer KWK-Leistung von 40%, 60% und 80% [E. B.]

Anhang

Einfamilienhäuser (EFH)	Mehrfamilienhäuser (MFH)	Bäckereien (GBA)	Sonst. betriebliche Dienstleistungen (GBD)	Beherrbergung (GBH)	Gaststätten (GGA)	Gartenbau (GGB)	Handel (GHA)	Gebietskörpersch., Versicherungen, Kreditinst. (GKO)	Haustättsähnliche Betriebe (GMF)	Metall und KFZ (GMK)	Papier und Druck (GPD)	Wäschereien (GWA)	Industrie mit hohem Prozesswärmeverbrauch (IND1)	Industrie mit Prozesswärmeverbrauch (IND2)	HH=40% GHD=40% IND=30%
<b>Thermische Last je Sektor in den Zielzeilen 1996 und 2003 [GWh]</b>															
72.000	48.000	793	3.132	1.448	1.567	914	6.856	8.568	12.265	1.387	180	447	69.379	36.221	263.200
<b>Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 1996 [GWh]</b>															
27,76	14,93	0,32	1,19	0,41	0,46	0,36	2,96	2,99	3,95	0,58	0,05	0,20	14,04	11,53	
<b>Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (1996) [1000 m³]</b>															
596	321	7	26	9	10	8	64	64	85	12	1	4	302	248	1
1.192	642	14	51	18	20	16	127	128	170	25	2	8	747	390	2
1.789	962	20	77	26	29	23	191	193	255	37	3	13	905	743	3
2.385	1.283	27	103	35	39	31	255	257	339	49	4	17	1.206	991	4
2.981	1.604	34	128	44	49	39	318	321	424	62	6	21	1.508	1.239	5
3.577	1.925	41	154	53	59	47	382	385	509	74	7	25	1.810	1.486	6
4.173	2.246	48	180	62	69	54	445	449	594	87	8	30	2.111	1.734	7
4.770	2.566	54	205	70	79	62	509	514	679	99	9	34	2.413	1.982	8
5.366	2.887	61	231	79	88	70	573	578	764	111	10	38	2.715	2.229	9
5.962	3.208	68	256	88	98	78	636	642	848	124	11	42	3.016	2.477	10
<b>Jahreshöchstlast aufgetreten in einer Stunde des Jahres 2003 [GWh]</b>															
31,94	16,95	0,33	1,39	0,46	0,49	0,42	3,49	3,48	4,54	0,64	0,06	0,21	14,63	13,20	
<b>Benötigtes Volumen zur thermischen Speicherung von 1 bis 10 Jahreshöchstlasten (2003) [1000 m³]</b>															
886	364	7	30	10	10	9	75	74	98	14	1	4	314	284	1
1.372	728	14	60	20	21	18	150	148	195	27	3	9	747	390	2
2.058	1.092	21	89	30	31	27	225	223	293	41	4	13	943	851	3
2.745	1.457	28	119	39	42	36	300	297	390	55	5	18	1.257	1.134	4
3.431	1.821	35	149	49	52	45	375	371	488	69	6	22	1.571	1.418	5
4.117	2.185	42	179	59	63	54	450	445	585	82	8	27	1.885	1.701	6
4.803	2.549	49	209	69	73	64	525	519	683	96	9	31	2.200	1.985	7
5.489	2.913	56	239	79	84	73	600	594	781	110	10	35	2.514	2.268	8
6.175	3.277	63	268	89	94	82	675	668	878	124	12	40	2.828	2.552	9
6.861	3.641	70	298	98	105	91	750	742	976	137	13	44	3.142	2.835	10

Tab. A.9: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 40 %/40 %/30 % [E. B.]

## Anhang

HH=40% / GHD=40% / IND=30% bei 40% KWK-Leistung		HH=40% / GHD=40% / IND=30% bei 60% KWK-Leistung		HH=40% / GHD=40% / IND=30% bei 80% KWK-Leistung		
Stromkennzahlen	SK04_1996	SK04_2003	SK05_1996	SK05_2003	SK06_1996	SK06_2003
Speichergröße in Jahreshöchstlasten	Elektrische Unerdeckung nach KWK-Einsatz [GWh]					
0	111,260	-	101,529	-	92,146	-
2	100,867	84,366	88,785	72,857	77,237	62,128
4	99,502	-	85,906	-	73,893	-
6	97,182	79,695	84,314	67,234	72,057	55,646
8	95,322	-	83,270	-	70,885	-
10	95,750	76,988	82,983	64,005	70,113	52,010
<b>Durchschnittlich geleistete Volllaststunden der KWK-Anlagen [h]</b>						
0	3,259	-	3,211	-	3,163	-
2	4,013	3,680	3,949	3,066	3,882	3,512
4	4,179	-	4,111	-	4,038	-
6	4,269	3,983	4,196	3,887	4,117	3,781
8	4,324	-	4,248	-	4,167	-
10	4,360	4,135	4,282	4,022	4,199	3,911
<b>Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]</b>						
0	0,40	-	0,39	-	0,39	-
2	0,49	0,46	0,48	0,47	0,47	0,46
4	0,50	-	0,50	-	0,49	-
6	0,51	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49
8	0,51	-	0,51	-	0,50	-
10	0,52	0,52	0,51	0,51	0,50	0,50
<b>Bedarf an installierter Methanolspeicherkapazität [GWh]</b>						
0	335,759	-	283,330	-	232,899	-
2	281,243	227,674	216,867	170,703	155,213	117,364
4	268,166	-	200,932	-	136,734	-
6	260,648	202,647	191,955	140,502	126,476	82,490
8	257,763	-	186,003	-	120,013	-
10	252,605	187,808	182,214	122,833	115,738	62,962
<b>Energieüberschüsse nach Pump- und Methanolspeichereinsatz [GWh]</b>						
0	0	-	0	-	0	-
2	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
<b>Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]</b>						
0	0,50	-	0,48	-	0,47	-
2	0,65	0,63	0,63	0,61	0,61	0,56
4	0,71	-	0,69	-	0,66	-
6	0,73	0,71	0,71	0,68	0,68	0,63
8	0,75	-	0,72	-	0,69	-
10	0,76	0,74	0,74	0,70	0,52	0,66
<b>Bedarf an installierter Methanolspeicherkapazität [GWh]</b>						
0	279,872	-	218,102	-	161,433	-
2	190,696	153,382	110,436	85,839	39,038	28,973
4	144,536	-	59,338	-	20,353	-
6	119,534	86,575	31,225	18,286	17,035	7,725
8	98,067	-	23,763	-	14,003	-
10	81,199	47,387	21,328	10,284	11,416	4,301
<b>Energieüberschüsse nach Pump- und Methanolspeichereinsatz [GWh]</b>						
0	0	-	0	-	0	-
2	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	3,419	37,880
8	0	0	0	0	9,746	52,334
10	0	0	0	0	20,866	64,506
<b>Verhältnis von KWK-zu Kesselsatz [-]</b>						
0	0,50	-	0,45	-	0,45	-
2	0,61	0,60	0,59	0,57	0,58	0,55
4	0,64	-	0,63	-	0,61	-
6	0,66	0,64	0,64	0,62	0,62	0,59
8	0,67	-	0,65	-	0,63	-
10	0,68	0,66	0,66	0,64	0,64	0,61
<b>Bedarf an installierter Methanolspeicherkapazität [GWh]</b>						
0	292,724	-	232,476	-	176,096	-
2	213,041	171,609	136,308	106,580	65,938	49,724
4	185,211	-	103,929	-	29,931	-
6	167,484	126,283	83,006	54,273	22,368	13,253
8	153,732	-	66,844	-	20,368	-
10	143,087	98,646	54,832	24,312	18,947	8,146
<b>Energieüberschüsse nach Pump- und Methanolspeichereinsatz [GWh]</b>						
0	0	-	0	-	0	-
2	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	9,273	13,694
8	0	0	0	0	18,822	26,067
10	0	0	0	0	26,067	31,750

Tab. A.10: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 40 %/40 %/30 % und einer KWK-Leistung von 40 %, 60 % und 80 % [E. B.]

**B Abkürzungen und Nomenklatur**

€	Euro
A	Ampere
AES	Advanced Encryption Standard
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft
AH	Authentication Header Protokoll
AMPL	A Mathematical Programming Language
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEI	Bremer Energie Institut
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHKW	Block-Heiz-Kraft-Werk
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
COM	Component Object Model
CSV	Comma-Separated-Value
DCOM	Distributed Component Object Model
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik
DLM	Data Logger Module
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
E.B.	Eigene Berechnung
E.D.	Eigene Darstellung
EEG	Energie-Einspar-Gesetzes
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EEX	European Energy Exchange Transparenzplattform
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESP	Encapsulating Security Payload Protokoll
FNN	Forum Netztechnik und Netzbetrieb
FTP	File Transfer Protokoll
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HDR	Hot-Dry-Rock-Verfahren
HH	Haushalt
I	Industrie
IDE	Integrated Development Environments
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IETF	Internet Engineering Task Force

IKE	Internet Key Exchange Protokoll	
IP	Internet Protokoll	
IPSec	Internet Protocol Security	
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik	
IWET	Ingenieur-Werkstatt Energietechnik	
IWR	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien	
kW	Kilowatt	
kWh	Kilowattstunde	
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	
MessZV	Messzugangsverordnung	
MW	Megawatt	
MWh	Megawattstunde	
NIST	National Institute of Standards and Technology	
NTP	Network Time Protocol	
OBIS	Object Identification System	
OGEMA	Open Gateway Energy Management Alliance	
OPC	OLE for Process Control	
OPL	Optimization Programming Language	
PRM	Pulse Recorder Module	
PSK	Pre-Shared Keys	
RFC	Requests For Comments	
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	
SSL	Secure Socket Layer	
TAB	Büro für Technikfolgen-Abschätzung	
TLS	Transport Layer Security	
TRJ	Testreferenzjahre	
TW	Terawatt	
TWh	Terawattstunde	
V	Volt	
VBA	Visual Basic for Applications	
VDN	Verband der Netzbetreiber	
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.	
VPN	Virtual Private Network	
W	Watt	
$\varphi$	Breitengrad	[°]
$\lambda$	Längengrad	[°]
$\delta$	Sonnendeklination	[°]
$\omega$	Stundenwinkel	[°]
$\Phi_{\text{DIR,HOR}}$	direkte Strahlungsleistung	[W]
$\alpha_E$	Azimutwinkel der Referenzfläche	[°]
$\gamma_E$	Höhenwinkel der Referenzfläche	[°]
$\delta_{R0}$	vertikale optische Dicke	[-]
$\gamma_s$	Sonnenhöhe	[°]
$\alpha_s$	Sonnenazimut	[°]



$\dot{Q}_V$	Wärmeverluste	[kWh]
$b_i$	die rechte Seite der Nebenbedingungen	[-]
$g_i(x_i, \dots, x_n)$	Funktionen der Nebenbedingungen	[-]
$\vec{n}$	Normalenvektor	[°]
$x_j \in \{0,1\}$	binäre Variablen	[-]
$x_j \in \mathbb{R}$	kontinuierliche Variablen	[-]
$x_j \in \mathbb{Z}$	ganzzahlige Variablen	[-]
$a$	Viertelstundenintervallbreite	[h]
$A, B, C, D$	Koeffizienten der Sigmoid-Funktion	[-]
$a/b/c$	Konstanten	[-]
$A_{AW}$	Albedo-Wert	[-]
$A_{HOR}$	Referenzfläche (horizontal)	[m <sup>2</sup> ]
$a_{ij}$	technische Variablen	[-]
$AM$	Air Mass	[1/°]
$A_{PV}$	Modulfläche	[m <sup>2</sup> ]
$A_S$	Referenzfläche (senkrecht geneigt)	[m <sup>2</sup> ]
$A_V$	Oberfläche Volumen	[m <sup>2</sup> ]
$b_i$	Primalwerte	[-]
$B_{KWK}$	Beitrag KWK-Anlage	[€/kWh]
$b_t$	Energiebezug aus vorgelagertem Netz	[kWh]
$c$	Spaltenvektor	[-]
$c_1, \dots, c_n$	Dualwerte	[-]
$c_p$	spezifische Wärmekapazität	[J/(kgK)]
$c^T$	Zeilenvektor	[-]
$e$	Eulersche Zahl	[-]
$E_0$	mittlere Solarkonstante	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIFF,GEN}$	Diffusstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIFF,HOR}$	Diffusstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,GEN}$	Direktstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,HOR}$	Direktstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{DIR,S}$	Direktstrahlung (senkrecht geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{G,GEN}$	Globalstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{G,HOR}$	Globalstrahlung (horizontale Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{IDEAL}$	Idealer Energieertrag	[W/m <sup>2</sup> ]
$e_K$	Erzeugung Kessel	[kWh]
$e_{KWK}$	Erzeugung KWK-Anlage	[kWh]
$E_{REAL}$	Realer Energieertrag	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{REFL,GEN}$	Reflektionsstrahlung (geneigte Fläche)	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{SE}$	Erlöse Stromeinspeisung	[€/kWh]
$E_{WS}$	Erlöse Wärmesubstitution	[€/kWh]
$F$	Wochentagfaktor	[-]
$F_1$	Horizonthelligkeit	[-]
$F_2$	Sonnenumgebungshelligkeit	[-]
$F_S$	Füllstand	[-]
$h(\vartheta)$	Lastprofilfunktion	[-]
$h(\vartheta_D)$	Sigmoid-Funktion	[-]
HH, KS, K	Hamburg, Kassel, Köln	[-]

$i$ und $j \in \{1, \dots, T\}$	Hilfsindizes	[-]
$J'$	Tageswinkel	[°]
$K_{BS}$	Brennstoffkosten	[€/kWh]
$K_K$	Kesselbetriebskosten	[€/kWh]
$K_{SB}$	Strombezugskosten	[€/kWh]
$KW$	Kundenwert	[kWh]
$K_W$	Wartungskosten	[€/kWh]
$LZ$	Lokalzeit	[h]
$m$	Anzahl der Nebenbedingungen	[-]
$m_L$	relative optische Luftmasse	[-]
$MLZ$	Mindestlaufzeit	[h]
$MOZ$	mittlere Ortszeit	[h]
$m_S$	Stoffmasse	[-]
$MSZ$	Mindeststillstandszeit	[h]
$n$	Anzahl der Variablen	[-]
$N$	Bedeckungsgrad	[-]
$OG$	Obergrenze Stillstands- und Betriebszeiten	[h]
$P$	elektrische Leistung	[kW]
$P_0$	Luftdruck in Normatmosphäre	[hPa]
$P_{ab}$	Leistungsänderungsgrenze bei Abnahme	[kW]
$P_{max}$	obere elektrische Leistungsgrenze	[kW]
$P_{min}$	untere elektrische Leistungsgrenze	[kW]
$P_{mod}$	modulierendes Betriebsverhalten	[kW]
$P_{n,t}$	elektrische Leistung n-te Anlage Zeitpunkt t	[kW]
$PR$	Performance Ratio	[-]
$P_s$	Luftdruck in Standardhöhe	[hPa]
$P_{stat}$	statisches Betriebsverhalten	[kW]
$P_{th}$	thermische Leistung	[kW]
$P_{zu}$	Leistungsänderungsgrenze bei Zunahme	[kW]
$Q$	Wärmeenergie	[kWh]
$Q_D$	Tagesverbrauch	[kWh]
$s$	Sonnenrichtungsvektor	[°]
$SB$	Strombezug aus dem vorgelagerten Netz	[kW]
$SLK$	Betrieb des Spitzenlastkessels	[kW]
$SLP$	globales Stromlastprofil	[kW]
$S_{max}$	maximale Anzahl an Zustandsänderungen	[-]
$SP_b$	Speicherbeladeleistung	[kW]
$SP_{b,max}$	maximale Speicherbeladeleistung	[kW]
$SP_e$	Speicherentladeleistung	[kW]
$SP_{e,max}$	maximale Speicherentladeleistung	[kW]
$SP_F$	Speicherfüllstand	[kWh]
$SP_{F,max}$	maximaler Speicherfüllstand	[kWh]
$SP_{F,min}$	minimaler Speicherfüllstand	[kWh]
$SP_V$	Speicherverluste	[%/h]
$T$	Optimierungszeitraum	[h]
$t \in \{1, \dots, T\}$	Laufindex	[-]

$T_{an}$	Betriebszeit zu Beginn von Intervall $t$	[h]
$T_{an,init}$	Betriebszeit zu Beginn der Optimierung	[h]
$T_{aus}$	Stillstandszeit zu Beginn von Intervall $t$	[h]
$T_{aus,init}$	Stillstandszeit zu Beginn der Optimierung	[h]
$T_K$	Kaltwassertemperatur	[°C]
$T_L$	Linke-Trübungsfaktor	[-]
TLP	lokales thermisches Lastprofil	[kW]
$T_M$	Tagesmitteltemperatur	[°C]
$T_N$	Nutztemperatur	[°C]
$T_{o, m, u}$	Temperatursensoren	[-]
$T_R$	Rücklauftemperatur	[°C]
$T_{SP}$	Speichertemperatur	[°C]
$T_t$	Temperatur des Betrachtungstages	[°C]
$T_{t-1}$	Temperatur des Vortages	[°C]
$T_{t-2}$	Temperatur des Vor-Vortages	[°C]
$T_{t-3}$	Temperatur des Vor-Vor-Vortages	[°C]
$T_U$	Umgebungstemperatur	[°C]
$T_V$	Vorlauftemperatur	[°C]
WOZ	wahre Ortszeit	[min]
$x_1, \dots, x_n$	Strukturvariablen	[-]
$y_i$	Schlupfvariablen	[-]
$z \in \{0, 1\}$	Schaltzustandsvariable	[-]
$z_{aus} \in \{0, 1\}$	Ausschalterfassungsvariable	[-]
$z_{ein} \in \{0, 1\}$	Einschalterfassungsvariable	[-]
ZGL	Zeitgleichung	[min]
$ZV_{an}$	Zählervariable eingeschalteter Zustand	[-]
$ZV_{aus}$	Zählervariable ausgeschalteter Zustand	[-]
ZZ	Zeitzone	[min]
$\Delta$	Helligkeitsindex	[-]
$\Delta TF$	Quotient	[-]
$\varepsilon$	Himmelsklarheitsindex	[-]
$\eta$	Gesamtwirkungsgrad	[-]
$\eta_{el}$	elektrischer Wirkungsgrad	[-]
$\eta_K$	Kesselwirkungsgrad	[-]
$\eta_{PV}$	Modulwirkungsgrad	[-]
$\eta_{th}$	thermischer Wirkungsgrad	[-]
$\vartheta$	Außentemperatur 2 m über dem Boden	[°C]
$\vartheta_0$	Referenztemperatur	[°C]
$\theta_{GEN}$	Einfallswinkel (geneigte Fläche)	[°]
$\theta_{HOR}$	Einfallswinkel (horizontale Fläche)	[°]
$\sigma$	Stromkennzahl	[-]
$F(x_1, \dots, x_n)$	die Zielfunktion	[-]
$\kappa$	Konstante	[-]

## C Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1: Zentrale und dezentrale Energieversorgung .....	7
Abb. 1.2: Vergleich 2010 zu einer 100 % EE-Versorgung in 2050 .....	10
Abb. 2.1: Installierte Leistung erneuerbarer Energien .....	14
Abb. 2.2: Entwicklung der Stromnachfrage .....	15
Abb. 2.3: Installierte Leistung der Windenergie .....	16
Abb. 2.4: Stromerzeugung aus Windenergie .....	17
Abb. 2.5: Installierte Leistung der Solarenergie .....	18
Abb. 2.6: Stromerzeugung aus Solarenergie .....	19
Abb. 2.7: Installierte Leistung der Wasserkraft .....	20
Abb. 2.8: Stromerzeugung aus Wasserkraft .....	21
Abb. 2.9: Installierte Leistung der Biomasse .....	22
Abb. 2.10: Stromerzeugung aus Biomasse .....	22
Abb. 2.11: Installierte Leistung der Geothermie .....	23
Abb. 2.12: Stromerzeugung aus Geothermie .....	24
Abb. 2.13: Entwicklung des Wärmebedarfs .....	25
Abb. 2.14: Wärmebedarf nach Anwendungssektoren .....	26
Abb. 2.15: Entwicklung der Bevölkerung und Haushalte .....	27
Abb. 2.16: Energieeffizienz des heutigen Wohngebäudebestandes .....	28
Abb. 2.17: Energieeffizienz des heutigen Wohngebäudebestandes .....	29
Abb. 2.18: Prozesswärmebedarf der Haushalte .....	30
Abb. 2.19: Thermischer Endenergieverbrauch im Bereich GHD .....	31
Abb. 2.20: Thermischer Endenergieverbrauch im Bereich GHD .....	31
Abb. 2.21: Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Bereich GHD .....	32
Abb. 2.22: Prozesswärmebedarf im Bereich GHD .....	33
Abb. 2.23: Thermischer Bedarf im Bereich Industrie] .....	34
Abb. 2.24: Raumwärme- und Warmwasserbedarf der Industrie .....	35
Abb. 2.25: Prozesswärmebedarf der Industrie .....	35
Abb. 2.26: Wärmeerzeugung aus Biomasse .....	36
Abb. 2.27: Wärmeerzeugung aus Tiefen-Geothermie .....	37
Abb. 2.28: Wärmeerzeugung aus Bodennaher-Geothermie .....	38
Abb. 2.29: Methanisierung mit Rückverstromung .....	46
Abb. 3.1: Steuerung und Überwachung am Standort Kassel .....	54
Abb. 3.2: Versorgungssystem und Anbindungskonzept Hamburg .....	56
Abb. 3.3: Versorgungssystem und Anbindungskonzept Kassel .....	58
Abb. 3.4: Versorgungssystem und Anbindungskonzept Köln .....	59
Abb. 3.5: Übersicht möglicher Kommunikationswege und Protokolle .....	61
Abb. 3.6: Kommunikationstechnik des Gesamtsystems .....	63
Abb. 3.7: IPsec im ISO/OSI Schichtenmodell .....	64
Abb. 3.8: Prozessleitsystem und Visualisierung .....	66
Abb. 3.9: Kommunikationsmodem .....	69

---

Abb. 3.10: Struktogramm der Messdatenauswertung.....	72
Abb. 3.11: Messdatenauswertung .....	73
Abb. 3.12: Gesamtsystem der Zählerfernauslesung.....	74
Abb. 4.1: Darstellung des zu optimierenden Verbundsystems .....	76
Abb. 4.2: Beispiel eines Virtuellen Kraftwerkes .....	78
Abb. 4.3: Planungsprozess gemäß Operations Research .....	81
Abb. 4.4: Anreizstufen in Abhängigkeit der Residuallast .....	90
Abb. 4.5: Optimierungssystem und Schnittstellenstruktur .....	99
Abb. 4.6: Optimierte Erzeugung und Speicherfahrweise .....	101
Abb. 5.1: Ertrags- und Produktionsindex für Solar- und Windenergie .....	104
Abb. 5.2: Überführung realer Netzlastprofile in ein universell einsetzbares Lastprofil.....	106
Abb. 5.3: Normiertes elektrisches Lastprofil .....	106
Abb. 5.4: Zeitreihendarstellung der Winderzeugung 1999.....	107
Abb. 5.5: Globalstrahlungswerte der 37. und 38. Kalenderwoche des Jahres 2007 in Hamburg-Fuhlsbüttel .....	108
Abb. 5.6: Winkelbezeichnungen des Sonnenstandes.....	109
Abb. 5.7: Einfallswinkelbestimmung .....	111
Abb. 5.8: Solare Einstrahlung auf eine horizontale und eine geneigte Referenzfläche .....	112
Abb. 5.9: Globalstrahlungserträge im Vergleich .....	117
Abb. 5.10: Zeitreihendarstellung der Solarerzeugung 2003 .....	118
Abb. 5.11: Zeitreihendarstellung der Wasserkraft von 1991 bis 2012 .....	119
Abb. 5.12: Zeitreihendarstellung der Biomasseerzeugung 1998.....	120
Abb. 5.13: Zeitreihendarstellung des Temperaturmittelwertes in 2050 basierend auf dem Referenzjahr 1996 .....	122
Abb. 5.14: Sigmoid-Funktion in Abhängigkeit der Außentemperatur .....	123
Abb. 5.15: Lastprofil für Einfamilienhäuser normiert auf 1000 kWh.....	124
Abb. 5.16: Gebäudebestand in Deutschland 1870 bis 1990.....	125
Abb. 5.17: Gewichteter Brennstoffverbrauch im GHD-Sektor.....	126
Abb. 5.18: Thermischer Bedarf in der Industrie .....	127
Abb. 5.19: Elektrische Erzeugung und Verbrauch bei 100 % Lastdeckung....	129
Abb. 5.20: Residuallast bei 100 % Lastdeckung.....	129
Abb. 5.21: Funktionsprinzip der „Load-Shifting-Methode“ .....	130
Abb. 5.22: DSM-Potential bei 100 % Lastdeckung im Jahr 2050 .....	130
Abb. 5.23: Thermische Erzeugung und Bedarf für KW 1 1996 in Deutschland.....	131
Abb. 5.24: Elektrische Erzeugung und Bedarf für KW 1 1996 in Deutschland.....	132
Abb. 5.25: Gesamtaufbau des Simulationsmodells .....	133
Abb. 5.26: Berechnete Überdeckungszeit bei verschiedenen Lastdeckungsgraden .....	136
Abb. 5.27: Berechnete Unterdeckungszeit bei verschiedenen Lastdeckungsgraden .....	137

---

Abb. 5.28: Berechnete Energiemengen im den Überdeckungszeiträumen ....	137
Abb. 5.29: Berechnete Energiemengen im den Unterdeckungszeiträumen ...	138
Abb. 5.30: Berechnete maximale Dauer einer Überdeckungsphase.....	139
Abb. 5.31: Berechnete maximale Dauer einer Unterdeckungsphase.....	139
Abb. 5.32: Berechneter maximaler Energieinhalt einer Überdeckungsphase	140
Abb. 5.33: Berechneter maximaler Energieinhalt einer Unterdeckungsphase	140
Abb. 5.34: Berechnete maximale Überdeckung .....	141
Abb. 5.35: Berechneter Energieausgleich in den Unterdeckungsphasen mit DSM .....	142
Abb. 5.36: Stundenausgleich der Unterdeckungszeiträume bei 100 % Lastdeckung.....	142
Abb. 5.37: Berechnete elektrische Unterdeckung nach erfolgtem KWK-Einsatz .....	147
Abb. 5.38: Anzahl der erzielten Volllaststunden der KWK-Anlagen im Mittel .	148
Abb. 5.39: Berechnetes Verhältnis von KWK-Anlagen- und Kesseleinsatz ...	148
Abb. 5.40: Simulationsergebnisse für das Referenzjahr 1996 bei einer KWK- Verteilung von 60 %/60 %/45 % bei 40 % KWK-Leistung .....	149
Abb. 5.41: Übersicht der Optimierungsergebnisse .....	151

**D Tabellenverzeichnis**

Tab. 2.1: Kennzahlen verschiedener KWK-Technologien .....	44
Tab. 4.1: Solver und deren behandelbare Modellklassen.....	87
Tab. 4.2: Kennzahlen der Simulation.....	100
Tab. 5.1: Wetterstationen nach TRJ-Modell .....	103
Tab. 5.2: Konstanten zur Bestimmung von $F_1$ und $F_2$ .....	114
Tab. 5.3: Koeffizienten modifizierter Summenlastprofile der Industrie].....	128
Tab. 5.4: Kennzahlen verschiedener Speichersysteme.....	134
Tab. 5.5: Kennzahlen der Referenzjahre und des Zielszenarios .....	135
Tab. 5.6: Ergebnisse nach Bestimmung der Erzeugungs- und Verbrauchspotentiale sowie der DSM-Analyse für das Zielszenario 2050 .....	143
Tab. 5.7: Kennzahlen des Bedarfs der Sektoren sowie der Speichertechnologien .....	144
Tab. 5.8: Abdeckungsstufen des thermischen Bedarfs sowie die installierbaren KWK-Leistungsstufen .....	145
Tab. A.1: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % .....	156
Tab. A.2: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % und einer KWK-Leistung von 40 % .....	157
Tab. A.3: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % und einer KWK-Leistung von 60 % .....	158
Tab. A.4: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 90 %/90 %/70 % und einer KWK-Leistung von 80 % .....	159
Tab. A.5: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 80 %/80 %/60 % .....	160
Tab. A.6: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 80 %/80 %/60 % und einer KWK-Leistung von 40 %, 60 % und 80 % .....	161
Tab. A.7: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 60 %/60 %/45 % .....	162
Tab. A.8: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 60 %/60 %/45 % und einer KWK-Leistung von 40 %, 60 % und 80 % .....	163
Tab. A.9: Thermische Bedarfe und Speichervolumen der Sektoren bei einer KWK-Abdeckung von 40 %/40 %/30 % .....	164
Tab. A.10: Simulationsergebnisse auf Grundlage einer KWK-Abdeckung von 40 %/40 %/30 % und einer KWK-Leistung von 40 %, 60 % und 80 % .....	165

## E Literaturverzeichnis

- [50Hertz 2012] <http://www.50hertz-transmission.net/> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [7ED6274] Siemens: Statischer Mehrphasen- Drei- und Vierleiter-Drehstromzähler der Bauform 7E . 62 / 63 mit VDEW-Anzeige. Gebrauchsanweisung.
- [ABL 2010] Görlitz: ABL-Format Formatbeschreibung. Version 01.10I01. Gebrauchsanweisung. Koblenz 2010.
- [AEE 2012] Agentur für Erneuerbare Energien e. V.: „Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern. In: Renew's Spezial Ausgabe 58 / Juni 2012.
- [AES 2001] Institute of Standards and Technology (NIST): Advanced encryption standard. 2001.
- [AGEE 2012] <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [AGFW 2001a] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW): Strategien und Technologien einer pluralistischen einer Fern- und Nahwärme in einem liberalisierten Energiemarkt und Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. In: Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, Zertifizierungsverfahren und Fördermodelle. Band 1. Frankfurt a. M. 2001.
- [AGFW 2001b] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW): Strategien und Technologien einer pluralistischen einer Fern- und Nahwärme in einem liberalisierten Energiemarkt und Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. In: Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, Zertifizierungsverfahren und Fördermodelle. Band 2. Frankfurt a. M. 2001.
- [AGFW 2013] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Bochum 2013.
- [Alguacil 2000] Alguacil, N. et al.: Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition. In: IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS. Vol. 15, NO. 1, FEBRUARY 2000. Piscataway, New Jersey, USA 2000.
- [Amprion 2012] <http://www.amprion.net/> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [ASUE 2000] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): Stationäre Brennstoffzellen. Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven. Kaiserslautern 2000.
- [BAFA 2016] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/>; (letzter Zugriff: 28.04.2016)
- [BDEW 2011] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) et. al.: Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin 2011.
- [BDEW 2014] <http://www.bdew.de> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [Beck 2007] Beck, H.-P.: Tagungsband zum 1. Statusseminar des Forschungsverbund Energie Niedersachsen. Goslar 2007.
- [BEI 2007] Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK in Deutschland. Berlin 2007.
- [BGW 2006] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW): Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nichtleistungsgemessener Kunden. In: Praxisinformation P 2006/8, Gastransport/Betriebswirtschaft. Berlin 2006.



[BGW 2007] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW): Abwicklung von Standardlastprofilen. In: Praxisinformation P 2007/13, Gastransport/Betriebswirtschaft. Berlin 2007.

[BINE 2003] Fachinformationszentrum Karlsruhe (FIZ): Performance von Photovoltaik-Anlagen. BINE-Projektinfo Nr. 3. Eggenstein-Leopoldshafen 2003.

[BINE 2007] Fachinformationszentrum Karlsruhe (FIZ): Druckluftspeicher-Kraftwerke. BINE-Projektinfo Nr. 5, Eggenstein-Leopoldshafen 2007.

[BINE 2013] Fachinformationszentrum Karlsruhe (FIZ): Solarthermische Kraftwerke. BINE-Themeninfo Nr. 2, Eggenstein-Leopoldshafen 2013.

[BKWK 2005] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (BKWK): Fakten zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Infothek Technik und Wirtschaft. Berlin 2005.

[BKWK 2011] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (BKWK): Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften. Berlin 2011.

[BMELV 2009] Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland. Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin 2009.

[BMELV 2010] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) et. al.: Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland. Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin 2010.

[BMU 2010] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Potentialeermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie. Schlussbericht. Aachen 2010.

[BMU 2011a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Tiefe Geothermie. Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. Berlin 2011.

[BMU 2011b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Geothermische Stromerzeugung. Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Berlin 2011.

[BMU 2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Berlin 2012.

[BMU 2012a] <http://www.bmu.de/energiewende> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[BMW i 2012] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Erneuerbare Energien Deutschland. Energiedaten Tabelle 20. Berlin 2012.

[BMWi 2014] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiewende.html> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[BNA 2012] Bundesnetzagentur: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012 durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn 2012.

[BR 2012] <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/2-Energie%20transportieren/2012-04-18-neue-netze-regional-und-intelligent.html> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[BSI 2006] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): Aufbau von Virtual Private Networks (VPN) und Integration in Sicherheitsgateways. Bonn 2006.

[BSI 2012] [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html) (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[BSI 2014] <http://www.bsi.bund.de> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

- [Buderus 1999] Buderus Heiztechnik GmbH: Warmwasser- Speicher dimensionieren nach dem Summenlinienvorfahren. Wetzlar 1999.
- [Buderus 2002] Buderus Heiztechnik GmbH: Planungsunterlage Größenbestimmung und Auswahl von Speicher- Wassererwärmern. Wetzlar 2002.
- [BWE 2011] Bundesverband WindEnergie e.V.: Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin 2011.
- [BWE 2012] Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Repowering von Windenergieanlagen Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung. Berlin 2012.
- [BWP 2011] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: BWP-Branchenstudie 2011. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin 2011.
- [BWP 2012] Bundesverband Wärmepumpe e.V. et. al.: Positionspapier Smart Grid und Smart Market. Der Beitrag der Wärmepumpe zur Netzstabilisierung und optimierten Strombeschaffung. Berlin 2012.
- [CamIT 2012] <http://www.campus-it.fh-koeln.de/informationen/dienste/vpn/index.html> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [CodeIT 2009] SAE IT-systems GmbH & Co. KG: Handbuch SPS Programmierung mit codeIT. Köln 2008.
- [COM 1995] Microsoft: The Component Object Model Specification. 1995.
- [CPLEX 2013] <http://pic.dhe.ibm.com/infocenter/cosinfoc/v12r2/index.jsp> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [Craft 2004] Craft, D.: Local energy management through mathematical modeling and optimization. Dissertation Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts 2004.
- [Crastan 2012] Crastan, V. et al.: Elektrische Energieversorgung 3. Berlin (u.a.) 2012.
- [CSV 2005] Shafranovich, Y.: Common Format and MIME Type for CSV Files. RFC 4180. 2005.
- [Dachs] SenerTec: Dachs/ Dachs SE & Dachs SE Brennwert mit MSR2. Anleitung zur Aufstellung, Montage und Inbetriebnahme und Bedienung der Heizkraftanlage.
- [DCOM 2012] Distributed Component Object Model (DCOM) Remote Protocol Specification. 2012.
- [Dempe 2006] Dempe, S. et al.: Operations Research. Deterministische Modelle und Methoden. Wiesbaden 2006.
- [Dena 2005] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln 2005.
- [Dena 2010] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.
- [Dena 2010a] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Sanierungsstudie. Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Berlin 2010.
- [Dena 2010b] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf. Berlin 2010.

[Dena 2011] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Berlin 2012.

[Dena 2012] [http://issuu.com/effizienzhaus/docs/dena-geb\\_udereport\\_2012\\_web?e=0](http://issuu.com/effizienzhaus/docs/dena-geb_udereport_2012_web?e=0) (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Destatis 2003] Statistisches Bundesamt (Destatis): Bevölkerung Deutschlands bis 2050 - Ergebnisse der 10. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden 2003.

[Destatis 2010] Statistisches Bundesamt (Destatis): Wolfgang Bayer: Kraft-Wärme-Kopplung 2003 bis 2008. In: Wirtschaft und Statistik 5/2010. Wiesbaden 2010.

[Destatis 2011] Statistisches Bundesamt (Destatis): Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden 2011.

[DevB 2010] Görlitz: DeviceBuilder. Produkthandbuch. Version 03.07103. Koblenz 2010.

[DezInt 2011] SAE IT-systems GmbH & Co. KG: net-line FW-5. Intelligente Ortsnetzstationen. Köln 2011.

[DIN 4708] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN 4708, Teil 1-3: Zentrale Wassererwärmungsanlagen. Berlin 1994.

[DIN EN 1434-1] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 1434-1: Wärmezähler – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 1434-1:2007. Berlin 2007.

[DIN EN 1434-2] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 1434-2: Wärmezähler – Teil 2: Anforderungen an die Konstruktion; Deutsche Fassung EN 1434-2:2007, Berichtigungen zu DIN EN 1434-2:2007-05. Berlin 2008.

[DIN EN 1434-3] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 1434-3: Wärmezähler – Teil 3: Datenaustausch und Schnittstellen; Englische Fassung EN 1434-3:2008. Berlin 2009.

[DIN EN 1434-5] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 1434-5: Wärmezähler – Teil 5: Ersteichung; Deutsche Fassung EN 1434-5:2007. Berlin 2007.

[DIN EN 1434-6] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 1434-6: Wärmezähler – Teil 6: Einbau, Inbetriebnahme, Überwachung und Wartung; Deutsche Fassung EN 1434-6:2007. Berlin 2007.

[DINEN62056-61 2007] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 62056-61: Messung der elektrischen Energie – Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung – Teil 61: Object Identification System (OBIS) (IEC 62056-61:2006); Deutsche Fassung EN 62056-61:2007. Berlin 2007.

[DIN43864 1986] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN 43864, Elektrizitätszähler: Stromschnittstelle für die Impulsübertragung zwischen Impulsgeberzähler und Tarifierät. Berlin 1986.

[DKE 2010] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE), et al.: Die deutsche Normungsrroadmap E-Energy/ Smart Grid. Frankfurt am Main 2010.

[Domschke 2005] Domschke, W. et al.: Einführung in Operations Research. Berlin (u.a.) 2005.

[DWD 2012] [DWD 2013] [DWD 2013a] <http://www.dwd.de/bvbw> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[EC 2006] European Commission (EC): SmartGrids European Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. Luxemburg 2006.

[Echelon 2008] Echelon: 83331-1XXXX und 83331-3XXXX IEC-Stromzähler v3.1. Benutzerhandbuch. San Jose, USA 2008.

- [Econfys 2011] Ecofys Germany GmbH et. al.: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Berlin 2011.
- [ECPow] EC Power: XRGI 15-TO, Planungshandbuch V 1.1. Planungshandbuch und Funktionsbeschreibung. Hinnerup, Dänemark.
- [EE 2011] Geyer, J. et al: Windenergie-Ertragsjahr. Fehlendes Windzehntel. In: Erneuerbare Energien, März 2011. Seite 66-67. Hannover 2011.
- [EE 2012] <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/smartmeter/einfuehrung.html> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [EEG 2012] Bundesministerium der Justiz: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Berlin 2008. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [EEG 2014] "Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. IS. 1066), "Bundesministerium der Justiz: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Berlin 2014. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [EEGHH 2004] Verband der Netzbetreiber (VDN): EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz Leitfadens für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes. Berlin 2004.
- [EER 2012] Amtsblatt der Europäischen Union, RICHTLINIE 2012/27/EU des europäischen Parlaments und des Beirats vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [EEWärmeG 2012] Bundesministerium der Justiz: Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Berlin 2008. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [EEX 2012] [www.transparency.eex.com/de/](http://www.transparency.eex.com/de/) (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [EN62056-21 2003] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 62056-21: Messung der elektrischen Energie- Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung - Teil 21: Datenübertragung für festen und mobilen Anschluss. (IEC 62056-21:2002); Deutsche Fassung EN 62056-21:2002, Text in Englisch. Berlin 2003.
- [EnEV 2012] Bundesministerium der Justiz: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Berlin 2007. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [EnEV 2015] Bundesministerium der Justiz: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV) vom 1. Mai 2014; Berlin 2014. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [ENKO 2002] <http://webarchiv.bundestag.de/cgi/show.php?fileToLoad=111&id=1040> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [ENTSOE 2012] [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu) (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [EON 2013] [http://www.eon-hanse.com/pages/eha\\_de/Netz/Gasnetz/Lastprofilverfahren/index.htm](http://www.eon-hanse.com/pages/eha_de/Netz/Gasnetz/Lastprofilverfahren/index.htm) (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [EUR 2004] Amtsblatt der Europäischen Union: RICHTLINIE 2004/8/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. 2004.
- [EUROSTAT 2015] Statistisches Amt der Europäischen Union, <http://ec.europa.eu/eurostat/de> (letzter Zugriff: 20.04.2016)
- [FFE 2007] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Innovative KWK-Systeme zur Hausenergieversorgung. Innovative KWK zur Hausenergieversorgung - Teil A. Messtechnische Untersuchung, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Systemvergleich und Optimierung. Endbericht. München 2007.

[FFe 2007a] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie. Endbericht. München 2007.

[FFe 2009] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Energiezukunft 2050. Teil II - Szenarien. München 2009.

[FFe 2010] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Demand Side Management in Haushalten. Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung. München 2010.

[FFe 2010a] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland. München 2010.

[Fichtner 2011] Fichtner, W. et al.: Energieeffizienz. Tagungsband des VDI-Expertenforums "Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen" vom 22. Und 23. Februar 2011 am KIT. Karlsruhe 2011.

[Fisch 2005] Fisch, N. et al.: Wärmespeicher. BINE-Informationsdienst. Bonn 2005.

[FNN 2012] <http://www.vde.com/DE/FNN/ARBEITSGEBIETE/MESSWESEN/Seiten/polor.aspx> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[FNN 2014] <http://www.vde.com/fnn> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Frontline 2011] Frontline Systems: Frontline Solvers User Guide. Incline Village, Nevada, USA 2011.

[FSave 2012] Zaß, K. et. al.: Große Pufferspeicher für nachhaltiges Heizen mit erneuerbaren Energien. Wärme aus Solarenergie und Biomasse effizient speichern. Fachjournal 2012, Seite 180-185. Kassel 2012.

[FTP 1985] Postel, J. et al.: File Transfer Protocol. RFC 959. USA 1985.

[FVEE 2010] ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. Berlin 2010.

[FVEE 2010a] Hauer, A. et. al.: Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien. FVEE Themen 2010.

[FVS 2005] Schossig, E. et. al.: Wärmespeicher für die Hausenergieversorgung. FVS/ LZE Themen 2005.

[FVS 2006] Tamme, R. et. al.: Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung. FVS Themen 2006.

[FW5 2009] SAE IT-systems GmbH & Co. KG: net-line FW-5. Micro-Fernwerkstation. High-Performance Feldgerät. State-of-the-art Technologie im Micro-Gehäuse. Köln 2009.

[FW5IN 2010] SAE IT-systems GmbH & Co. KG: FW-5 Installation Stationsleittechnik Fernwerkssystem Automatisierung. Köln 2010.

[Gabler 2013] <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/58311/industriunternehmung-v7.html> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[GAMS 2012] McCarl, B.: GAMS User Guide. Texas, USA 2012.

[GAMS 2013] [www.gams.com](http://www.gams.com) (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Gellings 1985] Gellings, C.W.: The concept of demand-side management for electric utilities. USA 1985.

[GHD 2004] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) et. al.: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Dienstleistungen (GHD). Abschlussbericht. Karlsruhe (u.a.) 2004.

- [GHD 2009] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) et. al.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. Abschlussbericht. Karlsruhe (u.a.) 2009.
- [GHD 2011] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) et. al.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Karlsruhe (u.a.) 2011.
- [Glover 1975] Glover, F.: Improved linear integer programming formulations of nonlinear integer problems. In: Management Science. Vol. 22, NO. 4. Colorado, USA 1975.
- [Gohout 2009] Gohout, W.: Operations Research. Einige Ausgewählte Gebiete der linearen und nichtlinearen Optimierung. München 2009.
- [Götze 2008] Götze, U.: Einführung in Operations Research. Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. Berlin (u.a.) 2008.
- [Gotzes 2005] Gotzens, U.: Betriebsoptimierung eines Systems mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen mittels gemischt-ganzzahliger linearer Modelle. Diplomarbeit Universität Duisburg-Essen. Duisburg 2005.
- [GP 2009] Greenpeace e.V.: Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland. Hamburg 2009.
- [GSan 2009] Greenpeace e.V.: Gutachten energetische Sanierung Greenpeace Werkstattgebäude 2009. Hamburg 2009.
- [GZB 2010] Geothermiezentrum Bochum: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes Bestandsaufnahme und Trends. Bochum 2010.
- [Hellwig 2003] Hellwig, M.: Windenergie-Ertragsjahr. Dissertation Technische Universität München. München 2003.
- [Hillier 2002] Hillier, F. et al.: Operations Research. Einführung. München (u.a.) 2002.
- [Hoeve 2005] van Hoeve, W.-J.: Operations Research Techniques in Constraint Programming. Dissertation Universität Amsterdam. Enschede 2005.
- [Hofmann 2011] Hofmann, M. et al.: Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern. Der wirtschaftliche Betrieb eines Fernwärmenetzes. Berlin 2011.
- [Hofstedt 2007] Hofstedt, P. et al.: Einführung in die Constraint-Programmierung Grundlagen, Methoden, Sprachen, Anwendungen. Berlin (u.a.) 2007.
- [IBMv1 1998] Muhrhammer, M. et al.: A Comprehensive Guide to Virtual Private Networks, Volume I: IBM Firewall, Server and Client Solutions. USA 1998.
- [IBMv2 1999] Muhrhammer, M., et al.: A Comprehensive Guide to Virtual Private Networks, Volume II: IBM Nways Router Solutions. USA 1999.
- [IBMv3 1999] Muhrhammer, M., et al.: A Comprehensive Guide to Virtual Private Networks, Volume III: Cross-Platform Key and Policy Management. USA 1999.
- [IDDÜ 2012] <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [IEC61850] Verband der Netzbetreiber (VDN): IEC 61850 – Anforderungen aus Anwendersicht (Begleitende Empfehlungen zur Umsetzung von Erstprojekten). Berlin 2004.
- [IER 2001] Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER): Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland. Endbericht. Stuttgart 2001.

[IER 2008] Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER): Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele. Endbericht. Stuttgart 2008.

[IETF 2012] <http://www.ietf.org> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[IfE 2011] Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München (IfE) et. al.: Erstellen der Anwendungsbilanz 2009 und 2010 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). München 2011.

[IPSec 2005] National Institute of Standards and Technology: Guide to IPsec VPNs. Recommendations of the National Institute of Standards and Technology. Gaithersburg, USA 2005.

[ISE 2012] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg 2012.

[IWES 2010] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Kassel 2010.

[IWES 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Windenergie Report. Deutschland 2011. Kassel 2012.

[IWES 2012] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Kassel 2011, ergänzte Fassung Mai 2012.

[IWR 2012] [www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html](http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html) (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[IWU 2007] Institut Wohnen und Umwelt (IWU), et. al.: Querschnittsbericht Energieeffizienz im Wohngebäudebestand - Techniken, Potenziale, Kosten und Wirtschaftlichkeit. Darmstadt 2007.

[Jagnow 2003] Jagnow, K. et al.: Überblick Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW). Manuskript für „Der Energieberater“. Verlag Deutscher Wirtschaftsdienst. Köln 2003.

[Jungnickel 2008] Jungnickel, D.: Optimierungsmethoden. Eine Einführung. Berlin (u.a.) 2008.

[Juris 2014] <http://www.juris.de> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[KasEn 2009] Cuamba Haus GmbH & Co. KG: Energieberatungsbericht Cuamba Haus GmbH & Co. KG. Kassel 2009.

[KfW 2016] KfW Bank; <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/>; 2016 Frankfurt am Main; (letzter Zugriff: 28.04.2016)

[KKW 2008] Mackensen, R. et al.: Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. Kassel 2008.

[Klobasa 2007] Klobasa, M.: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, Universität Zürich. Zürich 2007.

[Kohler 1999] Kohler, N. et al.: Stoffströme und Kosten in den Bereichen Bauen und Wohnen. Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Deutschen Bundestages“. Berlin (u.a.) 1999.

[Koop 2008] Koop, A. et al.: Lineare Optimierung, Eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research. Berlin (u.a.) 2008.

[Kruschwitz 2011] Kruschwitz, L.: Investitionsrechnung. München 2011.

[Kurrat 2006] Schulz, C. et al.: Verbundbetrieb von Mini-BHKW. VDE Kongress, 23.-26.10.2006, Aachen 2006.

- [KWKG 2012] Bundesministerium der Justiz: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). 2012.
- [KWK 2016] Bundesministerium der Justiz: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). 2016. ([www.juris.de](http://www.juris.de))
- [KWKK 1998] Schönberg, I. et. al.: KWKK - Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. Profi Info II/ 1998. Bine-Informationsdienst. Eggenstein-Leopoldshafen 1998.
- [KWKNRW 2011] Bremer Energie Institut et. al.: Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen. Abschlussbericht. Bremen 2011.
- [LEE 2005] Temming, H.: Analysen und Simulationen zur Bewertung der Einsatzmöglichkeiten und Marktpotenziale von Brennstoffzellen in der Industrie. Dissertation, Universität Bochum. Bochum 2005.
- [Lion 2009] OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG: lion@- Powerblock. Anweisung zur Inbetriebnahme. Olsberg 2009.
- [LSBR 2010] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) et. al.: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Köln (u.a.) 2010.
- [MCode 2008] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): MeteringCode 2006. Ausgabe 2008. Berlin 2008.
- [MCode 2011] VDE-AR-N 4400:2011-09 Messwesen Strom (Metering Code)
- [Nast 2010] Nast, M. et al.: Prozesswärme im MAP. Stuttgart 2010.
- [NEEB 2009] Bundesregierung Deutschland: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin 2009.
- [NEP 2012] 50hertz transmission gmbh et. al.: Neue Netze für Neue Energien. Der NEP 2012: Erläuterungen und Überblick der Ergebnisse. Berlin 2012.
- [Nestle 2007] Nestle, N.: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung. - Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation. Dissertation Universität Kassel. Kassel 2008.
- [NiA 2010] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), et.al.: Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Heidelberg (u.a.) 2010.
- [NIST 2010] National Institute of Standards and Technology (NIST): NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0. NIST Special Publication 1108. USA 2010.
- [Nitsch 2000] Nitsch, J.: Potenziale und Chancen der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Vortrag beim KWK-Kongress des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Nürnberg 2000.
- [NOW 2011] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): NOW-Studie, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. Kurzfassung des Abschlussberichts. Freiburg 2011.
- [OGEMA 2014] <http://www.ogema.org> (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [OMS 2009] Open Metering System Specification. Volume 1. General Part 2009.
- [OPC 2003] OPC Foundation: OPC Data Access Custom Interface Standard. Version 3.00. 2003.
- [OPCtxt 2009] Mend, V.: FlowChief. OPC Server für Textdateien. 2009.



[OSP 2008] OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG: Beschreibung - OTAG Service Programm. Olsberg 2007.

[PBE 2010] FlowChief: Prozessleitsystem Prozessbildeditor FCI manager. Anwenderhandbuch. Fürth 2010.

[PEREZ 1987] Perez, R. et al: A new simplified version of the Perez Diffuse Irradiance Model for tilted surfaces. In: Solar Energy Vol. 39, No. 3, pp. 221-231, 1987. USA 1987.

[PEREZ 1988] Perez, R.: The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model. USA 1988.

[Pielke 2007] Pielke, M. et al.: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen einer netzorientierten Betriebsweise von Mini-BHKW. Forschungsverbund Energie Nds., 1. Statusseminar, 18. - 19. Juni 2007. Goslar 2007.

[Pielke 2008] Pielke, M. et al.: Einsatz von KWK-Anlagen in Niederspannungsnetzen (TP 1). Forschungsverbund Energie Niedersachsen, Tagungsband 2. Statusseminar. Braunschweig 2008.

[PLSA 2010] FlowChief: Prozessleitsystem Administratorhandbuch. Fürth 2010.

[PLSP 2010] FlowChief: Prozessleitsystem Projektierungshandbuch. Fürth 2010.

[PPGMS 2011] Federal Office for Information Security/ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System. Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. Gateway PP v01.01.01(final draft). Bonn 2011.

[PRM 2009] Görlitz: Pulse-Recorder PRM44,PRM62 und PRM62ext. Produkthandbuch. Koblenz 2009.

[Quaschnig 2009] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation. München 2009.

[RE 2013] <https://www.rheinenergie.com/de/privatkundenportal/tarifberater/index.php> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Rebhan 2002] Rebhan, E.: Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin (u.a.) 2002.

[Ritzenhoff 1992] Ritzenhoff, P.: Erstellung eines Modells zur Simulation der Solarstrahlung auf beliebig orientierte Flächen und deren Trennung in Diffus- und Direktanteil. Berichte des Forschungszentrum Jülich. Jülich 1992.

[RMH 2012] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Landkreis als Vorreiter. Regenerative Modellregion Harz. Abschlussbericht. Kassel 2012.

[Römisch 1997] Gollmer, R. et al.: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung der VEAG. In: VDI-Berichte 1352 zur Fachtagung Optimierung in der Energieversorgung II 1997, 71 - 85. Düsseldorf 1997.

[RWE 2010] RWE Power AG: ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Essen (u.a.) 2010.

[RWE 2012] <http://www.rwe.com/web/cms/de/183748/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[SAE 2012] [www.sae-it.de](http://www.sae-it.de) (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Sauer 2009] Sauer, C. et al.: Modellbasierte Optimierung der KWK-Betriebsführung in elektrischen Verteilnetzen. 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Freiburg 2009.

- [Sauer 2012] Sauer, D. U. et al.: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Berlin 2012
- [Schmitz 2010] Schmitz, K. et al.: Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin (u.a.) 2005.
- [Schwab 2012] Schwab, A. J.: Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin (u.a.) 2012.
- [SDPHB 2009] Görlitz: Skalar. Produkthandbuch. Koblenz 2009.
- [Servatius 2012] Servatius, H.-G. et al.: Smart Energy. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem. Heidelberg 2012.
- [SetIT 2009] SAE IT-systems GmbH & Co. KG: Set IT V4. Leistungsmerkmale net-line Stationsleittechnik. Köln 2009.
- [ShrewS 2010] Shrew Soft Inc.: Shrew Soft VPN Client. Administrators Guide. 2010. [SKAftp 2008] Görlitz: Skalar.ftp. Produkthandbuch. Koblenz 2008.
- [SKAftp 2008] Görlitz: Skalar.ftp. Produkthandbuch. Koblenz 2008.
- [SKAmbus 2007] Görlitz: Skalar.mbus. Produkthandbuch. Koblenz 2007.
- [SKAscr 2007] Görlitz: Skalar.script. Produkthandbuch. Koblenz 2007.
- [SKAtools 2009] Görlitz: Skalar.tools2. Produkthandbuch. Koblenz 2009.
- [SML 2008] Smart Message Language. Version 1.03, 2008.
- [Sopren 2011] Lauterbach, C.: Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland. Teil 1 des Abschlussberichtes zum Forschungsvorhaben „SOPREN – Solare Prozesswärme und Energieeffizienz“. Kassel 2011.
- [SRU 2011] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin 2011.
- [Stadler 2005] Stadler, I.: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation Universität Kassel. Kassel 2005.
- [Stadler 2008] Stadler, I.: Netzintegration großer Leistungen erneuerbarer Energien durch Kraft-Wärme-Kopplung mit thermischer Energiespeicherung. Köln 2008.
- [Stern 2009] Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems Limiting global warming by transforming energy systems. In: Schmidt, J.: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz Renewable Energies and Energy Efficiency, Band 14. Kassel 2009.
- [TAB 2003] Paschen, H. et. al.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) Arbeitsbericht Nr. 84. Berlin 2003.
- [TAB 2008] Oertel, D.: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring »Nachhaltige Energieversorgung«. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) Arbeitsbericht Nr. 123. Berlin 2008.
- [TabMS 2008] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz. TAB Mittelspannung. Berlin 2008.
- [TabNS 2007] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. Berlin 2011.
- [Tennet 2012] <http://www.tennet.eu/de/home.html> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Thoma 2007] Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung. Dissertation Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich. Zürich 2007.

[Thomas 2007] Thomas, R. et. al.: Fernwirktechnik im IP-Zeitalter: Anforderungen und Engineeringlösungen. In: ETZ Elektrotechnik und Automation Heft 9/2007. Offenbach 2007.

[Transnet 2012] <http://www.transnetbw.de/> (letzter Zugriff: 09.10.2014)

[Traube 2005] Traube, K.: Potentiale der KWK. 2005.

[TRJ 2011] Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR) et al.: Projektbericht. Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Offenbach 2011.

[TRJ 2011a] Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR) et al.: Deutscher Wetterdienst Testreferenzjahre für Deutschland 2011. Offenbach 2011.

[TUB 2010] Erdmann, G. et. al.: Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Berlin 2010.

[UBA 2006] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), et. al.: Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020. Endbericht. Wuppertal (u.a.) 2006.

[UBA 2007] Umweltbundesamt: Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung). Dessau 2007.

[UBA 2010] Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau 2010.

[UBA 2014] Umweltbundesamt: KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. In: Climate Change 02/2014. Dessau 2014.

[UCTE 2004] Union for the Co-ordination of transmission of electricity (UCTE): UCTE Operation Handbook. 2004.

[Ungerer 2010] Unger, T. et al.: Lineare Optimierung. Modell, Lösung, Anwendung. Wiesbaden 2010.

[VCI 2012] Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI): Die deutsche chemische Industrie 2030. Kurzfassung der VCI-Prognos-Studie. Frankfurt a.M. 2012.

[VDE 2008] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE): Smart Distribution 2020. Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt a. M. 2008.

[VDE 2009] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt a. M. 2009.

[VDE 2010] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-Studie: E-Mobility 2020. Technologien – Infrastruktur – Märkte. Frankfurt a. M. 2010.

[VDE 2012] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-Studie: Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt a. M. 2012.

- [VDE 2012a] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Frankfurt a. M. 2012.
- [VDE 2013] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-Studie: Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende. Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen. Frankfurt a. M. 2013.
- [VDEWM23 2000] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW): Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren - Step-by-step. Frankfurt a. M. 2000.
- [VDEWM24 2000] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW): Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel. Frankfurt a. M. 2000.
- [VDI2067 2012] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinien 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf 2012.
- [VDI3789-2 1994] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinien 3789-2: Umweltmeteorologie. Wechselwirkungen zwischen Atmosphäre und Oberflächen. Berechnung der kurz- und der langwelligen Strahlung. Düsseldorf 1994.
- [VDI3789-3 2001] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinien 3789-3: Umweltmeteorologie. Wechselwirkungen zwischen Atmosphäre und Oberflächen Berechnung der spektralen Bestrahlungsstärken im solaren Wellenlängenbereich. Düsseldorf 2001.
- [VDI3985 2004] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinien 3985: Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen. Düsseldorf 2004.
- [VDI4655 2008] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinien 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Düsseldorf 2008.
- [Virtplant 2008] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Realisierung eines „virtuellen“ Kraftwerkprototyps im Badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von regenerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK-Anlagen – „VIRTPLANT“. Schlussbericht des Innovationsfonds Klima- und Wasserschutz Förderprojekt 2005-08. Freiburg 2008.
- [Wagner 2002] Wagner, H.-J. et al.: Validierung und kommunale Disaggregation des Expertensystems HERAKLES, Abschlussbericht. Bochum 2002.
- [Wagner 2005] Wagner, U. et al.: Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU. München 2005.
- [Weicker 2007] Weicker, K.: Evolutionäre Algorithmen. Leitfäden der Informatik. Wiesbaden 2007.
- [WI 2007] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI): Kurzexpertise zur ländervergleichenden Analyse unterschiedlicher infrastruktureller und energiewirtschaftlicher Voraussetzungen zur Nutzung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung. Wuppertal 2007.
- [WM 2012] [www.windmonitor.de](http://www.windmonitor.de) (letzter Zugriff: 09.10.2014)
- [WWF 2009] Prognos AG et. al: Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. Basel (u.a.) 2009.
- [WWF 2009a] World Wide Fund for Nature (WWF) Deutschland: Auswirkungen von Elektroautos auf den Kraftwerkspark und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland. Frankfurt a. M. 2009.
- [WZG20 2005] Kundo Systemtechnik: Kompakt-Wärmezähler Typ KUNDO G 20 / G 21. Montage- und Betriebsanleitung. St. Georgen 2005.

[Zahoransky 2010] Zahoransky, R. et al.: Energietechnik – Systeme zur Energieumwandlung. Wiesbaden 2010.

[Ziesing 2008] Ziesing, H.-J.: KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschließung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58. Jahrgang (2008) Heft 3. Essen 2008.

[Ziesing 2011] Ziesing, H.-J. et al.: Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Band 1: Der KWK-Wirtschaftlichkeitsindikator COGIX – Methodenband. Berlin 2011.

[Zimmermann 2008] Zimmermann, H.-J.: Operations Research. Methoden und Modelle für Wirtschaftsingenieure, Betriebswirte und Informatiker. Wiesbaden 2008.

Mit den Entwicklungen und Untersuchungen der vorliegenden Arbeit wird das Ziel verfolgt, Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit thermischen Speichern zu einem leistungsfähigen Bestandteil des Energieversorgungssystems werden zu lassen, um eine zukünftige Stromversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien wie der Windkraft und der Photovoltaik zu ermöglichen.

Neben der Entwicklung einer technischen Lösung, mit welcher dezentrale Anlagensysteme in das Management eines Elektroenergieversorgungssystems integriert werden können, wird das mathematische Modell des Verbundsystems betrachtet. Die Optimierung einer Vielzahl zentraler sowie dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher bedarf hierbei der Anwendung geeigneter Algorithmen und Verfahren des Operations Researchs.

Das letztendlich umgesetzte Versorgungsmodell ermöglicht die Projektion des Konzeptansatzes zur Regel- und Ausgleichenergiebereitstellung auf größere Versorgungsgebiete. Basierend auf den Verbrauchsprofilen von Einzelgebäuden, Gewerbe- und Industriebetrieben sowie der erneuerbaren Erzeugungscharakteristik, führt der gezielte Einsatz verschiedener Kraft-Wärme-Kopplungssysteme mit variierender Stromkennzahl und Speichergröße zu einer Bewertung möglicher Potentiale.

ISBN 978-3-7376-0174-0



9 783737 601740 >